

ACÓRDÃO Nº 2480/2021 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 045.221/2020-0.
2. Grupo II – Classe de Assunto: VII - Desestatização
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Ministério de Minas e Energia.
5. Relator: Ministro Walton Alencar Rodrigues.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPet).
8. Representação legal: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos que tratam do acompanhamento da outorga de contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural no polígono do Pré-Sal, referente ao Segundo Leilão dos Volumes Excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa (LVECCO), pactuado entre União e Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobras) em 2010, nos termos do art. 41 da Lei Orgânica do TCU (Lei nº 8.443/92) combinado com os artigos 249 e 241 do seu Regimento Interno e da regulamentação específica contida na Instrução Normativa do TCU n. 81/2018;

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, ante as razões expostas pelo Relator, em:

9.1. com fundamento no art. 43 da Lei Orgânica do TCU (Lei nº 8.443/92) combinado com o art. 258, inciso II, do Regimento Interno, considerar, sob o ponto de vista formal, que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Ministério de Minas e Energia (MME) atenderam aos aspectos de tempestividade, completude e suficiência técnica dos elementos apresentados, por meio do acervo documental, inerente ao certame do Leilão dos Volumes Excedentes ao Contrato da Cessão Onerosa (LVECCO);

9.2. com fulcro no art. 43, inciso I, da Lei 8443/1992 c/c art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, determinar à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que acompanhe a execução do contrato resultante do segundo LVECCO, com a finalidade de encaminhar ao TCU, a cada cinco anos, parecer conclusivo acerca da necessidade ou não de acionar o mecanismo da redeterminação;

9.3. com fulcro no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, c/c art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, recomendar ao Ministério de Minas e Energia que, no âmbito das atividades de suporte aos processos decisórios do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), avalie a conveniência e oportunidade de incorporar novas melhorias, juntamente com os órgãos e instituições envolvidos, quando pertinente, no sentido de:

9.3.1. estabelecer formalmente, como boa prática, o modelo analítico replicável às análises dos processos submetidos à apreciação do CNPE, indicando as principais metodologias, ferramentas decisórias e modelos empregados, bem como a forma de suas integrações, além das instâncias envolvidas nas respectivas atividades;

9.3.2. aumentar a rastreabilidade e a precisão, na ponderação dos critérios a serem analisados, bem como reduzir a ocorrência de vieses, por meio das seguintes ações:

9.3.2.1. definir as etapas prévias à análise multicritério que irão processar e entregar o conjunto de critérios adequado à análise, incluindo o seu arranjo e as respectivas dimensões, bem como as premissas de parâmetros que serão aplicadas em conjunto, de modo que a divergência de cenários para esses parâmetros não interfira na ponderação dos critérios;

9.3.2.2. estabelecer métodos e requisitos para elegibilidade dos critérios que serão levados à consideração dos membros do CNPE, explicitando as respectivas relações de causalidade e impactos (análise de sensibilidade de cada critério para exemplificar quantitativamente de acordo com o caso analisado) e robustecendo o nível de informações que subsidia a avaliação de cada membro; e

9.3.2.3. estabelecer método de escolha dos cenários de referência (entre os demais estudados) para os parâmetros e premissas que serão aplicadas na modelagem econômica (tais como preços e taxa de desconto) para as estimativas a serem submetidas à análise final para o CNPE.

9.3.3. considerar os efeitos na arrecadação estatal total, em valor presente líquido, de antecipações de receitas governamentais, via bônus de assinatura, considerando os diferentes custos de capital governamental e privado e o aumento do risco privado, quando se ponderar a escolha dos parâmetros das parcelas governamentais (bônus de assinatura x alíquota mínima de partilha).

9.4. encaminhar cópia deste Acórdão, assim como do relatório e voto que o fundamentam, ao CNPE, ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Economia, à ANP e à PPSA;

9.5. manter o sigilo destes autos, deste Acórdão e do relatório e voto que o fundamentam, até a realização do leilão, uma vez que as peças deste processo contêm informações estratégicas que, se tornadas públicas neste momento, podem prejudicar o próprio leilão;

9.6. ordenar à Secretaria das Sessões que, após a realização do leilão, faça inserir o inteiro teor deste Acórdão, bem como do relatório e do voto que o fundamentam, na base de dados do Tribunal, a fim de que fiquem totalmente disponíveis para a consulta pública;

9.7. restituir os autos à SeinfraPetróleo, para o acompanhamento da etapa pós publicação do edital do certame, incluindo os procedimentos de adjudicação e assinatura dos contratos, nos termos da IN TCU 81/2018.

10. Ata nº 9/2021 – Plenário.

11. Data da Sessão: 13/10/2021 – Telepresencial de Caráter Reservado.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: não há.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Ana Arraes (Presidente), Walton Alencar Rodrigues (Relator), Augusto Nardes, Raimundo Carreiro e Bruno Dantas.

13.2. Ministros-Substitutos convocados: Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho.

(Assinado Eletronicamente)

ANA ARRAES
Presidente

(Assinado Eletronicamente)

WALTON ALENCAR RODRIGUES
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA
Procuradora-Geral

GRUPO II – CLASSE VII – Plenário

TC 045.221/2020-0

Natureza(s): Desestatização

Órgãos/Entidades: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Ministério de Minas e Energia

Representação legal: não há

SUMÁRIO: DESESTATIZAÇÃO. ACOMPANHAMENTO. OUTORGA DE CONTRATOS PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO POLÍGONO DO PRÉ-SAL, REFERENTE AO SEGUNDO LEILÃO DOS VOLUMES EXCEDENTES AO CONTRATO DE CESSÃO ONEROSA (LVECCO), PACTUADO ENTRE A UNIÃO E A PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. (PETROBRAS), EM 2010. SOB O PONTO DE VISTA FORMAL, ATENDIMENTO DOS ASPECTOS DE TEMPESTIVIDADE, COMPLETUDE E SUFICIÊNCIA TÉCNICA DOS ELEMENTOS APRESENTADOS PELO PODER EXECUTIVO. DETERMINAÇÕES. RECOMENDAÇÕES. CIÊNCIA AOS INTERESSADOS.

RELATÓRIO

Adoto, como relatório, a bem-elaborada instrução da SeinfraPetroleo (peças 66-68):

Introdução

1. *Cuidam os autos de processo de acompanhamento do Segundo Leilão dos Volumes Excedentes ao Contrato da Cessão Onerosa – nas Áreas de Sépia e Atapu –, em regime de partilha de produção, para outorga de exploração e produção de petróleo e gás natural, informado nos termos do Ofício 221/2020/SE-MME (peça 1), do Ministério de Minas e Energia (MME).*

2. *As licitações para a concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural são regidas pelo art. 177 da Constituição Federal de 1988, pela legislação setorial específica, especialmente pelas Leis 9.478/1997, 12.351/2010 e, ainda, pelas resoluções RANP 18/2015 e 24/2013, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).*

3. *Para as áreas do polígono do Pré-sal e outras áreas estratégicas, a Lei que institui o regime de partilha de produção (12.351/2010) e a RANP 24/2013, que aprovou o regulamento que trata dos procedimentos a serem adotados nas licitações sob o regime de partilha, estabelecem regras específicas.*

4. *O acompanhamento desses procedimentos de outorgas está disciplinado pela IN TCU 81/2018. A presente instrução traz, portanto, as avaliações realizadas pela equipe de auditoria no acompanhamento da segunda rodada de licitações dos volumes excedentes da cessão onerosa (LVECCO2), relativos às áreas de Sépia e Atapu.*

2. HISTÓRICO

2.1 Cessão Onerosa e Primeira Licitação de Volumes Excedentes

5. *A Lei 12.276/2010, conhecida como Lei da Cessão Onerosa, excepcionou os regimes então vigentes de concessão (Lei 9.478/1997) e partilha de produção (Lei 12.351/2010), autorizando a União ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e*

lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da CF/88 em áreas predeterminadas no polígono do Pré-sal.

6. O Contrato de Cessão Onerosa, firmado em setembro de 2010, cedeu à Petrobras o direito de lavra de até 5 bilhões de barris de óleo equivalente em blocos selecionados na Bacia de Santos, na área do Pré-sal: Franco, Florim, Sul de Guará, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi e Entorno de Iara (as denominações dos campos foram atualizadas após a declaração de comercialidade), tendo prazo de vigência de 40 anos, pelo valor de R\$ 74,807 bilhões.

7. Em 2014, identificada a existência comercial de volumes excedentes de petróleo e gás natural (em relação aos 5 bilhões de barris de óleo equivalente da Cessão Onerosa) em quatro das jazidas dos respectivos blocos, iniciou-se avaliações e procedimentos para a contratação das respectivas produções, desta vez em regime de partilha de produção.

8. Desde 2014, o TCU tem realizado especial acompanhamento dos desdobramentos da execução do Contrato de Cessão Onerosa, firmado em 2010. Mais especificamente, a revisão do contrato (TC 011.325/2015-1 – Acórdão 2.548/2019-TCU-Plenário, rel. Min. Raimundo Carreiro) e a outorga dos volumes excedentes (TC 024.607/2014-2 – Acórdãos 3.087/2014, 449/2016 e 2.931/2018 -TCU-Plenário - relatoria dos ministros José Jorge, Raimundo Carreiro e José Múcio, respectivamente, e TC 001.281/2019-4 – Acórdão 2.430/2019-TCU-Plenário, rel. Min. Raimundo Carreiro). Um histórico completo de toda a cessão onerosa pode ser lido no TC 001.281/2019-4 que tratou do acompanhamento do primeiro leilão de volumes excedentes.

9. Assim, ao final de todas essas etapas processuais e concluída a revisão do Contrato de Cessão Onerosa, finalmente, em 2019, os volumes excedentes foram levados à licitação em regime de partilha de produção. Não obstante, das quatro áreas relacionadas, somente as áreas de Búzios (Bloco 2 - Franco) e Itapu (Bloco 1 - Florim) foram arrematadas, restando os volumes excedentes nos campos de Atapu (Bloco 4 - Entorno de Iara) e Sépia (Bloco 6 - Nordeste de Tupi) a serem novamente ofertados.

2.2 Segunda Licitação de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa – Sépia e Atapu

10. Providencialmente, a deliberação deste Tribunal sobre o processo do primeiro leilão dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa determinou medidas preventivas para a hipótese de que alguma das áreas ofertadas não fosse arrematada, conforme se observa no item 9.3 do Acórdão 2.430/2019-TCU-Plenário (relatoria Min. Raimundo Carreiro):

9.3. Com fulcro no art. 43, inciso I, da Lei 8443/1992 c/c art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e em atenção ao artigo 11, inciso IV, e ao artigo 36, ambos da Lei 12.351/2010, ao artigo 4º, inciso IV, da Lei 12.304/2010 e às disposições constantes da Resolução ANP 25/2013, alterada pela Resolução ANP 698/2017, determinar à Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que adotem providências para que a PPSA inicie imediatamente a representação da União para os volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa, com acesso às informações necessárias e, caso não sejam contratados no LVECCO, dê sequência aos procedimentos necessários à identificação e delimitação da parte da União nas respectivas jazidas, com vistas à futura contratação dessa participação; (grifos nosso)

11. Tais providências decorreram das necessidades identificadas ao longo do acompanhamento do TCU dos desdobramentos da execução do Contrato de Cessão Onerosa. A contratação dos volumes excedentes é bastante mais complexa do que uma licitação tradicional, pois envolve estudos de determinação dos volumes recuperáveis das respectivas jazidas, discriminando-se as participações entre os volumes do Contrato de Cessão Onerosa e os excedentes, além da definição das regras e dos cálculos de valores de compensação financeira à Petrobras pelo compartilhamento das jazidas.

12. Desse modo, como os blocos de Sépia e Atapu não foram arrematados, para cumprir a determinação do TCU, o MME publicou, em 27/1/2020, a Portaria 23/2020 que qualificou a PPSA como representante da União para avaliar os volumes excedentes aos contratados em Cessão Onerosa das áreas de Atapu e Sépia, negociar com a Petrobras acerca da avaliação dos percentuais pertencentes à União nas áreas remanescentes e calcular os valores da compensação pela licitação dos volumes excedentes.

13. A partir de então a PPSA iniciou gestão, juntamente com a Petrobras e a ANP, para as definições necessárias, prévias à nova licitação.

14. Após um período de negociações e troca de informações, definiu-se os percentuais relativos à União referentes aos volumes excedentes presentes na jazida, bem como a parte que caberia à Petrobras explorar ainda sob o regime de Cessão Onerosa.

15. Com esses percentuais definidos, chegou-se a um Acordo de Individualização da Produção (AIP) das áreas de Sépia e Atapu. Esse acordo foi posteriormente submetido e aprovado pela ANP.

16. Restava, no entanto, a definição do cálculo da compensação à Petrobras por ocasião do diferimento de sua curva de produção. Assim, com as participações definidas, Petrobras e PPSA novamente se reuniram para negociar e calcular o valor a ser pago, pelo novo entrante, a título de compensação à Petrobras. Nesse momento, houve ainda participação do MME na definição dos parâmetros econômicos que seriam utilizados nos cálculos.

17. Após um período de negociação e consequente revisão da Portaria MME 213/2019, que definiu os parâmetros para a primeira licitação de volumes excedentes, chegou-se a um valor final de compensação a ser pago à Petrobras, incluindo ainda cláusulas de pagamentos condicionados ao valor futuro do Barril de petróleo Brent (cláusulas de earn-out).

18. Importante ressaltar que essas duas etapas, a de definição das participações e a de definição do valor da compensação, refletem as principais diferenças que existem entre o atual certame e o que ocorreu em 2019. Tais diferenças são resultado direto da atuação do Tribunal e proporcionam redução de incertezas em comparação com o procedimento licitatório anterior.

19. Assim, findada essas etapas, o MME pôde então formular e sugerir, para decisão do CNPE, os parâmetros técnicos e econômicos do leilão, como bônus de assinatura, alíquota de partilha, etc. Referidos parâmetros foram aprovados por meio da Resolução CNPE 5/2021 (peça 48, como item não digitalizável).

20. A divulgação do certame foi feita no DOU no dia 1/6/2021, juntamente com a publicação do pré-edital e minutas do contrato no site da ANP. No dia seguinte, foi publicado ainda o aviso da consulta e audiência pública, que atraíram participação dos mais variados atores.

21. Por fim, o edital definitivo tem previsão de ser publicado no dia 15/10/2021 e a data pública de sessão de ofertas está prevista para ocorrer no dia 17/12/2021.

22. A equipe de auditoria acompanhou as etapas do processo de definição do certame, e a documentação referente a cada passo foi sendo enviada a este Tribunal à medida que o processo se desenrolava.

23. Consoante detalhado na instrução aposta à peça 51, o pacote definitivo de informações foi enviado ao TCU no dia 16/8/2021. O presente exame técnico examinará se, sob o ponto de vista formal, a ANP e o MME atenderam aos aspectos de tempestividade, completude e suficiência técnica dos elementos apresentados por meio do acervo documental encaminhado.

3. EXAME TÉCNICO

24. No âmbito do Tribunal de Contas da União, a matéria objeto do exame dos autos está disciplinada pela IN TCU 81/2018, a qual dispõe sobre a fiscalização dos processos de desestatização.

25. Conforme dispõe o art. 3º daquela norma devem ser analisados, no que couber, os seguintes elementos aplicáveis à outorga:

I - deliberação competente para abertura de procedimento licitatório;

II - objeto, área de exploração e prazo do contrato ou do ato administrativo;

III - documentos e planilhas eletrônicas desenvolvidos para avaliação econômico-financeira do empreendimento, inclusive em meio magnético, com fórmulas discriminadas, sem a exigência de senhas de acesso ou qualquer forma de bloqueio aos cálculos, e, quando for o caso, descrição do inter-relacionamento das planilhas apresentadas;

IV - relação de estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, vinculados ao objeto a ser licitado, quando houver, com a discriminação dos custos correspondentes;

[...]

XII - discriminação das garantias exigidas da delegatária para cumprimento do plano de investimentos do empreendimento, adequadas a cada caso;

[...]

XVII - cópia da licença ambiental prévia, das diretrizes para o licenciamento ambiental do empreendimento ou das condicionantes fixadas pelo órgão ambiental responsável, na forma do regulamento setorial, sempre que o objeto da licitação assim o exigir;

[...]

XX - relatório com manifestação do órgão gestor acerca das questões suscitadas durante a audiência pública sobre os estudos de viabilidade, caso ocorra, e sobre a minuta do instrumento convocatório e anexos;

[...]

Parágrafo Único. O Poder Concedente poderá disponibilizar e/ou o Tribunal de Contas da União poderá solicitar outros documentos que entenda necessário para o complemento das informações tratadas neste artigo.

26. Ao longo de todo o processo foram enviados documentos, notas técnicas e planilhas que foram utilizadas pelos órgãos responsáveis pela formulação do processo licitatório. Assim, as análises realizadas pela equipe foram feitas com base na documentação enviada, além das informações colhidas nas reuniões realizadas entre o Tribunal e os gestores.

27. Desse modo, como explicitado na instrução técnica que definiu o escopo da análise (peça 37), a fiscalização focou os pontos mais relevantes do processo, abstendo-se de uma descrição mais aprofundada nesse relatório de aspectos já consolidados por processos licitatórios anteriores e já fiscalizados por este Tribunal.

28. Os tópicos a seguir tratarão, portanto, de pontos que mereceram um detalhamento maior e uma análise mais aprofundada.

3.1 Objeto da Licitação e detalhamento das áreas

29. Dando início ao processo de contratação para os volumes excedentes em Sépia e Atapu, o Ministério de Minas e Energia encaminhou a este Tribunal o extrato da respectiva licitação (peça 2).

30. *Esse extrato definia como objeto da licitação os volumes excedentes nos campos de Atapu (Bloco 4 - Entorno de Iara) e Sépia (Bloco 6 - Nordeste de Tupi). Estas áreas, que contêm volumes excedentes ao contrato da Cessão Onerosa, localizam-se na Bacia de Santos, no litoral do estado do Rio de Janeiro, à distância entre 220 e 260 km da linha de costa, conforme Figura abaixo.*

Figura 1 – Bacia de Santos com localização dos campos de Atapu e Sépia

Fonte: MME

31. *Estima-se que haja entre 2500 e 4000 milhões de BOE (barris de óleo equivalente) em volumes recuperáveis para Atapu e entre 500 e 700 milhões de BOE em volumes recuperáveis para Sépia, em volumes excedentes ao contrato original de ambos.*

32. *São estimados investimentos mínimos adicionais da ordem de 20 bilhões de reais relativos à contratação das novas unidades de produção e implantação da estrutura de produção e escoamento dos volumes totais (Cessão Onerosa mais volumes excedentes) dos respectivos campos.*

3.2 Divisão das jazidas - Negociação das participações entre Petrobras e PPSA

33. *Como já citado, previamente ao LVECCO, o Tribunal emitiu o Acórdão 2430/2019-TCU-Plenário (relatoria Min. Raimundo Carreiro) no qual, por meio do item 9.3 supratranscrito, determinou medidas preventivas para a hipótese de que alguma das áreas ofertadas não fosse arrematada.*

34. *O comando para a atuação da PPSA envolvia principalmente a delimitação dos volumes pertencentes à União nas áreas remanescentes do leilão, entre outras providências, para qual estão envolvidos, além da própria PPSA, a Petrobras e a ANP. Além disso, o MME e o CNPE comandariam as estratégias de aproveitamento e contratação desses volumes, definindo os respectivos parâmetros econômicos.*

35. *Desse modo, o MME emitiu a Portaria MME 23/2020, de 27/1/2020, no qual concedeu à PPSA a atribuição de avaliar e negociar os volumes excedentes ao Contrato da Cessão Onerosa referente à Sépia e à Atapu, conforme pode ser visto no Art 3º:*

Art. 3º A PPSA é a representante da União para a avaliação e posterior negociação com a Cessionária a respeito dos Volumes Excedentes aos Contratados em Cessão Onerosa, nos campos de Atapu e Sépia, visando estabelecer:

I - as Participações nas futuras Áreas Coparticipadas; e

II - o valor da Compensação a ser paga pelos futuros Contratados em regime de Partilha de Produção à Cessionária, como contrapartida à aquisição inicial dos ativos das áreas em questão.

36. *Com o intuito de monitorar o cumprimento do referido Acórdão, instaurou-se processo de monitoramento, por meio do TC 021.453/2020-9. No âmbito daquele processo, enviaram-se diligências ao MME, PPSA e Petrobras para questionar como o tema vinha sendo tratado e se o mandamento emanado no Acórdão estava sendo cumprido.*

37. *Para facilitar a compreensão do tema, se trará aqui as respostas que foram enviadas pelos agentes no âmbito daquele processo.*

3.2.1 Respostas de PPSA, ANP, Petrobras e MME

38. *A PPSA enviou como resposta ao questionamento, a Carta PPSA-PRE 40/2021 (Peça 32 do TC 021.453/2020-9) no qual constavam diversos documentos anexados, incluindo as atas de reuniões ocorridas entre os agentes, e-mails trocados, dentre outros documentos.*

39. Destaca-se dentre esses documentos o Sumário Executivo produzido pela Empresa para relatar o histórico a respeito da “Avaliação dos volumes excedentes aos contratados em Cessão Onerosa das áreas de Atapu e Sépia conforme definido na Portaria MME 23/2020”. Neste documento, a Empresa traz o seguinte:

Em novembro de 2019 foi realizada a Rodada de Licitações de Partilha de Produção do Volume Excedente da Cessão Onerosa, onde foram ofertadas as áreas de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, sendo que as áreas de Atapu e Sépia não foram arrematadas.

Anteriormente à realização da Rodada de Licitações de Novembro, foi emitido o Acórdão do TCU 2430/2019 de 09/10/2019, onde ficou determinado à Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) adotem providências para que a PPSA inicie imediatamente a representação da União para os volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa, com acesso às informações necessárias e, caso não sejam contratados no LVECCO, dê sequência aos procedimentos necessários à identificação e delimitação da parte da União nas respectivas jazidas, com vistas à futura contratação dessa participação.

Com base nessa determinação, a PPSA deu início à estruturação das condições necessárias para atendê-la, com a contratação de profissionais (geólogos, geofísicos e engenheiros de reservatório) bem como a contratação de equipamentos e sistemas computacionais. Foram iniciadas também as tratativas com a Petrobras quanto à passagem de dados e informações das áreas de Atapu e Sépia para a PPSA.

Em linha com o referido Acórdão, o MME publicou, em 27/01/2020, a Portaria 23/2020 qualificando a PPSA como representante da União para avaliar os Volumes Excedentes aos Contratados em Cessão Onerosa das áreas de Atapu e Sépia e a negociação com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e também para calcular os valores da Compensação à Petrobras pela Licitação dos Volumes Excedentes.

...

Com base no cronograma estipulado pelo MME para a próxima Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Atapu e Sépia, a PPSA elaborou um Plano de Trabalho (Figura 3) alinhado com a Petrobras, para realizar as avaliações de Atapu e Sépia, conforme definido no Artigo Segundo da Portaria 23/2020.

...

Junto com a negociação do Plano de Trabalho entre PPSA e Petrobras, ficou acordado, também, que a cada etapa concluída haveria reuniões técnicas entre PPSA e Petrobras, com o objetivo de buscar o alinhamento sobre a conclusão da etapa e seus respectivos resultados, e, com isso, construir as bases para o fechamento da negociação das Participações ao final do trabalho.

Além das reuniões técnicas ocorridas entre a PPSA, ANP e Petrobras, foram, também, realizadas reuniões mensais entre MME, ANP, PPSA e Petrobras, com o objetivo de atender ao Artigo Terceiro, parágrafo terceiro, da Portaria MME 23/2020 (documentos em anexo).

...

Com a conclusão dessa etapa, foram emitidos e encaminhados à ANP os Relatórios (Notas Técnicas) que descrevem detalhadamente todas as fases e etapas desse trabalho e os seus respectivos resultados, de forma que a ANP pudesse fazer a sua avaliação, conforme definido na Portaria MME 23/2020 (documentos anexos).

Após o recebimento dos Relatórios, a ANP solicitou à PPSA mais algumas informações e esclarecimentos adicionais, que foram atendidas, inclusive com a realização de reunião ocorrida em 16/10/2020 (documentos anexos). (grifos nosso)

40. *A PPSA trouxe ainda um relato de como se deu a estruturação interna, além dos procedimentos técnicos e negociações que ocorreram com a Petrobras para definição das participações da União.*

41. *A Petrobras enviou sua resposta por meio da Carta AGUP/PPAR 4/2021 (Peça 33 do TC 021.453/2020-9) contendo em anexo diversos documentos, dentre eles um arquivo denominado “Histórico dos estudos para estimativa de coparticipação com a PPSA”. Desse documento extrai-se:*

Todo o processo realizado em conjunto com a PPSA teve caráter técnico, marcado pela grande troca de informações entre os pares. A avaliação da qualidade da modelagem realizada por cada parte foi feita de modo indireto, analisando diferentes resultados gerados pelos modelos. O processo foi dividido em etapas, de modo a tentar resolver ao máximo as discrepâncias entre as modelagens da Petrobras e da PPSA antes de seguir para a próxima etapa.

O processo começou com um intenso período de compartilhamento de informações por parte da Petrobras, dando subsídios para a PPSA construir seus próprios modelos.

Posteriormente, a PPSA apresentou à Petrobras sua modelagem petrofísica, geofísica, geológica e de fluxo. Nesta etapa as equipes técnicas tiveram intenso contato, buscando um maior alinhamento entre as interpretações.

A partir dos modelos de fluxo construídos, foram comparadas as estimativas de produção do cenário de desenvolvimento parcial (sem contrato de Partilha, apenas de Cessão Onerosa), e buscou-se novo alinhamento. Em paralelo iniciou-se a discussão sobre o escopo dos campos de Atapu e Sépia no cenário de desenvolvimento global (com contrato de Partilha), que foi seguido por nova comparação entre as estimativas de produção deste cenário. Após o alinhamento das curvas de produção do cenário de desenvolvimento global, alguns detalhes de cálculo das Tract Participations (TPs) da Coparticipação foram esclarecidos, como a fórmula de cálculo da produção de óleo equivalente.

Como os modelos da Petrobras e da PPSA apresentavam resultados ligeiramente diferentes, consequentemente com TPs também diferentes, foi negociado, para cada campo, um TP intermediário entre as visões da Petrobras e da PPSA. Como é necessário haver uma curva de produção específica para o PD parcial e para o PD global para o cálculo da compensação devida à Petrobras, não bastando o valor dos TPs negociados, foi construída também uma curva de produção intermediária entre as visões. Esta curva de produção foi construída então a partir de uma versão modificada do modelo da Petrobras, de modo a que os valores de TP decorrentes dela fossem aproximadamente iguais aos valores negociados anteriormente.

Neste documento estão listados os principais marcos do processo de estimativa da Coparticipação dos campos de Atapu e Sépia junto com a PPSA. São apresentadas cópias de e-mails trocados com a PPSA e/ou ANP e dos convites para reuniões em comum. Também são apresentados os anexos dos e-mails, apresentações de reuniões e documentos trocados com a PPSA e/ou ANP durante este processo.

Os arquivos em formato Word e Power Point foram convertidos em PDF para reduzir o tamanho dos arquivos. Os arquivos com dados técnicos específicos e arquivos com dados de entrada para softwares específicos das modelagens realizadas não foram anexados a esta documentação. (grifos nosso)

42. Os e-mails, atas e convites de reuniões foram todos enviados pela Petrobras ao TCU, de modo a demonstrar a interação ocorrida entre os agentes durante esse período.

43. A ANP respondeu por meio do Ofício 20/2021/AUD/ANP-RJ (Peça 44 do TC 021.453/2020-9), que encaminhou o Ofício 132/2021/SDP/ANP-RJ (Peça 45 do TC 021.453/2020-9), por meio do qual trouxe o seguinte:

1. Reportamo-nos ao Ofício nº 17/2021/AUD/ANP-R, de 11/2/2021, que solicitou o encaminhamento ao Tribunal de Contas da União, das informações contidas no Ofício 5006/2021/TCU/Seprac.

2. Em atendimento às solicitações, enviamos os autos do processo administrativo 48610.202222/2020-65 que, em conjunto com as Notas Técnicas 17/2020/SDB/ANPRJ, 170/2020/SDP/ANP-RJ e 191/2020/SDP/ANP-RJ anexas, subsidiaram a deliberação da Diretoria Colegiada da ANP sobre as participações acordadas nas jazidas de Atapu e Sépia para o Contrato de Cessão Onerosa e para o respectivo futuro Contrato de Partilha de Produção.

3. Adicionalmente, encaminhamos a cópia dos Acordos de Individualização da Produção (AIP) das Jazidas Compartilhadas e os respectivos processos de aprovação na ANP.

44. A Agência enviou as três notas técnicas que contemplam toda a análise realizada a respeito das participações que haviam sido definidas previamente pela PPSA e Petrobras e recomendou ao final a aprovação dos valores acordados.

45. Enviou ainda a Resolução de Diretoria (RD 632/2020), definida em reunião que aconteceu no dia 17/12/2020 e que aprovou por fim as participações acordadas. Uma análise mais detalhada das Notas produzidas pela ANP bem como da Resolução será feita em um tópico posterior

46. Por fim, o MME respondeu por meio do Ofício 68/2021/SE-MME (Peça 23 do TC 021.453/2020-9) e encaminhou como anexo despachos e notas técnicas referentes ao tema. Dentre os documentos enviados, destaca-se a Nota Técnica 10/2021/DEPG/SPG (Peça 14) que, de acordo com o Ministério:

...tem por objetivo sistematizar e complementar as informações constantes do processo de fiscalização do cumprimento dos termos do Acórdão TCU 2430/2019, constantes do processo de desestatização TC 001.281/2019-4 que trata do acompanhamento da outorga de contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural no polígono do Pré-Sal, referente ao Leilão dos Volumes Excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa (LVECCO), pactuado entre União e Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobras) em 2010.

47. A referida Nota traz assim um histórico completo da situação da cessão onerosa, inclusive da atuação do Ministério e outros agentes com foco na licitação das áreas remanescentes de Sépia e Atapu. O seguinte texto pode ser lido no documento:

2.13. Dessa forma, com o intuito de licitar os volumes excedentes nos campos de Atapu e Sépia e em consonância com as determinações do Tribunal de Contas da União - TCU, conforme item 9.3 do Acórdão nº 2430/2019, foi publicada a Portaria nº 23/2020/GM/MME, que qualifica a Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA como representante da União para avaliar os Volumes Excedentes aos Contratados em Cessão Onerosa das áreas de Atapu e Sépia e a negociação com a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras sobre essa avaliação e sobre o cálculo dos valores da Compensação pela Licitação dos Volumes Excedentes.

2.14. Diante de aprendizado em 2019, bem como das recomendações/determinações do órgão de controle, bem como da governança definida pela Portaria 23/2020, há um compromisso de todos envolvidos em reduzir a complexidade que envolveu a licitação anterior e viabilizar a nova licitação até o final do ano de 2021.

...

2.17. *A definição do valor de compensação foi complexa e contribuiu para o adiamento da realização do leilão. Em estimativa realizada antes do leilão, verificou-se possível perda de R\$ 11,4 bilhões[2] por ano de adiamento do leilão de excedente. Neste contexto, buscou-se fixar premissas razoáveis que viabilizassem a ação ágil para evitar novas perdas ao setor público.*

2.18. Ao longo desta Nota Técnica são apresentadas as ações e trabalhos desenvolvidos pelos representantes do Governo visando a realização com sucesso da referida licitação, já considerando, as deliberações insculpidas no Acórdão nº 2430/2019, bem como relatório técnico que subsidiou a tomada de decisão. (grifos nosso)

48. *A Nota traz, portanto, os procedimentos, negociações e etapas que foram realizadas pelo MME, PPSA, Petrobras e ANP até aquele momento para definição dos parâmetros necessários para a ocorrência do Leilão.*

3.2.2 Detalhes da Negociação entre PPSA e Petrobras

49. *Como pode ser observado na resposta enviada pelos agentes, houve um esforço conjunto em atender o comando expresso no Acórdão 2.430/2019-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Raimundo Carreiro.*

50. *Principalmente a partir da edição da Portaria MME 23/2020, em que se atribuiu à PPSA a tarefa de representação da União, as negociações entre a Empresa e a Petrobras tiveram início, direcionadas por temas que foram atribuídos pelo próprio MME, como pode ser visto na NT 10/2021/DEPG/SPG (Peça 14):*

2.14. *Diante de aprendizado em 2019, bem como das recomendações/determinações do órgão de controle, bem como da governança definida pela Portaria 23/2020, há um compromisso de todos envolvidos em reduzir a complexidade que envolveu a licitação anterior e viabilizar a nova licitação até o final do ano de 2021. Para tanto as discussões a serem conduzidas entre representantes do governo e da Petrobras tratarão, no mínimo, dos seguintes temas:*

- *Estratégia de Desenvolvimento das áreas de Sépia e Atapu, buscando definir o número e localização de sistemas de produção e, para cada um deles, a data de início de produção, o número, características e cronograma de perfuração e completação de poços produtores e injetores, características das unidades de produção e dos sistemas de coleta e escoamento, e cronograma de entrada de poços, entre outras especificidades;*

- *Avaliação dos Volumes Excedentes aos Contratados em Cessão Onerosa nos campos de Atapu e Sépia;*

- *Avaliação dos Volumes Recuperáveis corresponde à estimativa, com base na Estratégia de Desenvolvimento definida, da produção acumulada total prevista de petróleo equivalente, considerando o corte econômico e o limite do contrato.*

- *Cálculo da compensação, observando conceitos definidos em Resolução do CNPE (Resolução nº 02/2019), bem como positivados no Termo Aditivo assinado entre União e Petrobras. (grifos nossos)*

51. *O fluxograma abaixo resume como se deu o procedimento de interação entre PPSA e Petrobras de modo a alcançarem os objetivos propostos.*

Figura 2 – Fluxo do Processo de Avaliação segundo Portaria 23/2020

Fonte: MME

52. De acordo com a própria PPSA, o principal trabalho da equipe se concentrou na modelagem do reservatório, a partir do qual foi possível se chegar aos valores de participações. A imagem a seguir resume o procedimento realizado pela Empresa:

Figura 3 – Modelagem de reservatórios

Fonte: PPSA

53. Em um sumário executivo enviado a este Tribunal, a PPSA resume as etapas que foram realizadas para se chegar aos valores de participações estimados pela Empresa a serem levados para mesa de negociação com a Petrobras:

A etapa inicial desse trabalho foi a passagem, da Petrobras para a PPSA, dos dados e informações de Atapu e Sépia. Essa passagem de dados e informações envolveu reuniões de “data room” e, em seguida, o envio de arquivos com os referidos dados.

Para que houvesse essa passagem dos dados pela Petrobras foi celebrado, previamente, um Acordo de Confidencialidade (documentos anexos) entre a PPSA e a Petrobras, conforme definido na Portaria MME 23/2020, em seu artigo segundo.

Com esses dados e informações, disponibilizados pela Petrobras, e tendo como guia o Procedimento de Processo da PPSA PP.DGC.007/2017, aprovado em 15/07/2020, conjuntamente com o Procedimento de Execução PE.DGC.001/2020, aprovado em 18/02/2020 (documentos anexos) foi dado seguimento ao Plano de Trabalho, com a realização das modelagens geológica e de fluxo. Esses processos são essenciais para as definições dos Volumes “In Place” e Volumes Recuperáveis de óleo e gás das áreas, permitindo o estabelecimento dos percentuais de Participação para o futuro Contrato de Partilha de Produção, bem como para o Contrato da Cessão Onerosa e conseqüentemente a valoração da Compensação à Petrobras, conforme definido nas Portarias MME 23/2020 e MME 213/2019.

...

Com a Modelagem Geológica concluída e os respectivos resultados discutidos e alinhados com a Petrobras e apresentados, também, à ANP, partiu-se para a conclusão da Modelagem de Fluxo, fase final para a definição dos volumes recuperáveis e em consequência a definição das Participações.

O alinhamento dos resultados da Modelagem de Fluxo foi planejado entre PPSA e Petrobras da seguinte forma:

Primeiro, o ajuste do histórico relativo aos SPA (Sistemas de Produção Antecipados) realizados em Atapu (entre maio e novembro de 2015) e Sépia (entre fevereiro e setembro de 2016).

Concluído o alinhamento com a Petrobras do ajuste de histórico resultante da modelagem de fluxo da PPSA, a próxima etapa foi a verificação dos resultados do modelo de fluxo da PPSA quanto às curvas de produção relativas ao desenvolvimento da produção do volume contratado para a Cessão Onerosa de Atapu e Sépia.

Com o alinhamento dos resultados de produção para a Cessão Onerosa, partiu-se para a discussão e o alinhamento da Estratégia de Desenvolvimento da Produção a ser adotada para o Excedente da Cessão Onerosa e adotando-se essa estratégia no Modelo de Fluxo, obter-se as curvas de produção e conseqüentemente os respectivos volumes recuperáveis que permitiram o cálculo das Participações.

Com a conclusão dessa etapa, foram emitidos e encaminhados à ANP os Relatórios (Notas Técnicas) que descrevem detalhadamente todas as fases e etapas desse trabalho e os seus

respectivos resultados, de forma que a ANP pudesse fazer a sua avaliação, conforme definido na Portaria MME. Após o recebimento dos Relatórios, a ANP solicitou à PPSA mais algumas informações e esclarecimentos adicionais, que foram atendidas, inclusive com a realização de reunião ocorrida em 16/10/2020.

O quadro apresentado na Figura 4 resume os resultados finais da avaliação realizada pela PPSA, mostrando o Caso Base adotado para a negociação com a Petrobras e os limites máximo e mínimo resultantes da análise de sensibilidade.

...

Considerados, portanto, os níveis de incerteza sinalizados nas análises de sensibilidade, que são característicos para a fase inicial de desenvolvimento da produção, na qual se encontram Atapu e Sépia, o processo de Redeterminação torna-se essencial como um fator de mitigação de riscos sobre as possíveis variações de volume recuperável e, conseqüentemente, das participações, que venham a ocorrer ao longo da vida produtiva dessas áreas.

A Redeterminação, ou seja, a alteração futura das Participações, é uma prática adotada internacionalmente em Acordos de Individualização da Produção (AIPs) e está prevista na Portaria MME 265/2019, que disciplina os Acordos de Participação, onde se destaca o parágrafo que prevê a possibilidade de alteração das Participações estabelecidas no Acordo de Coparticipação. (grifos nossos)

54. Percebe-se assim que após as avaliações feitas pelos técnicos da PPSA, chegou-se a um cenário de possibilidades para as duas áreas, considerando as sensibilidades e incertezas presentes no processo de avaliação geológica de um reservatório. A Figura a seguir traz os resultados alcançados pela PPSA durante essa etapa:

Figura 4 – Cenários de participações calculados pela PPSA

	ATAPU				SÉPIA			
	Volume Recuperável de Óleo (Milhões bbl)	Volume Recuperável de Óleo Equiv. (Milhões boe)	Participação na Cessão Onerosa (%)	Participação no Contrato de Partilha (%)	Volume Recuperável de Óleo (Milhões bbl)	Volume Recuperável de Óleo Equiv. (Milhões boel)	Participação na Cessão Onerosa (%)	Participação no Contrato de Partilha (%)
Sensibilidade Mínima	1.266	1.442	44,55	55,45	1.310	1.445	38,00	62,00
Caso Base	1.389	1.579	40,57	59,43	1.492	1.656	32,97	67,03
Sensibilidade Máxima	1.524	1.729	36,94	63,06	1.832	2.093	25,90	74,10

Fonte: PPSA

55. Com esses valores em mãos, seguiu-se para etapa de negociação com a Petrobras, que também possuía os seus cenários de participações calculados com base nas análises de reservatórios feitas no âmbito da própria empresa.

56. Em outro documento, intitulado “Sumário Executivo do Resultado das Negociações” a PPSA encaminhou os valores de caso Base da Petrobras, consoante Figura abaixo:

Figura 5 – Cenário de participações calculados pela Petrobras

	ATAPU				SÉPIA			
	Volume Recuperável de Óleo (Milhões bbl)	Volume Recuperável de Óleo Equiv. (Milhões boe)	Participação na Cessão Onerosa (%)	Participação no Contrato de Partilha (%)	Volume Recuperável de Óleo (Milhões bbl)	Volume Recuperável de Óleo Equiv. (Milhões boel)	Participação na Cessão Onerosa (%)	Participação no Contrato de Partilha (%)
Caso Base Petrobras	1.450	1.665	38,41	61,59	1.628	1.871	29,56	70,44

Fonte: PPSA

57. Em posse desses resultados, iniciou-se o processo negocial para definição de qual seria, portanto, a participação definida para os campos de Atapu e SÉPIA, relativos a Cessão Onerosa e ao futuro contrato de Partilha.

58. Assim, levando-se em consideração que os valores de participação do caso base Petrobras encontravam-se dentro dos limites da análise de sensibilidade e, dentro dos limites aprovados para negociação junto à Diretoria Executiva da PPSA, foram negociados entre a PPSA e a Petrobras os valores de participação intermediários entre os seus respectivos casos base. Desse modo, após negociação, as participações para cada área ficaram de acordo com o mostrado na Figura a seguir:

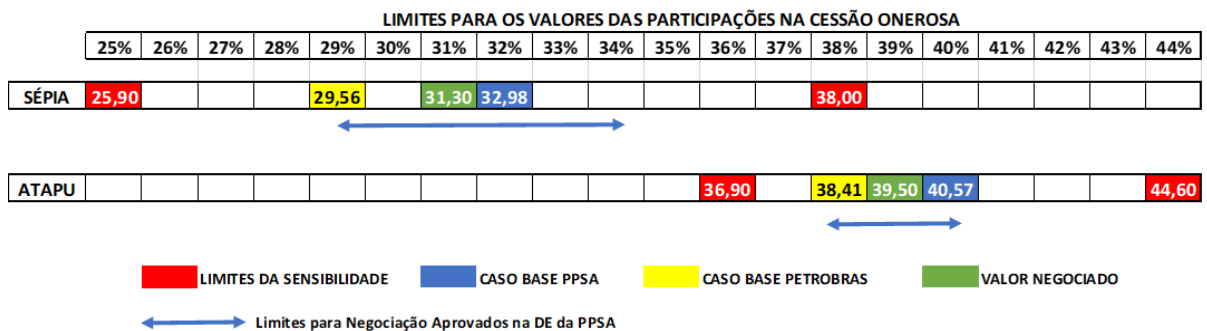
Figura 6 – Resultado das Participações Negociadas

	ATAPU		SÉPIA	
	Participação CO (%)	Participação CPP (%)	Participação CO (%)	Participação CPP (%)
Participações Negociadas	39,5	60,5	31,3	68,7

Fonte: PPSA

59. A imagem abaixo reflete o resultado da negociação sobre as participações, posicionados os respectivos valores que foram definidos dentro dos limites calculados:

Figura 7 – Escala de limites para valores de Participações na Cessão Onerosa



Fonte: PPSA

60. O que pode se perceber desse processo negocial é que os casos base de ambas as empresas se encontravam dentro do limite de sensibilidade para as duas áreas. Ainda, percebe-se que a própria PPSA possuía uma visão mais pessimista a respeito da participação da União no Contrato de Partilha da Produção (CPP) do que a própria Petrobras, visto que atribuía uma maior participação a esta na Cessão Onerosa original.

61. Assim, o valor final foi calculado situando-se entre os casos base das duas empresas, refletindo em 31,30% de participação da Petrobras em SÉPIA, e de 39,50% de participação em Atapu, ambos para o contrato de Cessão Onerosa.

62. Importante dizer que esse processo de negociação espelhou o que é usualmente feito em processos de unitização de jazidas, em que sendo impossível prever com certeza o percentual de cada operador na jazida, negocia-se um valor com base na visão de cada um.

63. Ciente da existência do risco de erro de previsão e conseqüente distorção de atribuição de produção para um lado ou outro no decorrer da vida do projeto, existe no setor de petróleo e gás natural, em processos de unitização de jazidas, o instituto da redeterminação, hábil a rever os cálculos no decorrer do período exploratório e com isso, se buscar uma maior justeza e adequação à realidade da jazida, em posse de maiores informações e dados à medida que o campo é explorado e explorado.

64. *Do mesmo modo, apesar de todo o critério técnico que tenha sido usado na etapa dessa definição dos valores de participação, por ambas as empresas, dadas as incertezas naturais advindas dos processos de modelagem de reservatórios, ressalta-se a importância de que futuras redeterminações venham a ocorrer, evitando que alguma das partes seja prejudicada por conta de possíveis e naturais imprecisões que possam ter sido cometidas nos cálculos previamente realizados.*

3.2.3 Aprovação do Acordo pela ANP

65. *O Acórdão 2.430/2019-TCU-Plenário também incluiu a ANP na determinação para que a PPSA representasse a União nos volumes excedentes ao contrato da Cessão Onerosa.*

66. *Do mesmo modo, a Portaria MME 23/2020 estabeleceu, em seu Art. 4º, § 4º o seguinte:*

Art. 4º As Partes deverão chegar a um acordo em relação às Participações da União e da Cessionária nas áreas de Atapu e Sépia.

(...)

§ 4º M Participações acordadas entre as Partes deverão ser submetidas à avaliação e aprovação da ANP, que poderá solicitar alterações ou informações adicionais.

67. *Assim, após a definição dos percentuais entre Petrobras e PPSA, submeteu-se à ANP para avaliação dos valores e volumes que haviam sido definidos e posterior aprovação.*

68. *O relatório final foi encaminhado à ANP em 9/9/2020 por intermédio da Carta PPSA-DGC 254/2020, em que foram apresentados os “resultados dos casos base das Modelagens de Reservatórios, tanto da PPSA quanto da Petrobras, para os Volumes Recuperáveis previstos, e que foram considerados na negociação.”*

69. *Dessa forma, a Agência produziu as Notas Técnicas 17/2020, 170/2020/SDP/ANP-RJ e 191/2020/SDP/ANP-RJ. (Peças 9, 10 e 11)*

70. *A NT 17/2020/SDB (Peça 9) tratou da avaliação geológica e volumétrica dos Campos de Atapu e Sépia e traz em sua conclusão o seguinte:*

Com estas informações, a SDB conclui os estudos nos Campos de Sépia e Atapu, apresentando os aspectos geológicos e os volumes de Óleo e Gás in place das jazidas, bem como suas extensões percentuais e volumétricas para áreas adjacentes com a finalidade de subsidiar a análise e coerência dos volumes a serem apresentados pela PPSA e Petrobras, no âmbito da licitação dos volumes excedentes.

71. *Já a nota 170/2020/SDP/ANP-RJ (Peça 10) teve por objetivo auxiliar a Diretoria colegiada na avaliação das participações acordadas entre a Petrobras e PPSA para a futura área coparticipada de Sépia.*

72. *Detalhe interessante, percebido pela PPSA na análise do reservatório e informado à ANP é que o potencial produtivo da jazida compartilhada e coparticipada de Sépia poderá redundar em produção além do período contratual vigente do Contrato de Cessão Onerosa de Sépia.*

73. *A ANP traz então a seguinte consideração:*

Diante disso, deverá ser abordado na Redeterminação das Participações, a produção de hidrocarbonetos que poderia ser produzida durante período além da vigência do contrato de Cessão Onerosa, assim como a perfuração de poços de adensamento de malha.

Mas destaca-se que na hipótese da real viabilidade técnica e econômica de produção do campo até o final do prazo de vigência do Contrato de Partilha da Produção, estimado para

outubro de 2056, estaria apenas esse contrato ativo a partir do término da Vigência do Contrato de Cessão Onerosa (02/09/2050)

74. O mecanismo da redeterminação torna-se, portanto, imperioso de forma ao aproveitamento ótimo da jazida, não só para evitar que ao fim do contrato restem volumes que não sejam explorados, mas, também, para atribuir corretamente ao longo do período exploratório o volume devido a cada parte de forma mais correta, refletido em condições mais realistas à medida que o campo for sendo explorado.

75. Para as análises que foram realizadas, inclusive para avaliação econômica do projeto por meio da metodologia de fluxo de caixa foi levado em conta que o projeto terminaria ao fim do prazo contratual, o que ocasiona uma queda repentina da curva de produção. Isso faz com que ao fim desse período, sobrem reservas com a interrupção da curva de produção, um volume que, tecnicamente, seria extraído se houvesse continuidade da produção.

76. De acordo com a PPSA, caso o horizonte produtivo vá até 2050 (prazo contratual) será produzido um volume previsto de aproximadamente 1698 milhões de boe. Caso a produção se estenda até 2056 (prazo de produção viável técnica e economicamente), será produzido um volume de 1831 milhões de boe. Uma diferença de 133 milhões de boe, representando cerca de 7,83% da produção. Vê-se, portanto, a relevância em buscar otimizar da melhor forma possível a exploração desses volumes residuais na jazida ao fim do prazo contratual.

77. Como a extensão do contrato de partilha é proibida por lei, a exploração ótima do campo deve ser perseguida de modo a se extrair todo o volume possível dentro do período da outorga. Para que isso ocorra, é, portanto, necessário que sejam realizadas as redeterminações, aliadas a ganhos tecnológicos que possam permitir o incremento da produção durante a vida do contrato.

78. Se, por um lado, esse fato requer atenção da agência reguladora de modo a antecipar um problema de solução de continuidade da produção com a finalização do prazo contratual, tendo em vista que a ANP procede ao acompanhamento das execução dos planos de produção dos campos, por outro lado, a possibilidade de melhorar a produtividade da jazida com ganhos tecnológicos é um fator de atratividade para os licitantes, que podem avaliar o potencial das jazidas de modo mais otimista do que o estabelecido para o acordo de coparticipação.

79. De todo modo, o mecanismo de redeterminação já possui regulamentação definida pela Agência, que acompanhará todo o processo de exploração. A título de exemplo, o art. 25, da Resolução ANP 25/2013 diz que “A ANP poderá requerer a realização de Redeterminações, quando tecnicamente justificável”.

80. Desse modo, o acompanhamento por parte do processo exploratório reduz o risco de que redeterminações que possam vir a ser necessárias não sejam realizadas.

81. Assim, após análise detalhada, a Nota da ANP conclui da seguinte forma:

Apesar de não se tratar ainda da avaliação do Plano de Desenvolvimento Global da Jazida, que deverá ser encaminhado após a licitação e de serem estimativas iniciais de volumes recuperáveis, provavelmente a serem revisadas ao longo da vida produtiva dos campos após o aumento do conhecimento das áreas, o avanço nos métodos de recuperação e projetos de desenvolvimento complementares, conclui-se como adequadas e em conformidade com as melhores práticas da indústria do petróleo as participações acordadas entre PPSA e Petrobras para o contrato de cessão onerosa e para o futuro contrato de partilha. Recomenda-se, portanto, sua aprovação pela Diretoria Colegiada da ANP

(...)

Diante do exposto nesta Nota Técnica, recomendamos:

I - Aprovar as participações de 31,3% para o Contrato de Cessão Onerosa de Sépia e de 68,7% para o respectivo futuro Contrato de Partilha de Produção, considerando o volume contratado da cessão onerosa e as estimativas de volume recuperável até setembro de 2050, submetida pelas Partes conforme Portaria MME nº 23/2020; (grifos nosso)

82. *Foi produzida ainda a NT 191/2020/SDP/ANP- RJ (Peça 11) que, do mesmo modo que a nota anterior, teve por objetivo subsidiar a Diretoria na deliberação sobre as participações acordadas na futura área coparticipada de Atapu.*

83. *Do mesmo modo que para Sépia, foi realizada uma extensa análise dos modelos utilizados pela PPSA e Petrobras, e a NT conclui ao final da seguinte maneira:*

Recomendamos:

I- Aprovar as participações de 39,5% para o Contrato de Cessão Onerosa de Atapu e de 60,5% para o respectivo futuro Contrato de Partilha de Produção, considerando o volume contratado da cessão onerosa e as estimativas de volume recuperável até setembro de 2050, submetida pelas Partes conforme Portaria MME nº 23/2020;

84. *Com isso, após a análise das áreas técnicas, o processo foi submetido à Diretoria Colegiada.*

85. *A Reunião de Diretoria ocorreu no dia 17/12/2020 e emitiu a Resolução 632/2020 (Peça 8) que diz o seguinte:*

A Diretoria da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, com base na Proposta de Ação nº 0705, de 13 de dezembro de 2020, nas Notas Técnicas 17/2020/SDB/ANP-RJ, 170/2020/SDP/ANP-RJ e 191/2020/SDP/ANP-RJ, e no Plano de Ação da ANP aprovado pela RD 290/2020, resolve:

I) aprovar as participações acordadas para o Contrato de Cessão Onerosa e para o respectivo futuro Contrato de Partilha de Produção nas áreas de Atapu e Sépia, considerando o volume contratado da cessão onerosa e as estimativas de volume recuperável até setembro de 2050, submetidas pelas Partes conforme Portaria MME nº 23/2020; e

II) autorizar o encaminhamento ao Ministério de Minas e Energia das Notas Técnicas 17/2020/SDB/ANPRJ, 170/2020/SDP/ANP-RJ e 191/2020/SDP/ANP-RJ.

86. *Desse modo, após aprovação por parte da ANP, estava findado o processo de definição das participações na jazida.*

87. *É relevante ressaltar a importância dessa etapa para o processo licitatório, etapa essa que não ocorreu no certame de 2019. Com as participações definidas previamente ao certame, além do aval e da participação ativa da PPSA no processo, houve expressivo ganho de transparência e de previsibilidade ao certame licitatório.*

88. *Em reuniões com as empresas e os atores envolvidos, ressaltou-se a importância da atuação do TCU ao determinar que as participações fossem previamente definidas. Da mesma forma, com essa informação em mãos pôde-se avançar mais facilmente com a etapa do cálculo da compensação à Petrobras, tema que será tratado no próximo tópico.*

3.3 Cálculo da Compensação

89. *Do mesmo modo que o ocorrido no primeiro LVECCO, a Petrobras fará jus a uma compensação financeira por motivo de diferimento de sua curva de produção nos campos em que já está explorando sob o Contrato de Cessão Onerosa.*

90. *Essa compensação é devida pois, quando o novo entrante iniciar a retirada de óleo no regime de partilha, a empresa verá suas receitas diferidas no tempo, dado que não estará mais*

auferindo a produção máxima possível do projeto instalado por ela. Com isso, receberá uma compensação a título financeiro para complementar a renda que teria caso explorasse sozinha a área.

91. *Essa compensação é calculada considerando o diferimento da curva de produção ao longo do tempo, pela diferença entre os valores presentes (VPLs) de duas curvas: a curva original que seria realizada caso não houvesse a entrada de um novo agente na operação, e a nova curva de produção, considerando que sua produção será retirada apenas em tempo futuro, por dividir o óleo extraído com um novo agente. A figura abaixo resume essa metodologia.*

Figura 8 – Metodologia de cálculo do diferimento à Petrobras

Fonte: MME

92. *Seguindo a mesma lógica que norteou essa segunda licitação de volumes excedentes, ao se buscar previsibilidade e redução de incertezas, negociou-se previamente com a Petrobras o valor que deveria ser pago a ela a título dessa compensação. Esse foi um ponto de grande incerteza no leilão de 2019 e que afastou o interesse de vários participantes por não saberem ao certo quanto deveriam pagar de compensação à Empresa.*

93. *Naquele contexto, diversos agentes deixaram claro que não poderiam investir um montante financeiro num leilão, sem saber ao certo quanto ainda teriam que gastar posteriormente para pagar uma eventual compensação. Esse foi decerto um dos principais pontos que colaboraram para que as áreas de Sépia e Atapu não tivessem ofertas, e por reduzir a concorrência nos campos licitados de Búzios e Itapu.*

94. *Assim, para esse novo leilão, da mesma forma que se definiu previamente as participações nas jazidas, buscou-se calcular o valor a ser pago a título de compensação à Petrobras antecipadamente.*

95. *No entanto, a Portaria MME 23/2020 não tratava diretamente de como se daria a negociação a respeito da compensação. Dessa forma, o MME propôs a sua alteração de modo a instituir um comitê propositivo para tratar do assunto.*

96. *De acordo com a NT 12/2021/DEPG/SPG (Peça 16), que trouxe a exposição de motivos para alteração da portaria 23/2020:*

Com a evolução das discussões entre MME, Petrobras e PPSA, identificou-se a necessidade de aprofundar e detalhar as disposições contidas na Portaria MME no 23, de 2020, de modo a garantir que a PPSA possa concluir a tarefa de calcular a compensação que será devida à Petrobras por ocasião da contratação dos volumes excedentes nos campos de Atapu e Sépia. Assim, essa Nota Técnica tem o objetivo de esclarecer as alterações sugeridas em relação à última versão já apreciada pela Conjur-MME

...

5.1 *Com o objetivo de se reduzir a complexidade do leilão dos volumes excedentes nos campos de Sépia e Atapu, facilitar e dar objetividade ao trabalho em curso pela PPSA, no cálculo da compensação a ser paga à Petrobras pelo diferimento de sua produção, e se diminuir riscos para o mercado, conforme determinações do Acórdão TCU nº 2.430/2019, sugere-se a alteração da Portaria MME no 23, de 2020, que qualifica a PPSA como representante da União com relação aos Volumes não Contratados em Cessão Onerosa especificamente para essa licitação.*

5.2. *A proposta de alteração da Portaria MME no 23, de 2020, constante da minuta do documento SEI 0478987, introduz definições e procedimentos, criando um Comitê com participação da EPE, para facilitar as discussões em curso entre a PPSA e a Petrobras, relativas*

ao cálculo da compensação devida pela licitação dos volumes excedentes nos campos de Atapu e Sépia.

97. Com isso, o MME publicou posteriormente a Portaria 493/GM/MME de 26/2/2021 (Peça 17) que alterou a Portaria 23/2020 e instituiu um “Comitê Propositivo com o objetivo de estabelecer à PPSA as diretrizes técnicas, econômicas e jurídicas para a negociação com a Petrobras e cálculo da Compensação, considerando as condições atuais de mercado.”

98. De acordo com o MME por meio da Nota Técnica 47/2021/DEPG/SPG (Peça 29):

3.11. Assim, a PPSA passou a ter a atribuição de negociar com a Petrobras o valor devido à Empresa pelos futuros contratados, a título de compensação pelo diferimento da sua produção em decorrência da futura contratação desses volumes excedentes. Nesse cálculo, cabe destaque para a importância da estratégia de desenvolvimento da produção e dos percentuais das jazidas para cada um dos tipos de contrato, quais sejam de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção.

3.12. Assim, o Comitê Propositivo passou a ter a atribuição de definir diretrizes para a PPSA negociar com a Petrobras os produtos constantes dos incisos II e III, do art. 3º:

II - os parâmetros para o cálculo da Compensação, considerando as condições de mercado atuais; e

III - o valor da Compensação.

99. A PPSA passou então a negociar diretamente com a Petrobras os valores da compensação, com base em diretrizes delineadas pelo próprio Ministério.

100. De acordo com a PPSA em nota explicativa sobre o processo de cálculo da compensação (Peça 64), o processo de avaliação e definição dos valores da compensação seguiu o fluxo apresentado na figura abaixo:

Figura 9 – Fluxograma do processo de definição da Compensação à Petrobras

Fonte: PPSA

101. Assim, de modo a se definir os valores das compensações das áreas de Sépia e Atapu, ocorreram diversas tratativas entre Petrobras e o Governo, representado pela PPSA com base nas diretrizes do Comitê propositivo.

102. O tema compensação à Petrobras é dos mais relevantes e constantes na execução dos procedimentos de contratação dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa. Já conceituado anteriormente, corresponde a um acerto financeiro à Petrobras, em contrapartida do impacto econômico negativo que a execução conjunta da produção dos volumes excedentes causa nos volumes contratados em cessão onerosa por conta do atraso que se impõe na extração destes volumes.

103. Sua importância decorre não somente da expressiva materialidade dos valores envolvidos, mas também no impacto econômico e necessidades de aportes financeiros adicionais dos investidores nos futuros contratos de partilha de produção para os volumes excedentes e, conseqüentemente, na atratividade destas áreas. É um tema bastante complexo que, além de difícil determinação, depende de negociação entre a União e a Petrobras.

104. Apesar disso, um grande avanço foi proporcionado na segunda rodada de licitações dos volumes excedentes em relação à primeira: a determinação das participações nas jazidas entre o contrato de Cessão Onerosa e os volumes excedentes e da estratégia de produção. Estas informações permitem precisar os parâmetros operacionais para o cálculo da compensação, condição ausente na primeira rodada de licitação.

105. *Mais do que isso, permite avaliar meios alternativos de redução da necessidade de compensação à Petrobras, minimizando assim seus impactos nos futuros contratos de partilha de produção.*

106. *Considerando essa possibilidade e tendo em vista o efeito negativo que a compensação à Petrobras exerce na atratividade dos futuros contratos de partilha de produção para os volumes excedentes (haja visto o resultado da licitação anterior para os volumes excedentes), em potencial contraposição aos objetivos de maximização das receitas da União nesses contratos, esta equipe de fiscalização questionou os gestores, em março de 2021, dos procedimentos subsidiários ao processo de outorga em acompanhamento acerca das alternativas avaliadas com vistas à minimização dos efeitos dessa compensação.*

107. *Naquela ocasião, a equipe de auditoria frisou ainda que o fator gross up agravaria acentuadamente os efeitos da compensação. Este fator corresponde ao adicional necessário a ser acrescido ao valor base de compensação para que se neutralize os efeitos tributários (ganho de capital) para a Petrobras sobre os valores a serem recebidos (esse adicional, simulado na nota técnica da Petrobras corresponde a aproximadamente 31,32%, ou cerca de US\$ 2 bilhões de acréscimo sobre o valor base da compensação – ainda sem o earn out).*

108. *Desta forma, a sobrecarga que se impõe aos licitantes como custo inicial dos contratos passa de US\$ 6 bilhões, além dos bônus de assinatura.*

109. *A PPSA realizou simulações para avaliar os impactos do gross up nos indicadores econômicos dos projetos, dada a preocupação com os respectivos preços de equilíbrio de cada projeto.*

110. *Segundo a Nota Técnica 14/2021/ASSEC (Peça 28), três alternativas foram avaliadas para minimizar os efeitos da compensação nos contratos dos volumes excedentes: remanejamento de volumes entre as áreas (modelo 1), adiamento da contratação dos volumes excedentes para após o término da execução do Contrato de Cessão Onerosa (modelo 2), que foram comparados com a proposta normal de compensação mais earn out (modelo 3) e, posteriormente, consideradas possibilidades de neutralização do gross up.*

111. *Apesar dos núcleos de análise instituídos concluírem pela desvantagem econômica do modelo 2 em razão da perda comparada de VPL para a União em relação aos outros modelos, esse modelo de postergar a extração dos volumes excedentes para após a execução da Cessão Onerosa não é operacionalmente exequível, pois a ANP não poderia permitir essa forma de operação da jazida em razão da sua ineficiência, o que prejudicaria o melhor aproveitamento da jazida, contrariando assim a legislação e as normas regulatórias vigentes, bem como as melhores práticas da indústria do petróleo, o que significa também infração às cláusulas contratuais. Dessa forma, essa instrução não aprofundará sobre o modelo 2. Passa-se, portanto, a análise dos modelos 1 e 3.*

3.3.1 Proposta alternativa de remanejamento de volumes

112. *De acordo com o MME, por meio da NT 14/2021/ASSEC (Peça 28), desde o início das tratativas com a Petrobras para a definição da compensação a ser paga pelo entrante nas áreas de Sépia e Atapu, surgiram impasses a respeito da utilização dos parâmetros estabelecidos pela Portaria MME 213, de 2019.*

113. *Inicialmente, a Petrobras se mostrou contrária inclusive à revisão dos parâmetros presentes na Portaria supracitada, mesmo com as condições de mercado se mostrando totalmente diferentes da época em que foi assinada. De acordo com a empresa, os parâmetros contidos ali faziam parte da revisão do contrato da Cessão Onerosa, firmado no termo aditivo e ela via isso como direito adquirido.*

114. O governo então negou essa possibilidade, pois caso o valor de compensação fosse calculado com base unicamente nos parâmetros daquela época retornariam um valor à Petrobras não condizente com a realidade.

115. Assim, para contornar esse impasse, a Petrobras apresentou a proposta de remanejar os volumes da Cessão Onerosa de Sépia para Atapu, deixando a primeira livre das peculiaridades do contrato de Cessão Onerosa, de sorte que pudesse ser licitada em regime de partilha, sem a necessidade de pagamento de compensação à Petrobras pelo entrante.

116. Em resposta ao TCU por meio da Carta AGUP/PPAR 0005/2021 (Peça 33 do TC 021.453/2020-9) a Petrobras, de fato, trouxe o seguinte, quando diligenciada no âmbito do processo de Monitoramento a respeito de modelos alternativos para redução da compensação:

Além disso, a Petrobras apresentou uma ideia de modelo alternativo (detalhado em alguns dos anexos deste item (b)), no qual volumes contratados em Cessão Onerosa de Sépia seriam transferidos para Atapu mediante outras medidas que neutralizariam uma perda de VPL pela Petrobras. A grande vantagem deste modelo seria liberar a jazida de Sépia para um leilão convencional em regime de Partilha de Produção, sem necessidade de celebração de um Acordo de Coparticipação e de pagamento de Compensação à Petrobras. As principais desvantagens seriam a complexidade para viabilizar o modelo do ponto de vista jurídico, bem como a necessidade de ainda haver negociação acerca de parâmetros econômicos para valoração dos ativos e um “gross up” ainda existente na transferência de ativos para o eventual novo entrante em Sépia.

Em relação à preferência de modelo, do ponto de vista da Petrobras, o importante é a manutenção do valor do Contrato da Cessão Onerosa. Do ponto de vista de viabilização do leilão, já informamos ao Governo que, para se gerar um “Brent” de Equilíbrio competitivo para novos entrantes, os valores de bônus de assinatura e excedente em óleo mínimo precisam ser significativamente inferiores aos do último leilão, principalmente para a jazida de Atapu.

117. Em relação a essa proposta o MME disse o seguinte por meio da NT 14/2021/ASSEC (Peça 28):

12.3. Inicialmente, pareceu uma alternativa com potencial de análise, uma vez que, aparentemente, não haveria a necessidade de pagamento de compensação e, portanto, de se acordarem parâmetros para o seu cálculo. Ocorre, entretanto, que o valor do volume a ser “deslocado” de Sépia para Atapu deveria ser acordado entre as partes, e tal solução enfrentou obstáculos jurídicos e dificuldades relacionadas ao orçamento da União, uma vez que além do deslocamento de volumes a Petrobras entendia ser necessário pagamento de compensação adicional por parte da União. Isso envolveria, de todo modo, discussões sobre os parâmetros tal qual ocorre na hipótese de pagamento em dinheiro a título de compensação.

118. Por meio da Nota técnica 10/2021/DEPG/SPG (Peça 14) o MME também trouxe o seguinte:

8.25. Em meados de setembro de 2020, a Petrobras apresentou ao MME uma proposta de modelo alternativo para o leilão de Atapu e Sépia. A proposta foi avaliada pelas equipes do MME, ME, EPE e PPSA, com base em dados enviados pela Petrobras que foram checados, consolidados e modelados pela PPSA.

8.26. Para proceder na avaliação da proposta apresentada pela Petrobras, o MME instituiu um Núcleo Técnico-Econômico e um Núcleo Jurídico, ambos com representantes do MME, ME, EPE, PPSA e Petrobras, cujos resultados são apresentados na sequência.

...

8.34. O Núcleo-Técnico-Econômico deu andamento à avaliação, buscando fazer uma comparação entre os resultados previstos pela proposta do modelo alternativo da Petrobras e os

resultados na situação de não haver o leilão até o final da produção da Cessão Onerosa (sem diferimento da CO).

...

8.40. Basicamente, os estudos levaram a possibilidade de realização do novo LVECO em 3 (três) possíveis cenários:

a. Realizar o LVECO em 2021 com base no Modelo Atual;

b. Adiar o LVECO de Sépia para 2028 e de Atapu para 2032, realizando leilão sob o regime de partilha após a finalização da cessão onerosa; e

c. Realizar o LVECO em 2021 com base no Modelo Alternativo.

8.41. Antes de chegar as conclusões do estudo, apresentamos na Tabela 8.2 um resumo das vantagens e desvantagens dos cenários estudados.

Tabela 8.2- Cenários e respectivas vantagens e desvantagens

Cenários	Vantagens	Desvantagens
Realizar o LVECO em 2021 com base no Modelo Atual	Modelo conhecido pelos órgãos públicos e agentes privados, com baixo risco jurídico; Compensação à Petrobras será conhecida previamente; É possível receber o bônus em 2021.	Precisa pagar Compensação à Petrobras; Desembolso inicial do Novo Entrante elevado (Compensação + Gross UP + Bônus), representando Barreira à Entrada; Convivência de regimes distintos (Partilha e Cessão Onerosa); Elevada incerteza quanto à competitividade/atratividade do novo LVECO em cenário de baixa no preço do petróleo; Controvérsia jurídica com Petrobras quanto aos parâmetros da compensação.
Adiar o LVECO de Sépia para 2028 e de Atapu 2032	Não precisa pagar compensação à Petrobras. Sem barreiras à entrada; Baixo risco jurídico; Simplicidade de regras, sem convivência entre diferentes regimes.	Perda de valor (VPL) em função do adiamento do LVECO de Sépia (2028) e de Atapu (2032), sobretudo para União, cujo VPL passaria de US\$ 32.190 mi para 23.569 mi. O bônus, royalties e óleo da União seriam recebidos somente a partir de 2028 (Sépia) e 2032 (Atapu).
Realizar o LVECO em 2021 com base no Modelo Alternativo	Sem pagamento de compensação à Petrobras, apenas Equalização de Gastos e Volumes do Novo Entrante. Sem barreiras à entrada. Licitação de Sépia em regime de partilha convencional, com regras conhecidas. Regimes de exploração não convivem simultaneamente. Aumento da atratividade para o leilão de Sépia.	Realocação de volumes de Sépia para Atapu mediante aditivo contratual. Alta complexidade jurídica, contábil e fiscal, com possível necessidade de alteração legal. Realocação do risco privado para o público. União tem perda de VPL, devendo assumir obrigações financeiras de US\$ 3.811 mi à Petrobras. Pagamento com impacto no Teto de Gastos. Incertezas quanto à exequibilidade de contratação direta em Atapu.

8.42. Contudo, a questão determinante foi de ordem econômico/fiscal, tendo em vista que a proposta da Petrobras tinha o potencial de reduzir o VPL da União e fazê-la assumir riscos dos projetos. Para demonstrar isso, apresentamos na Tabela 8.3 os resultados estimados pela PPSA para os VPL da União, Petrobras e Novo Entrante.

VPL	Modelo Atual	LVECO Adiado	Modelo Alternativo
Petrobras	22.328	22.423	22.423
União	32.190	23.569	25.140
Novo Entrante	4.483	6.247	11.552
VPL Total	59.001	52.240	59.116
Brent Even	58,39	34,40	27,13

8.43. Como o modelo foi concebido sob a hipótese de que a União encontraria meios de recompor o VPL da Petrobras, entendeu-se que a melhora dos indicadores econômicos dos projetos (que passariam a estar viabilizados com Brent de equilíbrio na faixa de US\$ 27 dólares) somente seria possível pelo sacrifício do VPL da União, pois a recomposição do VPL da Petrobras somente seria possível mediante a contratação direta da Petrobras para extração dos volumes residuais do campo de Atapu; venda de ativos em Sépia; e pagamento de ressarcimento pela União à Petrobras, cujos valores foram estimados pela PPSA e distribuídos conforme Figura 8.9.

8.44. Ou seja, caberia a União encontrar meios de recompor os cerca de US\$ 6.226 milhões em VPL perdido pela Petrobras. A título de comparação, a empresa recebeu um pouco mais de US\$ 9 bilhões como indenização pela revisão do Contrato da Cessão Onerosa, em 2019.

8.46. Portanto, com base nos levantamentos que foram realizados pelo Núcleo Técnico-Econômico, chegou-se à conclusão de que as vantagens oferecidas pelo Modelo Alternativo não justificam ou corroboram a mudança do modelo, especialmente quando se percebe a redução de VPL da União entre os dois modelos, que passa de US\$ 32.190 milhões, no Modelo Atual, para US\$ 25.140 milhões, no Modelo Alternativo.

8.47. Essa redução de VPL da União é ainda maior quando se considera a hipótese de adiamento do LVECO, com o VPL da União passando de US\$ 32.190 milhões para US\$ 23.569 milhões. Este resultado, reforça a avaliação de que, com os parâmetros utilizados, e em termos de VPL para a União, a célere viabilização do LVECO é mais representativa do que a própria escolha do modelo a ser utilizado.

8.48. Em relação aos aspectos jurídicos, outra questão de interesse é que os representantes da PGFN nas reuniões de trabalho informaram que a viabilização da proposta do modelo alternativo só seria possível mediante a assinatura de novo aditivo contratual e que esta possibilidade estaria vedada pela legislação pertinente, tendo em vista que a Lei nº 12.276, de 2010, previu uma única revisão do Contrato da Cessão Onerosa e esta foi realizada em 2019.

8.49. Diante disso, o MME apresentou à Petrobras posicionamento contrário à proposta de viabilização do Modelo Alternativo em reunião realizada em 16 de novembro de 2020, ocasião em que os argumentos acima foram apresentados. (grifos nosso)

119. Desse modo, com base na redução do VPL da União e possíveis dificuldades legais apontadas pela PGFN, descartou-se a possibilidade de um modelo alternativo com remanejamento de volumes, o que motivou a continuação das discussões e busca por novas alternativas.

120. Essa conclusão revelou-se insuficientemente fundamentada, tanto quanto aos aspectos legais quanto econômicos.

121. *Em relação aos aspectos legais, não se identifica no referido diploma legal óbices à realocação de volumes entre as áreas (previsto em contrato). Essa hipótese não se enquadra como revisão contratual (destinada à apuração do valor do contrato) mas, de acordo com disposição contratual específica, deve ser formalizada mediante aditivo. O valor do contrato é inalterável, após a sua revisão, não as demais disposições que, inclusive, devem se ajustar aos fatos supervenientes, como a constatação da existência de volumes excedentes, não prevista no contrato. Ainda mais se este ajuste for benéfico para as partes e vise às melhores práticas da indústria do petróleo, atendendo a legislação vigente.*

122. *Quanto às análises econômicas efetuadas para a proposta da Petrobras, a falta de aprofundamento se verifica por executar somente a estimativa com base nas premissas da Petrobras, sem ajustes para um cenário de negociação. Evidentemente que a proposta da Petrobras representa somente um ponto de partida, portanto não é adequado que se conclua por sua inviabilidade sem que se avalie alternativas.*

123. *Por exemplo, necessariamente o modelo deveria ser ajustado para que a contratação direta da Petrobras nos volumes excedentes da área de Atapu fosse imediata à realocação dos volumes. Isso aumentaria o VPL da União. Além disso, os valores de bônus de assinatura e alíquota de partilha não seriam necessariamente os propostos pela Petrobras.*

124. *As próprias estimativas geradas pelo modelo demonstram a larga margem para negociação. O VPL total estimado, bem como o preço de equilíbrio do modelo alternativo analisado são mais atrativos que os demais modelos comparados, sem contar que os ajustes ainda podem melhorar o VPL do projeto.*

125. *Deste modo, sem realizar outras estimativas com possíveis ajustes e considerar a possibilidade de negociação com a Petrobras não se poderia ser conclusivo acerca da avaliação econômica da estratégia proposta pela Petrobras.*

126. *À propósito, cabe lembrar que a realocação de volumes entre as áreas da Cessão Onerosa de modo a otimizar a contratação dos volumes excedentes foi suscitada em questão do TCU à Petrobras, em 2018 (TC 011.325/2015-1), sendo por esta rechaçada à época. Na situação atual converteu-se em proposta da própria Estatal, que vislumbrou ganhos econômicos para a União, e mostrou-se propensa a negociar.*

3.3.2 Gross up

127. *Inicialmente, cabe esclarecer que a abordagem do processo de outorga do segundo leilão dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa a respeito do fator gross up decorreu dos questionamentos desta fiscalização quanto às estratégias avaliadas para minimização da compensação à Petrobras, facultadas pelos resultados das negociações com a Petrobras relativas às participações nas respectivas jazidas.*

128. *Das reuniões havidas entre TCU e PPSA, em março de 2021, desdobraram-se duas vertentes: a primeira, para estudar modos de redução do diferimento da produção da Cessão Onerosa, com conseqüente queda do valor da compensação (incluindo gross up, por conseqüência); a segunda, para avaliar a possibilidade do valor de compensação ser registrado a título de afetação patrimonial para a Petrobras em vez de transferência de ativos, como previsto na primeira rodada de licitação, com expectativa de eliminar a tributação sobre o ganho de capital e, conseqüentemente, o valor de gross up.*

129. *Essas avaliações foram impulsionadas pelo potencial ganho de VPL para a União simulados pela PPSA de acordo como modelagem econômica para as áreas em licitação.*

130. *A Nota Técnica 14/2021/ASSECC (Peça 28) concluiu, a partir das avaliações da PPSA:*

12.51. *Quantitativamente e, em adição à análise realizada, a partir das saídas do Macbeth (seção 6), temos que, de acordo com projeções realizadas pela PPSA (SEI nº 0492665), a retirada do gross up teria o seguinte efeito para a União (variável de acordo com a possível participação da Petrobras a título de partilha), conforme Figura 7.13.*

12.52. *Percebe-se, portanto, que a depender da participação da Petrobras no certame, a retirada do gross up pode representar um ganho adicional superior a US\$ 1,6 bilhão para a União.*

12.53. *Por outro lado, caso a Petrobras não participe do leilão do excedente, o valor presente do projeto para a União seria reduzido, se não houvesse mudança no bônus nem na alíquota de partilha.*

12.54. *De todo modo, a retirada do gross up tem ainda a vantagem de aumentar a competitividade para o leilão, pois diminui o valor “up front” a ser desembolsado pelo novo entrante e melhora todos os indicadores de retorno do projeto, conforme apresentado em (6.25 a 6.27 para o caso de Sépia) e em (6.41 a 6.43 para o caso de Atapu).*

(grifos desta instrução)

131. *Apesar das perspectivas promissoras, ambas as vertentes avaliadas não prosperaram. A primeira, por se confrontar com posicionamento jurídico contrário na PPSA, corroborado por parecer jurídico contratado junto à Tauil & Chequer Advogados, elaborado em 19/4/2021 (Peça 65).*

132. *Em síntese, o entendimento da PPSA foi no sentido de que a redistribuição de volumes entre o Contrato de Cessão Onerosa e o de partilha de produção, no tempo, de modo a reduzir o diferimento da produção do primeiro, implicava em incidência de cobrança de ICMS dos volumes deslocados entre os contratos e que isto não poderia ser feito em desacordo com os percentuais acordados no Acordo de Coparticipação firmado entre a União e a Petrobras. Desta forma, não foi aprofundada a análise dessa estratégia.*

133. *A segunda vertente, sugerida pela própria PPSA, foi submetida à consideração da Petrobras para avaliação. Em consequência, a Petrobras emitiu, em 7/4/2021, uma nota técnica, expondo o seu entendimento mediante análise comparativa dos impactos tributários da contabilização do valor da compensação na situação de transferência de ativos (baixa parcial dos ativos) e na situação sem a baixa parcial dos ativos (afetação patrimonial).*

134. *A Petrobras concluiu que a baixa parcial dos ativos, além de estar aderente aos normativos contábeis e com a legislação do IRPJ/CSLL, gera uma redução de US\$ 2.300 milhões no valor do gross up a ser pago pelo novo entrante para que a Petrobras fique neutra com o novo leilão de Sépia e Atapu. Isso porque a estratégia de afetação patrimonial, segundo a Petrobras, geraria um cálculo tributário superior, no valor apontado.*

135. *Desse modo, a Nota Técnica 43/2021/DEPG/SPG (Peça 19), concluiu:*

3.6. *Na busca pela otimização do projeto e na tentativa de se aumentar a atratividade e competitividade para este segundo certame do excedente da Cessão Onerosa, cogitou-se alterar a lógica da transferência de ativos da Petrobras para o novo entrante, presente na Resolução CNPE nº 2/2019, para o instituto da afetação patrimonial.*

3.7. *A expectativa era que a alteração poderia trazer uma maior competitividade ao certame, considerando o entendimento de que neste caso não haveria transferência de ativos e, portanto, não haveria incidência de tributos sobre eventuais ganhos de capital com a operação (gross up).*

3.8. *Mesmo que este entendimento esteja correto, salvo melhor juízo, de fato não traria benefícios ao processo licitatório. Isto porque o mero recebimento da compensação pela Petrobras, sem a contrapartida da transferência dos ativos, geraria o recolhimento de impostos em um montante ainda maior, aumentando*

o valor da compensação a ser paga à Petrobras para a manutenção do seu VPL e prejudicando a competitividade da licitação.

3.9. Desta forma, manteve-se o instrumento da transferência de ativos previsto no primeiro leilão do excedente da Cessão Onerosa, realizado em 2019.

136. A possibilidade de utilização da estratégia de afetação patrimonial também foi levada à consulta à Receita Federal. Porém, apesar da confirmação de sua possibilidade, o cálculo da Petrobras inviabilizou essa escolha. Assim sendo, não há considerações a adicionar quanto ao preterimento dessa possibilidade.

137. Não obstante, a primeira hipótese merece aprofundamento.

138. Em primeiro lugar, as vantagens econômicas e de atratividade para o leilão seriam potencialmente superiores às simuladas, já que não se trata somente de redução do gross up, mas do valor da compensação também. Portanto, potencial redução de até US\$ 4 bilhões no valor “up front” a ser desembolsado pelos novos entrantes em cada área. Esse efeito seria gerado conforme se conseguisse reduzir o diferimento da produção do Contrato de Cessão Onerosa.

139. A interpretação negativa da PPSA, acompanhada pelo bem elaborado parecer da consultoria contratada, decorre de erro de formulação da hipótese avaliada. Não surpreende esse tipo de ocorrência, visto que o Contrato de Cessão Onerosa é sui generis na prática da indústria do petróleo. Não se tem histórico de contratação de área de risco por volume de produção determinado.

140. Toda a prática da indústria se assenta no pleno acesso do detentor do direito de exploração e produção na área especificada, à jazida, regulando-se os casos em que a mesma jazida extrapole essa área. A Cessão Onerosa, ao limitar esse direito a um volume inferior ao potencial da jazida, quebrou o parâmetro da área em superfície como referência para equacionar a produção da jazida.

141. Mais complexo do que isso, a Cessão Onerosa não somente concedeu à Petrobras o direito a determinados volumes em determinadas áreas, mas, em razão da construção econômica desse contrato, concedeu o direito a volumes com perfil de tempo de sua produção, já que o contrato estabeleceu não somente os volumes, mas também referenciou o VPL decorrente da avaliação do respectivo fluxo da sua produção no tempo.

142. Dessa fórmula inusitada decorreu toda a complexidade da revisão do valor do Contrato de Cessão Onerosa e, na contratação dos volumes excedentes, a demanda de compensação à Petrobras, para manutenção dos níveis de VPL negociados com a União, uma vez que a produção originalmente prevista seria deslocada, no tempo, pela entrada da produção concomitante dos volumes excedentes.

143. Mesmo os principais agentes envolvidos tardaram entender a amplitude das consequências da estrutura da Contratação da Cessão Onerosa. Ainda em 2018, o alerta do TCU para se trabalhar a visão sobre a necessidade de proceder à organização da operação unificada, nas respectivas jazidas, entre o Contrato de Cessão Onerosa e cada contrato dos volumes excedentes, demorou para concretizar ações efetivas, de modo que o primeiro leilão dos volumes excedentes foi realizado sem que houvesse a prévia determinação das participações quanto aos volumes das áreas licitadas.

144. Foi necessário o CNPE editar uma resolução (Resolução CNPE 02/2019) para regulamentar a coparticipação das jazidas (Portaria MME 265/2019), quando isso deveria ser, antecipadamente, regulado pela ANP, que possui competência legal para tanto, haja visto que a referida regulamentação é baseada na Lei de Partilha (art. 34) e Resolução ANP 25/2013.

145. *O Acordo de Coparticipação não é um instituto diferente do Acordo de Individualização da Produção (AIP), mas o caso particular deste (espécie, na visão jurídica apresentada à PPSA) e ambos se definem pela necessidade de unificação das operações na jazida.*

146. *Conforme dispõe um parecer da Tauil & Chequer Advogados (Peça 65):*

132. *Com exceção dos requisitos relativos à compensação, todos os outros elementos estão relacionados à produção da Jazida Coparticipada em simetria com os requisitos estabelecidos pela regulação do AIP, sendo determinada a aplicação no que couber da RANP n.º 25/2013, nos termos do art. 16 da Portaria MME n.º 265/2019.*

133. *Nesse sentido, o ACP possui características comuns ao AIP apontadas no item IV, quais sejam, natureza jurídica de contrato comercial, plurilateral, típico (previsto na Resolução CNPE n.º 02/2019), solene, oneroso, comutativo e de trato sucessivo, sendo ainda paritários, necessários (art. 2º da Portaria MME n. 265/2019) e acessórios, pois só existem em função da Jazida Coparticipada entre os Contratos de E&P, aos quais estão subordinados.*

(...)

136. *Dessa forma, aplica-se, em simetria ao AIP, as mesmas regras para (i) a divisão de direitos e obrigações entre as partes, (ii) a aquisição originária sobre a propriedade do produto da lavra, (iii) a divisão de responsabilidade sobre as participações governamentais.*

138. *Diante dessa simetria, a apropriação de petróleo e gás, a qualquer título, em desacordo com a Participação Proporcional de cada parte nos Contratos de E&P e com o conhecimento geológico da Jazida, possui o risco de ser contestada pelo fisco estadual e ser considerada como uma transferência de propriedade e sujeita à incidência do ICMS.*

(grifo desta instrução)

147. *Referido parecer ainda conclui:*

(ii) *O ACP, como espécie do AIP, foi oriundo da necessidade de viabilizar o desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos nas áreas com Jazida Coparticipada, ou seja, aquelas em que é fixado um limite de produção de óleo por parte da Petrobras;*

(...)

(v) *A divisão do produto da lavra realizada de forma diferente da definida no AIP ou no CPA e desvinculada da realidade geológica possui o risco de ser interpretada como circulação de mercadoria com possível aplicação de ICMS sobre o produto da lavra apropriado em descompasso com a participação de cada Contrato de E&P;*

(vii) *A eventual apropriação do produto da lavra de petróleo e gás natural em desacordo com a participação de cada parte no Contrato de E&P enseja conflitos federativos diante de consequências no recolhimento de tributos e na distribuição de participações governamentais, bem como a responsabilização da União por ter eventualmente admitido que o produto da lavra fosse dividido sem observar os critérios do Contrato de E&P; e*

(...)

(xi) *A existência de volumes fixos na Cessão Onerosa não outorga à União o direito de autorizar por meio do ACP a apropriação de óleo em desacordo com a participação de cada Parte no Contrato de Partilha da Produção, tendo em vista que, diante do dever de cada Contrato de E&P apropriar-se do produto da lavra conforme a Tract Participation de cada Interest Group, restaria violado o art. 34, inciso I, da Lei da Partilha. Além disso, a mencionada apropriação diferida ensejaria a contestação de estados e municípios sobre a distribuição das participações governamentais e dos efeitos dessa operação na apropriação do óleo por cada Contrato de E&P, bem como a respectiva aplicação do ICMS sobre o óleo não recuperável e reconhecível como custo em óleo.*

(grifos desta instrução)

148. O elaborado parecer jurídico discorre adequadamente sobre contratos e acordos na indústria do petróleo, natureza das participações contratuais, propriedade do produto da lavra, tributação do produto da lavra, unitização e acordos congêneres, bem como as respectivas naturezas jurídicas. Não obstante a pertinência dos conceitos esposados, a conclusão recai sob a hipótese que não seria exatamente o caso a ser analisado, qual seja: **a apropriação de óleo em desacordo com a participação de cada detentor de direitos nas jazidas - cessão onerosa e partilha de produção** (termos ajustados para melhor compreensão).

149. Na realidade, a hipótese a ser estudada seria de que o acordo de coparticipação previsse as participações de cada contrato na jazida, ajustadas no tempo e por determinados períodos (redeterminadas ao final de cada um deles), de modo que se mitigasse o diferimento da produção da Cessão Onerosa. A razão desse procedimento seria pelo fato de a Petrobras ter direito, nas respectivas jazidas, não somente ao volume, mas à extração de suas frações no tempo originalmente previsto. É uma peculiaridade da Cessão Onerosa que, se não observada no Acordo de Coparticipação, resulta na necessidade de compensação financeira à Petrobras, questão já pacificada.

150. A flexibilização do Acordo de Coparticipação com as respectivas variações dos percentuais de participação do tempo seria possibilitada pelo instrumento de redeterminação, previsto tanto para AIP quanto para a ACP. Assim, não se incidiria na apropriação de óleo em desacordo com a participação de cada contrato.

151. Não obstante, ainda que a hipótese correta, após cuidadosa avaliação, se apresentasse viável, seria necessária a negociação com a Petrobras para sua efetivação.

152. Vale ainda destacar, quanto ao item (vii) da conclusão do referido parecer jurídico, ao se considerar a hipótese correta, na realidade é justamente a sua não aplicação que enseja conflitos federativos diante de consequências no recolhimento de tributos e na distribuição de participações governamentais. Explica-se a seguir.

153. Como expõe o próprio parecer jurídico:

98. Uma competência da ANP que exige elevada expertise é o cálculo das participações governamentais devidas pelos contratados, bem como sua esmerada distribuição entre os entes beneficiários, nos termos da Lei do Petróleo. A depender do regime jurídico de E&P, a base de cálculo pode envolver royalties de 10% (Cessão Onerosa), royalties de 5% a 10% cumulada de participação especial (Concessão) ou royalties de 15% (Partilha da Produção).

(...)

101. Além da necessidade de atenção à adequada apropriação a cada Contrato de E&P dos volumes definidos no AIP, importa registrar que o cálculo mensal das participações governamentais considera também o Preço de Referência calculado pela ANP, ao qual é fundado em preços internacionais e cujas variações são diárias. Dessa forma, qualquer diferimento na distribuição de participações governamentais ensejaria uma inadequada tempestividade da apropriação do volume em um Contrato de E&P, gerando distorções nos valores apurados e distribuídos para os entes beneficiários.

102. Ademais, oportuno observar que, mesmo quando há modificação nos critérios de distribuição de participações governamentais por força de lei, verificam-se conflitos entre os entes da federação que buscam uma maior apropriação desses recursos. Cite-se a própria interpretação do § 1º do art. 20 da CRFB que, ao prever os institutos da participação no resultado e da compensação financeira, provoca o debate sobre o critério territorial a ser utilizado na distribuição dos royalties e que ainda será objeto do julgamento das Ações Diretas de Inconstitucionalidade n.ºs 4.916, 4.917, 4.918, 4.920 e 5.038 pelo pleno do Supremo Tribunal Federal (“STF”).

103. A guerra federativa sobre as questões que envolvem as participações governamentais não é recente. Na ocasião do julgamento do Mandado de Segurança n.º 24.312/DF, em relação à classificação das participações governamentais quanto ao seu vínculo, o STF definiu que seriam receitas originárias dos

Estados, Distrito Federal e Municípios, sobretudo por influência do obter dictum do Ministro Nelson Jobim no sentido de que a compensação financeira garantida aos Estados estaria consubstanciada na retirada do ICMS na origem.

104. Apesar das participações governamentais terem sido classificadas posteriormente como receitas originárias da União no bojo do julgamento sobre a constitucionalidade de dispositivo que determina o repasse obrigatório de royalties dos estados produtores a todos os seus municípios, isso ilustra a grande sensibilidade das participações governamentais, principalmente quanto a sua distribuição entre os entes federados.

105. Assim, ainda que por cogitação apenas, se admitisse a aquiescência da União com a aquisição do produto da lavra de petróleo e gás natural de forma desbalanceada em relação à participação de cada Parte no Contrato de E&P, haveria probabilidade da geração de conflitos federativos e reparação do dano tendo em vista perda dessa receita, seja relativa à participação governamental ou questões tributárias, por Estados e Municípios prejudicados.

154. Portanto, não é o caso de haver aquisição do produto da lavra de petróleo e gás natural de forma desbalanceada em relação à participação de cada parte nos direitos aos volumes das jazidas, mas da forma estabelecida para a participação nas jazidas alterar a previsão de receitas e sua distribuição conforme previsto na Lei 12.276/2010. Isto porque, assim como se altera o VPL da Petrobras na Cessão Onerosa, altera-se o VPL também dos beneficiários das devidas participações nos royalties aos entes federados, tanto em função da temporalidade quando dos preços praticados.

155. Além disso, o resultado de aplicação da alíquota de partilha de produção, que se reverte em receitas para o fundo social é sensivelmente afetado pelo valor da compensação, acrescido do gross up, devido a previsão de desconto dos respectivos montantes como custo em óleo.

156. Por último, como reconhecido nas próprias notas técnicas do MME, os fatores compensação e gross up provocam uma indesejável vantagem à Petrobras na licitação em relação aos demais concorrentes.

3.3.3 Inclusão das cláusulas de earn out

157. Uma das inovações apresentadas na modelagem do presente leilão e que diferiu da metodologia utilizada para compensação no leilão de 2019 foi a inclusão de cláusulas de complementação da compensação à Petrobras com base na variação do preço do petróleo ao longo do tempo (cláusulas de earn out).

158. Essa foi uma solução trazida para a mesa de negociações de modo a reduzir o valor a ser pago inicialmente pelo entrante a título de compensação e postergar o pagamento de uma parcela restante de acordo com o preço do barril a ser avaliado por um período pré-determinado de tempo.

159. De acordo com a Petrobras na Carta AGUP/PPAR 0005/2021 (Peça 33), enviada no âmbito do retrocitado TC 021.453/2020-9:

A Petrobras apresentou diferentes alternativas para discussão junto ao MME, tais como uma primeira sugestão de cláusula de “earn out” ainda em meados de 2020 e a contratação direta da Petrobras pela União em áreas não contratadas (AnCs) em jazidas nas quais a Companhia atua como operadora por força de Contratos de Concessão ou Partilha de Produção, como é o caso de Tupi, Mero e Atapu.

160. Ainda em resposta a diligências no âmbito do TC 021.453/2020-9, a Petrobras enviou explicações a respeito do mecanismo de earn out. De acordo com a empresa, a ideia por trás do mecanismo é de, por meio de pagamentos contingentes, conciliar o cenário de preços utilizado

para o cálculo da compensação à Petrobras com os preços a serem efetivamente realizados no futuro.

161. A empresa argumentou que quanto maior o preço do Brent, maior a perda de VPL realizada pela Petrobras na Cessão Onerosa. Além disso afirmou que cláusulas de earn out são comuns em transações de M&A (fusões&aquisições), especialmente em épocas de alta volatilidade de preços.

162. Argumentou ainda que a cláusula de earn out limita o ganho adicional de VPL com preços mais altos, mas não impacta o Brent de equilíbrio do novo entrante (resiliência da decisão de investimento se mantém inalterada).

163. Em seguida apresentou a metodologia para o cálculo dos valores com base em médias de valores da cotação do Brent no período avaliado. Para a formulação das tabelas propostas à época, a Petrobras apresentou as seguintes cotações:

Nov/20 = US\$ 42,69/bbl

Dez/20 = US\$ 49,99/bbl

10/Mar/2021 = US\$ 68,23/bbl

164. Assim, de acordo com a empresa, a metodologia para inclusão da cláusula consistiria em três passos:

Passo 1: Verificar o impacto do aumento do preço do Brent na estimativa de ganho de Receita Bruta Nominal do novo entrante, a cada ano (período de 10 anos - 2022 a 2032 – analogia a cláusulas de desinvestimentos recentes da Petrobras, acompanhados pelo TCU). A base de comparação deve ser exatamente o cenário de preços acordado para o cálculo a priori da compensação.

Passo 2: Calcular o acréscimo devido de compensação líquida, em relação ao cenário de preços base de comparação, para cada faixa de Brent considerada constante até 2050 (cálculos podem ser reproduzidos no simulador acordado entre PPSA e Petrobras).

Passo 3: Determinar o pagamento contingente (earn out), com base em um % fixo da receita bruta incremental do novo entrante que, descontado o gross up, gerará o mesmo delta compensação atualizado, caso o cenário de preços maiores se confirme. A uma TMA de 10% (padrão ANP), este percentual seria de 39% para Sépia e 41% para Atapu - definido 40%.

165. Por fim, apresentou as seguintes considerações finais:

A lógica da cláusula proposta é apenas restaurar o valor de compensação que seria devido à Petrobras caso pudéssemos prever com exatidão os preços futuros do petróleo

Os eventuais pagamentos referentes à cláusula de earn out proposta são contingentes e apurados anualmente (de acordo com o Brent médio realizado em cada ano, no período de 2022 a 2032). Tais valores seriam pagos a posteriori, em janeiro do ano subsequente

Na proposta da Petrobras, as faixas estão limitadas ao cenário de preços da Portaria MME nº 213/2019 (~72 US\$/bbl). Caso o Governo não se oponha, faixas de valores superiores de preços poderiam ser acrescidas à tabela (como ocorre em cláusulas similares de processos de M&A), o que facilitaria a aprovação na governança da Petrobras

Destes valores contingentes, a serem pagos apenas em caso de preços realizados efetivamente mais altos, aproximadamente 1/3 é revertido para o Governo (gross up) e 2/3 são revertidos à Petrobras como ajuste de compensação

Vale reforçar que a cláusula de earn out proposta não impacta o BEq do novo entrante. Ao contrário, contribui para um certame mais competitivo, na medida em que permite a aprovação de uma redução na compensação líquida a ser recebida pela Petrobras

166. *A partir desse momento, as negociações para a compensação se deram sob uma nova ótica metodológica, com a possibilidade de inclusão das cláusulas de earn out nos modelos para cálculo da compensação. No entanto, as novas tratativas não ocorreram sem impasses, dado que os parâmetros ainda precisariam ser definidos. De acordo com o MME, por meio da NT 14/2021/ASSEC:*

2 de fevereiro de 2021: Petrobras apresentou contraproposta ao Governo, prevendo que o pagamento de compensação estaria vinculado à inclusão de cláusula de Earn Out ao Acordo entre as partes. Os valores mínimos que a Petrobras entende que deve receber alcançam US\$ 9.007 milhões de dólares, acrescidos de valores complementares a serem pagos pelo novo entrante entre os anos de 2022 a 2032, dependendo do preço do petróleo vigente. (...)

5 de março de 2021: Governo apresentou nova proposta à Petrobras, admitindo a inclusão da cláusula de Earn Out, mas fixando um valor mais baixo para a compensação fixa e uma teto para o valor total da compensação variável em função do preço. Nesse cenário, foram consideradas as seguintes premissas: Preço do óleo (Brent) na trajetória Inferior da EPE, spread do óleo da EPE, preço do gás da EPE, WACC de 8,99% e CAPEX atualizado conforme valores realizados. Para o aceite da proposta foram estabelecidos alguns condicionantes: 1 - Proposta observa gatilho (valor mínimo) calculado com base na trajetória inferior da EPE; 2 – Valor total da complementação limitado ao CAP (teto) de compensação total de US\$ 9.523 milhões, correspondente à proposta da Petrobras sem Earn Out apresentada em 11 de dezembro de 2020; e 3 – Equilíbrio na distribuição do VPL adicional entre Novo Entrante (25%) e Petrobras (25%), mantendo-se inalterado o VPL da União (50%). Desses ajustes resultou proposta de compensação de valor mínimo de US\$ 7.708 milhões de dólares que seria acrescida da previsão de pagamentos complementares (MODELO 3).

Durante a discussão dessa última proposta, Petrobras informou que todas as propostas apresentadas anteriormente estavam canceladas e que só aceitaria negociar o valor da compensação com inclusão de cláusula Earn Out em patamares que entendesse adequados à manutenção do VPL original da Cessão Onerosa e compatíveis aos valores dos ativos a serem transferidos no futuro acordo de coparticipação com o novo entrante. Também comentou que a equipe técnica tem dificuldade de levar uma proposta para avaliação da governança da empresa que não use o spread de qualidade da ANP, argumentando que esta é uma metodologia consolidada e pública. Por outro lado, Governo defendeu veementemente a possibilidade de um “loss out”, ou seja, earn out bidirecional ou um patamar de Brent que na avaliação do governo dificilmente se materializaria no horizonte de 10 anos.

167. *Apesar de divergências a respeito dos parâmetros que seriam utilizados, tanto para a negociação da compensação firme quanto para a cláusula de earn out, as negociações avançaram.*

168. *Tendo em mente essa nova perspectiva, o MME promoveu análises qualitativas em que ponderou as situações com ou sem cláusulas de earn out. Inicialmente se considerou ainda uma situação com earn out bilateral, em que a Petrobras devolveria valores monetários dependendo da evolução do Brent. No entanto, essa opção não foi aceita e mesmo com a cláusula unilateral, tal proposta se mostrou mais vantajosa para União do que caso ela não existisse.*

169. *De acordo com o MME, por meio da nota supracitada:*

12.30. *A respeito da análise realizada pelo ME, cabe mencionar que essa se deu de forma puramente qualitativa numa visão ceteris paribus. Isso é, sem que houvesse qualquer outra*

alteração nos termos do leilão e sem o cotejamento a incerteza do Brent que, inclusive, poderia repercutir em postergação do leilão (MODELO 2), diminuindo potencial de VPL para a União.

12.31. Em complemento à esta visão mais descritiva, o MME solicitou à EPE, análise quantitativa que, ao final, acabou mostrando-se mais vantajosa para a União, conforme veremos ao comparar os VPL dos modelos em análise realizada pela PPSA.

12.32. Do ponto-de-vista do entrante, cabe destacar que o valor de entrada foi reduzido e os pagamentos posteriores acontecem apenas com a valorização do Brent, momento em que o projeto se torna mais rentável para todos os envolvidos. Ademais, foi estabelecido um teto na tabela de earn out de modo que se o Brent atingir patamares além de 70 US\$/bbl, o valor a ser pago é fixo.

12.33. Essa cláusula, portanto, tem a vantagem de endereçar parte dos riscos relativos à alta volatilidade do Brent, fortemente presente durante todo o processo de negociação. Foram realizadas simulações com a inclusão dessa possibilidade para que se verificasse qual das opções poderia trazer mais atratividade para o leilão e também qual o impacto de cada uma delas sobre o valor a ser arrecadado pela União. (grifos nosso)

...

12.35. Diante dos resultados apresentados pela análise determinística da PPSA, destaca-se que o modelo com previsão de Earn Out apresentou Valor Presente da União de maior montante na comparação com os demais, atendendo aquilo que preconiza a Resolução CNPE nº 02/2019 no que diz respeito à maximização das receitas da União, ainda que se viabilize com um Brent mais elevado. Esse fato tem repercussão em relação à atratividade do certame, mas cabe destacar que os parâmetros do leilão poderão ser ajustados visando a melhora da atratividade, uma vez que o aumento substancial do Valor Presente para a União abre margem para que isso possa ser calibrado oportunamente. Lembrando que a análise ora realizada se refere ao modelo e valor da compensação.

12.36. Neste ponto, cabe registrar que, durante o processo negocial, o Governo chegou a fazer uma proposta de pagamento de compensação sem previsão de pagamentos complementares (Earn Out), mas que a proposta foi recusada pela Petrobras. Em seguida, a empresa chegou a fazer uma contraproposta igualmente prevendo o pagamento de compensação de valor fixo, sem previsão de pagamentos extras (Earn Out), mas que, diante da volatilidade do preço do petróleo, resolveu retirar essa proposta da mesa de negociação, embora houvesse resistência por parte do governo para permanecer nessa discussão.

12.37. Para se saber, de fato, se a proposta com Earn Out seria vantajosa para a União, fez-se necessário estimar com algum grau de certeza qual seria a trajetória de preços futura do petróleo e seus impactos sobre os indicadores econômicos analisados. Por essa razão, o MME solicitou, à PPSA análise determinística, e à EPE análise probabilística contendo estimativa do valor esperado do VPL da União, da compensação da Petrobras e do VPL do Novo Entrante na execução do contrato de partilha de produção, como forma de se conferir maior robustez à análise dos modelos.

...

12.40. Percebe-se, portanto, que os resultados apresentados pela EPE corroboram os da PPSA, segundo os quais o melhor cenário para o VPL da União, entre os aventados, envolve o modelo com cláusula de Earn Out. A proposta com Earn Out apresentada em 16/3 difere-se da proposta de 19/3 porque a primeira foi calculada com uma taxa de desconto de 10% ao ano e a segunda, de forma alinhada com o cálculo da compensação, resulta da sua correção para 8,99% ao ano. Do ponto de vista da União (resumido de acordo com o VPL da carga fiscal) nota-se que a última proposta é mais vantajosa quando considerados os dois campos. O mesmo ocorre para a

Petrobras (VE Diferimento). Para o novo entrante os dois últimos cenários são praticamente indiferentes.

...

12.42. Assim, dentro daquilo que a EPE estima para o preço do Brent para os próximos anos, vislumbra-se que a União terá um aumento substancial no seu VPL ainda que aceite a inclusão de cláusula de Earn Out, conforme estimativas da EPE e cálculos da PPSA.

...

12.43. Cabe, ainda, menção sobre os desvios-padrões resultantes das análises. Esses mostram-se bastante elevados. Segundo a EPE, isto se dá, principalmente, pela amplitude nos resultados em cenários de Brent extremos, o que pode ser observado no exemplo a seguir, que apresenta os resultados, considerando os 1000 cenários de Monte Carlo, para o Valor Esperado pela União em relação ao campo de Sépia e Atapu (Figuras 7.11 e 7.12).

12.44. Como os resultados são usados para fins de comparação e validação da metodologia anterior, entendemos que podem ser considerados, mesmo com tamanha dispersão, principalmente quando se percebe que a maior dispersão ocorre nos casos extremos e, portanto, mais improváveis de Brent, inferiores a US\$ 47/bbl e superiores a US\$ 110/bbl. De modo que entendemos que a avaliação feita pela EPE (2021), além de revelar a face quantitativa da análise, corrobora com o resultado das negociações entre a PPSA e a Petrobras como sendo aquele que apresenta o melhor valor para a União entre as alternativas avaliadas, superando, mas não desprezando a análise do Ministério da Economia.

170. Assim, após as simulações realizadas pela PPSA e pela EPE, chegou-se à conclusão de que a inclusão da cláusula de earn out teria o potencial de resultar em maior ganho de VPL para a União, além de reduzir a incerteza para o novo entrante e conseqüentemente aumentar a competitividade do certame.

3.3.4 Conclusão acerca das análises alternativas

171. Diante das considerações desta fiscalização, entende-se que o processo de outorga do segundo leilão dos volumes e excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa poderia ter aprofundado as análises de modelos alternativos (realocação de volumes e minimização do diferimento da produção da Cessão Onerosa) para preservação dos direitos da Petrobras na Cessão Onerosa, com vistas à otimização das contratações em partilha de produção.

172. Com isso, foram precocemente descartadas hipóteses de realocação de volumes entre as áreas de Sépia e Atapu e de minimização do diferimento da produção da Petrobras, sem que se explorasse cuidadosamente os possíveis cenários de viabilidade para esses casos.

173. Ao mesmo tempo, entende-se que se trata apenas de hipóteses que, ainda que se apresentem viáveis, dependeriam de complexa negociação com a Petrobras, assim como se procedeu no caso da compensação e do earn out. O que reduziu o espectro de possibilidades para a contratação.

174. Relativamente ao modelo 3 (compensação com earn out), entende-se que a estratégia aprovada proporciona avanço em aspectos relevantes para a licitação, já levantados pelo TCU por ocasião do acompanhamento do primeiro leilão dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa. Vale reproduzir excerto do referido relatório de fiscalização (TC 001.281/2019-4):

401.7 Com fulcro no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, recomendar ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que, considerando os riscos e as implicações das alternativas propostas, promova medidas corretivas ou mitigadoras das conseqüências geradas pela estimativa inadequada do preço do petróleo definido na Portaria MME 213/2019 para fins de

compensação à Petrobras, a seguir elencadas, que podem ser adotadas conjunta ou separadamente:

401.7.1 Redefinir os parâmetros de preços de petróleo e gás natural para cálculo da compensação à Petrobras, segundo parâmetros de mercado, com base em estudos técnicos devidamente embasados e que ponderem adequadamente, ao longo do tempo, os volumes de produção considerados para compensação e os respectivos preços do petróleo de referência;

401.7.2 Estabelecer os parâmetros de preços de petróleo e gás natural fixados pela Portaria MME 213/2019 como valores máximos de referência, a serem negociados entre as partes no âmbito do acordo de coparticipação, que contará com a participação da PPSA, como representante da União, e a aprovação da ANP, como órgão regulador;

401.7.3 Estabelecer revisões periódicas que recalquem os saldos da compensação considerando os valores do preço do petróleo e do gás natural efetivamente incorridos;

401.7.4 Estabeleça, como valor de referência para o cálculo da compensação, o preço do petróleo do tipo Brent, de forma a possibilitar, por ocasião do acordo de coparticipação, a compatibilização adequada aos preços das correntes de cada área, com base nas melhores informações disponíveis;

401.7.5 Estabeleça que a apuração do respectivo custo em óleo equivalente aos valores de compensação à Petrobras deverá observar referencial de preço de petróleo em valor equivalente ao predefinido para cálculo da compensação, de modo a neutralizar, para a União, o reflexo da flutuação de preços na recuperação do custo em óleo;

(grifos desta instrução)

175. Observa-se que já havia a preocupação, para a licitação anterior, de buscar formas de se aproximar as referências de preços para o cálculo da compensação aos valores reais, efetivamente praticados no mercado e, portanto, mais justos para todas as partes envolvidas.

176. Nesse sentido, o instrumento de earn out, ajustando o cálculo aos preços efetivos incorridos em cada período, proporciona um resultado bastante aproximado da realidade. Ressalvadas as condições de haver um piso e um teto para esses valores, além das referências provirem de médias de preços e de períodos, a expectativa é de que os valores reais se concentrem dentro dessas faixas. É uma forma também de dar maior previsibilidade à compensação.

177. Outro aspecto positivo é de que o instrumento é conhecido da indústria do petróleo, não gerando maiores incertezas ou restrições por parte dos licitantes. Na realidade, da forma como foi concebido (com piso e teto para os valores), tem o potencial de provocar as seguintes sensibilidades: se a visão futura de preços estiver mais próxima do piso, reduz a visão de valor dos ativos em razão dos riscos de haver preços ainda inferiores; se a visão futura de preços estiver mais próxima do teto, aumenta a visão de valor dos ativos em razão da possibilidade de maiores ganhos, com preços acima desse valor, já que, nesse caso, os lucros aumentariam sem aumentar o valor da compensação.

178. Na situação atual, com a cotação do Brent alcançando cerca de US\$ 5,00 acima da referência teto para os earn out (US\$ 70,00), caso se mantenha cenário semelhante na licitação, deverá aumentar a atratividade do certame.

179. Considerado isso, as demais medidas estruturantes da licitação se mostraram consistentes com a execução do certame. Os avanços obtidos para a estratégia principal, com as definições da coparticipação e do cálculo da compensação, consideradas as incertezas das alternativas e o custo de oportunidade, levam a **concluir pela desnecessidade de fazer recomendações em virtude das inconsistências verificadas nas análises das estratégias**

alternativas. Sendo assim, passa-se a análise do resultado da negociação com a Petrobras acerca do valor a ser pago a título de compensação.

3.3.5 Resultados da Negociação

180. Com a definição da inclusão de cláusulas de earn out e as diretrizes trazidas pelo comitê propositivo, PPSA e Petrobras puderam realizar as simulações a respeito do valor que seria pago a título de compensação.

181. Ambas as empresas realizaram simulações com base em suas premissas e chegaram a valores ligeiramente diferentes a respeito do resultado da compensação firme. No entanto, de acordo com a própria PPSA:

As comparações entre os modelos econômicos da PPSA e da Petrobras resultam numa diferença em torno de 0,05% do valor da Compensação Firme para Atapu e Sépia. A maior parte desta diferença é explicada por tratamentos distintos entre os modelos no que se refere aos cálculos da depreciação, depleção, deflação e impostos federais.

...

Devemos lembrar que são apenas modelos, sem pretensão de simular exatamente a realidade. Neste aspecto, PPSA e Petrobras concordam que os dois modelos estão coerentes e qualquer uma das premissas de depreciação são aceitáveis, tanto que a diferença entre eles é muito pequena, em termos percentuais. Na opinião da área de avaliação econômica da PPSA, não há nenhum problema em aceitar o valor calculado pela Petrobras, ou qualquer outro entre este e o calculado pela PPSA. Os valores somente seriam exatamente iguais entre os modelos se usássemos exatamente a mesma sistemática de cálculo de depreciação e depleção.

Em resumo, os dois modelos apresentam resultados coerentes e muito próximos. A metodologia de cálculo da depreciação e depleção é aceitável nos dois modelos, sendo que a do modelo da Petrobras é mais detalhada e complexa, se aproximando mais do controle individual dos ativos, por isso, podemos dizer que é mais aderente à realidade. (grifos nosso)

182. Importante notar que o processo negocial para definição das premissas se deu em várias etapas, com propostas e contrapropostas sendo feitas por ambos os agentes, com base nas diretrizes dadas pelo comitê propositivo.

183. Por meio da NT DGC/10/2021 a PPSA trouxe um sumário executivo de como se deu o processo do cálculo da compensação. A figura a seguir apresenta um resumo dos parâmetros e cenários aventados em determinado momento após negociação entre governo e Petrobras:

Figura 10 – Cenários de valores para pagamento da compensação

DIRETRIZES DO COMITÊ PROPOSITIVO		Parâmetros da Proposta Petrobras de 14/03/2021
Cenário do Preço do Brent	Trajectoria EPE Inferior	Cenário flat de 40 US\$/bbl (média menor que EPE inferior)
Spread de qualidade do óleo	EPE podendo chegar ao ANP	Spread ANP
Capex	Atualizado para Poço e Submarino podendo ter valores da Portaria 213/2019 como limite máximo	Capex os mesmos da Portaria 213/2019
Cláusula de Earn Out	CAP de US\$ 9.523 Milhões	Limites mínimo de 40 US\$/bbl e máximo de 70 US\$/bbl, com início de pagamento no início de 2024. A faixa de Brent será de 1 US\$/bbl.
	Prazo entre 5 e 10 anos	OK, ficando 10 anos.
	Divisão equilibrada de ganho adicional entre as partes.	Mostrou-se inviável tecnicamente considerado o conceito de Manutenção do VPL da CO.

Valores em US\$ Milhão		Cenário de Preço Trajetória EPE Inferior e Spread EPE com CAPEX de Poço e Submarino atualizados e OPEX da Portaria 213/2019	Cenário de Preço Trajetória EPE Inferior e Spread ANP com CAPEX de Poço e Submarino atualizados e OPEX da Portaria 213/2019	Contraproposta da Petrobras apresentada em 14/03/2021
Atapu	Compensação	3.749	3.924	4.154
	Compensação antes do "Gross Up" (*)	2.987	3.102	3.253
Sépie	Compensação	3.959	4.196	4.322
	Compensação antes do "Gross Up" (*)	2.959	3.115	3.200
Compensação Total		7.708	8.120	8.476
Compensação antes do "Gross Up" Total		5.945	6.217	6.453

(*) Compensação antes do "Gross Up" = VPL1-VPL2

Fonte: PPSA

184. Nesse momento, a Petrobras também encaminhou proposta de tabela de complementação (earn out) com os limites apresentados na figura acima e uma TMA de 10% ao ano.

185. Após receber a proposta mostrada acima, o comitê propositivo ainda tentou alterar dois pontos do que estava sendo discutido. A transcrição trazida abaixo mostra um resumo de como se deu o restante da discussão:

O Comitê Propositivo avaliou a contraproposta da Petrobras e orientou os representantes da PPSA que levassem uma nova contraproposta do governo, alterando dois pontos da contraproposta da Petrobras:

- Manter a proposta do governo de atualização do Capex para Poço e Equipamentos Submarinos;
- Alterar a TMA da Tabela de Complementação da Compensação de 10% para 8,99% ao ano.

Essa contraproposta do governo foi levada à Petrobras, que respondeu aceitando a alteração da TMA na Tabela de Complementação da Compensação. Todavia, quanto à atualização do Capex, a Petrobras entendeu que a mesma deveria ser completa e, portanto, envolvendo, também, as UEPs. Considerando esse posicionamento, a Petrobras apresentou suas informações de custos reais atualizados para UEPs variando de US\$ 2.719 milhões a US\$ 3.017 Milhões e para Poços uma média de US\$ 143,84 Milhões por poço. Adotando o valor médio entre os dois limites apresentados para FPSO e o Capex médio de Poços, a Petrobras apresentou que a proposta de Compensação antes do “Gross Up” (VPL1- VPL2) total, de Atapu mais Sépia, seria alterada para valor de US\$ 6.672 Milhões, valor maior que sua contraproposta original de US\$ 6.453 Milhões.

O Comitê Propositivo, avaliou essa resposta da Petrobras e definiu que fosse apresentada à Petrobras mais uma contraproposta de parâmetros, a saber:

- que no caso da UEP seja adotada uma média entre o valor inferior apontado pela Petrobras (US\$ 2.719 Milhões) e o valor médio apresentado pelo governo (US\$ 2.655 Milhões), ou seja: adotar o valor de US\$ 2.687 Milhões e no caso de Poço adotar a média entre o valor proposto pela Petrobras (US\$ 143,84 Milhões) e o valor apresentado pelo governo (US\$ 92,12 Milhões), ou seja, adotar US\$ 117,98 Milhões. Mantendo-se o restante dos parâmetros conforme proposto pela Petrobras.

A Petrobras respondeu, em seguida, aceitando essa mudança, mas mostrando que, mesmo assim, o valor total de Compensação antes do “Gross Up” total ficaria em US\$ 6.506 Milhões, portanto continuando acima da contraproposta original da Petrobras.

186. Desse modo, após avaliar a situação final o Comitê entendeu que deveria fechar a negociação com a contraproposta original da Petrobras de Compensação antes do “Gross Up” no total de US\$ 6.453 Milhões, atrelada a uma Tabela de Complementação da Compensação com TMA de 8,99% ao ano.

187. A figura abaixo resume os resultados das negociações para os parâmetros da compensação e os tópicos seguintes detalharão como estes foram definidos.

Figura 11 – Diretrizes do Comitê Propositivo e Resultado das Negociações

Fonte: MME

3.3.5.1 Preço do Brent

188. De acordo com o MME na NT 14/2021/ASSEC (Peça 28):

12.9. Em relação ao preço do Brent, atributo de maior relevância para o cálculo da compensação, a Petrobras apresentou uma proposta, conforme as razões anteriormente expostas, na qual optou por considerar o cálculo da compensação a partir de uma curva de Brent flat em 40 US\$/bbl associada a uma tabela de earn out, que representa os pagamentos que seriam feitos posteriormente, a título de complementação da compensação, a se verificarem eventuais aumentos no valor do Brent

12.10. Como explicado pelos representantes da PPSA (Registro de reunião do comitê propositivo de 13/03/2021 SEI nº 0492588), a base da tabela de earn out é o preço do Brent na faixa de 40 US\$/bbl. Daí para frente foi considerada a faixa de 1 em 1 US\$/bbl para estruturação da tabela de earn out, sendo o valor utilizado para o cálculo o centro dessa faixa. Por exemplo, entre 40 e 41 seria 40,5, e assim sucessivamente, de forma a que qualquer valor em que o preço real caia dentro da faixa, será utilizado o valor central para o cálculo. Quando se atingir, por exemplo, um valor maior ou igual a 70, o cálculo será feito sempre como se fosse US\$ 70. Os

valores estabelecidos na tabela são objeto de explicação mais detalhada na seção que trata do Valor da Compensação.

12.11. Em seguida, foi feita a avaliação das tabelas de Earn Out para a proposta de Compensação fixa já negociada com a Petrobras (6.453 US\$ MM), com TMA de 8,99%, foi concluído pela PPSA (SEI nº 0492587) que a tabela estava construída de forma alinhada e coerente com o conceito da reposição da Compensação pela diferença do preço futuro do Brent limitado ao valor de 70 US\$/bbl. (grifos nosso)

189. Como explicitado pela nota do MME, ao contrário do que foi realizado em 2019, a compensação foi calculada a partir de uma curva constante de preço do Brent a 40 US\$/bbl, associada posteriormente a uma tabela de earn out que condicionaria futuros pagamentos em relação ao preço do Brent no período.

190. Por fim, vale comentar que foi estipulado um teto para a subida do Brent no valor de 70 US\$/bbl, o que significa dizer que caso o preço do barril supere esse valor, os pagamentos serão feitos respeitando esse limite.

191. Posteriormente será visto que para a modelagem econômica das áreas de Sépia e Atapu foi utilizada uma metodologia distinta para definição da curva do preço, com base em estudos formulados pela EPE.

192. Como comentado anteriormente, a definição de valores piso e teto para as referências de preços para o cálculo da compensação podem impactar a atratividade do certame positiva ou negativamente. Porém, esta forma foi um meio das partes convergirem para um acordo, com a referência de piso favorecendo a Petrobras e a referência de teto favorecendo a União.

193. Além disso, essa foi a forma de se estabelecer um valor base “preço firme” para a compensação e dar maior previsibilidade aos licitantes.

3.3.5.2 Preço do Gás

194. De acordo com o MME, na NT 14/2021/ASSEC (Peça 28):

12.13. No que se refere ao preço a ser atribuído ao gás natural para efeito da compensação a ser paga à Petrobras, deve-se primeiro destacar que essa variável tem um impacto reduzido no cálculo final da compensação. De todo modo, menciona-se que a proposta a respeito do valor do gás que deverá ser utilizada é a constante da seguinte curva (Tabela 7.3), conforme referendado pelo Comitê Propositivo instituído pela Portaria MME nº 493, de 2021 (Registro de Reunião do Comitê Propositivo de 03/03/2021 ata SEI nº 0492588).

12.14. A respeito desses preços cabe mencionar a Nota Técnica EPE/DPG/SPG/004/2020 (SEI nº 0469722), que trata das projeções de preços de Gás Natural no âmbito da estruturação da licitação dos volumes excedentes de Sépia e Atapu, a qual contava com projeções até o ano de 2030.

12.15. A pedidos, a EPE encaminhou posteriormente planilha eletrônica (SEI nº 0492570) com a projeção estendida até 2050, com a mesma metodologia, refletindo os cenários futuros consolidados no Plano Nacional de Energia 2050.

12.16. Segundo informações dos técnicos da PPSA, como o preço do gás da Tabela 5.3 refere-se ao preço de referência, considerando o Poder Calorífico Superior (PCS) do Gás de 9400 Kcal/m³ (1000 BTU/ft³), faz-se necessário calcular o preço do gás para o real Poder Calorífico Superior do gás de Atapu e Sépia, que é de 1321 BTU/ft³. Sendo assim, o preço do gás a ser adotado para Atapu e Sépia, deveriam, segundo a PPSA, ser aqueles da tabela 7.3 multiplicados pelo fator de 1,321, que é a relação entre o PCS real adotado para Atapu e Sépia, conforme resultado de análise de laboratório do gás (1321 BTU/ft³) e o PCS de referência (1000 BTU/ft³).

12.17. Ressalta-se, ainda, que tanto o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 quanto o Plano Nacional de Energia 2050 são instrumentos fundamentais de política pública e foram submetidos à Consulta Pública. Entendemos, portanto, que os preços ora sugeridos estão em harmonia com as previsões de longo prazo adotadas para o planejamento setorial de modo que poderiam ser utilizados.

195. Seguindo a estratégia de escopo da fiscalização, não foram aprofundadas as análises na fundamentação da escolha das referências de preços para o gás natural. Limitou-se a checar a necessária presença de fundamentação, fator criticado em licitações anteriores. Como visto, os preços do gás natural derivaram de estudos da própria EPE, com base no plano decenal de Expansão de Energia 2030.

196. Destacado na própria fundamentação do MME, a definição dessa referência tem impacto reduzido no valor da compensação.

3.3.5.3 Taxa de Desconto

197. A respeito da escolha da taxa de desconto, a retrocitada Nota Técnica traz o seguinte:

12.18. O Comitê Propositivo instituído pela Portaria MME nº 493, de 2021 (Registro da Segunda Reunião do Comitê Propositivo de 17/03/2021 lata SEI nº 0492588), definiu pelo uso da taxa de 8,99% ao ano e a PPSA negociou com a Petrobras a manutenção da TMA usada no LVECO anterior como taxa de desconto a ser utilizada para o cálculo da compensação. Deve-se destacar que essa taxa figura no intervalo entre as opções apresentadas pelo Ministério da Economia (SEI nº 0432489). A Nota Conjunta SEI nº 2/2020/STN/SPE/SECAP/ME-DF, de setembro de 2020, apresenta 3 opções de taxa que poderiam ser utilizadas na modelagem do leilão e, por simetria, também no cálculo da compensação e da tabela de earn out, as quais variam de 8,66% a 12,98%.

12.19. A respeito de eventual atualização no cálculo dessas taxas, o Ministério da Economia se pronunciou na reunião do dia 9/4/2021 (Registro de Reunião SEI nº 0492588) a respeito de sua desnecessidade. Nesse caso, apesar de se tratar de áreas conhecidas, já em exploração, com prévia do plano de desenvolvimento também conhecida, alguns fatores podem ser considerados como mais arriscados pelos potenciais investidores. A volatilidade do preço do Brent observada aponta, entre outros, para incerteza quanto à retomada da demanda futura. Isso porque, além da crise causada pela pandemia de Covid-19, há também a crescente opção pelas fontes de energia mais limpas. Desse modo, parece razoável a adoção da taxa de 8,99% como já acordada com a Petrobras e referendada pelo Comitê Propositivo instituído pela Portaria MME nº 493, de 2021. Além disso, acordou-se a data de 01/01/2022 como data base para o desconto dos fluxos de caixa.

198. Como visto, a taxa utilizada foi a mesma do leilão de 2019, com base nas diretrizes do Comitê propositivo e apresentada pelo Ministério da Economia. Em relação ao cálculo da compensação, ressalta-se ainda que a Petrobras buscava utilizar uma taxa de 10%. A empresa aceitou a redução e o valor final ficou em 8,99%.

199. Importante dizer que para o âmbito da negociação a taxa acordada está similar ao que foi utilizada no primeiro LVECCO, possuindo ainda o respaldo do Ministério da economia, não havendo, portanto, ajustes a serem indicados por esta fiscalização. No entanto, nas seções seguintes do presente relatório será realizada uma análise mais aprofundada a respeito da taxa de desconto utilizada para valoração do projeto a ser levado em licitação e de possíveis melhorias na metodologia da escolha dessa taxa para utilização em projetos de outorgas do Estado.

3.3.5.4 Custos (Capex, Opex e Obex)

200. Em relação aos custos, a Nota (Peça 28) traz as seguintes informações:

12.20. No que se refere aos custos a serem empregados no cálculo da Compensação, aí incluídos os valores de CAPEX (Investimentos), OPEX (Operacionais) e ABEX (Abandono), foi efetuada uma pesquisa em bases de dados de mercado com o intuito de se trabalhar com os valores mais adequados, no momento, para os cálculos.

12.21. Nesse sentido, empregaram-se as informações oriundas da Base de Dados da empresa IHS, sob contrato com a EPE (2021) e, após o levantamento, principalmente, dos Custos de Poços, SURF (Sub-Sea, Umbilicals, Risers and Flowlines) e UEPs (FPSOs), esses foram apresentados à Petrobras durante a negociação.

12.22. A Petrobras concordou com várias informações, mas mencionou que os valores relativos aos FPSOs estavam defasados, apresentando valores superiores referentes a duas recentes contratações efetuadas para áreas do Pré-Sal (P-70 e P-71). Adicionalmente, informou que os custos unitários de poços também apresentavam, face a características específicas das regiões de Sépia e Atapu, valores bem acima dos apresentados pela IHS.

12.23. Diante desse fato, e avaliando os impactos que tais novas informações trariam nos cálculos, a PPSA, em conjunto com a Petrobras, optou por manter os custos apresentados na Portaria nº 213/2019, posto levarem a cifras finais de compensação mais atraentes para a União e terem, acima disso, a correlação adequada com os valores de Brent vigentes à época do leilão e na atualidade, em que se dá o processo de negociação.

12.25. Cabe mencionar que, de acordo com informações da PPSA, mesmo que ambas, Petrobras e PPSA, usem as premissas da Portaria, os resultados são ligeiramente distintos, uma vez que a modelagem usada por cada uma das empresas apresenta especificidades que levam a isso. Além disso, apresentaram-se também os resultados com base nos custos atualizados, conforme informação da EPE (SEI nº 0492571). Essa atualização promove pequeno aumento na compensação relativa a Sépia e uma redução de 3,2% na compensação de Atapu.

12.26. Dessa forma, entende-se razoável a adoção dos custos apresentados, os quais foram resultantes da atualização apresentada pela EPE e referendado pelo Comitê Propositivo instituído pela Portaria MME nº 493, de 2021.

201. A negociação dos custos coincide com o que foi apresentado pela PPSA no tópico anterior.

202. Esta questão é complexa desde a primeira licitação, assim como foi para a revisão do Contrato original de Cessão Onerosa, havendo divergência acerca de fontes e datas de referência para esses custos, conflitando até laudos técnicos de empresas certificadoras.

203. A solução apresentada em 2019 foi a edição da Portaria 213/2019, fixando essas referências, ainda que não se tivesse convergência sobre o alinhamento com os preços de mercado, fato que mereceu detalhamento e crítica deste Tribunal à época.

204. Em razão desse normativo, a Petrobras defendeu manter a referência para o atual certame. Não obstante, o MME buscou atualizar essas referências, mediante estudo específico apresentado pela EPE.

205. O resultado apresentou variações positivas para alguns custos e negativas para outros. Por exemplo, caso se utilizasse a curva atualizada da IHS, o argumento da Petrobras seria o de atualizar também o valor das Unidades Estacionárias de Produção (UEPs), o que aumentaria o valor da compensação.

206. Ao final, após avaliação de impactos no modelo econômico da PPSA, verificou-se que atualizar a Portaria 213/2019 com os valores trazidos pela EPE não traria benefícios econômicos, podendo aumentar o valor da compensação. Como a Petrobras defendia a manutenção da

referência à Portaria 213/2019, isso seria benéfico para União, apesar de não precisamente alinhado aos preços de mercado.

207. Entende-se que a determinação das referências constantes da Portaria 213/2019 não foi realizada da melhor forma, mas que seus impactos são distintos entre a licitação anterior e a atual, devido à redução de incertezas, sendo que, ainda assim, essa referência foi aceita em 2019, em situação mais crítica.

208. No presente certame, a questão foi mais bem estudada e avaliados os seus impactos. Não se alcançou o alinhamento aos preços de mercado. Contudo, avaliou-se, no conjunto, não haver maiores discrepâncias e não incorrer em prejuízos com a manutenção da referência anterior. No bojo do processo negocial com a Petrobras, a manutenção da referência foi a alternativa considerável mais viável para evolução do acordo de compensação.

209. Diante desse histórico, entende-se não ser peremptória a necessidade de atualização mais precisa das referências de custos, neste processo de outorga, priorizando-se o seu resultado efetivo, razão pela qual deixa-se de propor medidas saneadoras.

3.3.6 Alteração da Portaria MME 213/2019 e definição dos parâmetros

210. Por se tratar de um novo leilão, em que as condições mercadológicas se encontram em patamares totalmente diferentes do que se via em 2019, viu-se que seria necessário atualizar a Portaria 213/2019, que tratava dos parâmetros a serem utilizados para cálculo da compensação a Petrobras.

211. Como falado anteriormente, inicialmente houve óbice por parte da Petrobras em relação a revisão dos parâmetros, mas após as tratativas realizadas e com o acordo firmado entre Petrobras e Governo, chegou-se ao acordo que foi demonstrado no tópico anterior.

212. De acordo com o MME por meio da Nota Técnica 24/2021/DEPG/SPG (Peça 22), que contém a exposição de motivos para alteração da Portaria 213/2020:

5.1. A nova licitação dos volumes excedentes da Cessão Onerosa nos campos de Atapu e Sépia, está sendo estruturada de forma a reduzir incertezas percebidas no primeiro certame, em 2019, e a complexidade, de modo a estimular a participação de um maior número de empresas nesse certame, valorizando os recursos petrolíferos da União.

5.2. A Petrobras é detentora dos direitos de produção dos recursos petrolíferos no âmbito do Contrato da Cessão Onerosa, o que lhe garante o direito de ser compensada pela entrada de um novo player na mesma área. Assim, para esse novo certame, buscou-se avaliar detalhadamente os volumes dos recursos petrolíferos em cada uma das jazidas e se definir uma estratégia para o desenvolvimento integral da produção. Tais atividades foram desenvolvidas em cooperação por representantes da Petrobras e da PPSA, e submetidas à aprovação da ANP.

5.3. Como resultado, pode-se definir o valor da Compensação a ser paga à Petrobras em decorrência da outorga dos volumes excedentes em cada um dos campos de Atapu e Sépia, tratar questões tributárias relativas ao ingresso dos novos contratados e mecanismo para proteger as empresas no caso de aumento do valor do barril de petróleo para além de 40 dólares americanos, entre 2022 e 2032, denominado por *earn out*. Tal mecanismo contribui ainda para reduzir o aporte inicial do entrante, relativos à Compensação firme antes do *gross up*, de US\$ 3.253.580.741 para o Campo de Atapu e US\$ 3.200.388.219 para o Campo de Sépia, e o Bônus de Assinatura a ser estabelecido pelo CNPE.

5.4. Na negociação realizada pelo Governo procurou-se estar dentro de limites considerados como parâmetros atuais de mercado, conforme estabelecido na Resolução CNPE nº 2, de 2019. Os valores estão dentro de faixas que se verificam no mercado.

5.5. Sugere-se, por fim, o envio da minuta de Portaria, e minuta do Acordo à análise da Consultoria Jurídica do MME, para a emissão de parecer sobre esse tema.

213. Posteriormente, houve o parecer 143/2021/CONJUR-MME/CGU/AGU (Peça 23) que conclui da seguinte maneira:

54. Naturalmente, é imprescindível que tais parâmetros técnicos e econômicos sejam condizentes com a situação atual da indústria do petróleo e que esta conclusão possa ser obtida a partir da análise das manifestações técnicas que instruem este processo, o que, ao nosso sentir, parece ter sido atendido na hipótese dos autos, especialmente a partir da análise da robusta contida na NOTA TÉCNICA N° 14/2021/ASSEC (SEI n.º 0492510).

55. É certo, no entanto, que escapa à análise desta Consultoria Jurídica aferir se os parâmetros convencionados entre PPSA e Petrobras são compatíveis com o mercado atual, uma vez que não cabe a este órgão de assessoramento jurídico fazer considerações de ordem técnica, financeira ou orçamentária, conforme o mencionado Enunciado n° 7 do Manual de Boas Práticas Consultivas da Advocacia-Geral da União.

56. No mais, além de definir os parâmetros técnicos e econômicos da compensação devida à Petrobras, a minuta de portaria, com base em tais parâmetros, já pretende apresentar o valor da compensação devida para os Campos de Atapu e Sépia antes do “gross up”, conforme se constata dos §§1º e 2º do seu art. 2º-A. A soma dos valores da compensação com o “gross up” terá como resultado o que se convencionou chamar de compensação firme conforme §3 do art. 2º-A.

57. Constata-se que esses pontos da proposta, de uma forma geral, pretendem conferir maior previsibilidade ao valor da compensação, e bem assim aumentar a atratividade da 2ª Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa.

58. Já no §4º do art. 2º-A proposto é prevista a possibilidade de complementação da compensação para os Campos de Atapu e Sépia a ser estabelecida com base em eventual variação positiva do preço futuro do petróleo tipo Brent (“earn out”), entre os anos de 2023 e 2032.

59. Quanto a esse particular aspecto, a proposta, ao que parece, está em linha com a diretriz estabelecida no inciso IV do art. 1º da Resolução n.º 02/2019 do CNPE no sentido de que o valor da compensação à Petrobras será calculado de forma a maximizar o VPL da União e manter o VPL da Petrobras.

60. A leitura da proposta em exame, como se vê, deixa evidente a sua finalidade pública. Nesse sentido, além de cumprir o que determinam o inciso IV, art. 1º, da Resolução CNPE n.º 02/2019, e a Cláusula n.º 36.2 do Contrato de Cessão Onerosa, pretende-se definir de forma adequada a compensação devida em favor da Petrobras em razão da produção dos volumes excedentes dos campos de Atapu e Sépia e, também, modelar o novo certame de forma que seja atrativo e vantajoso também para a União.

61. Comparando-se, pois, a minuta de portaria com o respectivo arcabouço normativo de regência, tem-se que todos os comandos e diretrizes estão contemplados nos textos examinados, não havendo reparos ou óbices capazes de impedir o prosseguimento da tramitação dos atos. A minuta em exame, pois, está em condição de ser submetida à apreciação do Ministro de Estado de Minas e Energia.

62. Ante o exposto, ressalvada a ausência de atribuição técnica deste órgão jurídico para a análise das justificativas técnicas apresentadas, opina-se, sob o aspecto estritamente jurídico-formal, pela viabilidade da minuta de Portaria em exame. (grifos nosso)

214. Desse modo, após definição do acordo e sem óbices por parte da assessoria jurídica, o MME publicou, no dia 14/4/2021, a Portaria MME 7/20121 (Peça 27), que alterou a Portaria

MME 213/2021 no tocante aos parâmetros e condições para pagamento da compensação à Petrobras.

215. Em momento seguinte, percebeu-se um erro material na Portaria publicada, apontado pela própria Conjur na NT 214/2021/CONJUR-MME/CGU/AGU (Peça 29).

216. O ministério formulou então a Nota Técnica 49/2021/DEPG/SPG (Peça 29), que expõe os motivos para nova alteração e para consequente aprovação do acordo firmado entre PPSA e Petrobras, sobre a compensação. De acordo com esse documento:

3.23. As alterações propostas (0481983) para a Portaria MME no 213, de 23 de abril de 2019, visam manter esta portaria inalterada com relação às áreas de Búzios e Itapu, cujos contratos de partilha de produção já foram assinados, e incorporar à nova redação os parâmetros e valores acordados entre PPSA e Petrobras, conforme determinado pela Portaria MME nº 493, de 26 de fevereiro de 2021.

3.24. Adicionalmente, cumpre informar que o embasamento para a adoção e aprovação dos parâmetros utilizados no acordo encontram-se na Nota técnica nº 14/2021/ASSEC (0481803).

217. Assim, houve nova retificação e o Ministério publicou no dia 19/4/2021 a Portaria Normativa MME 8/2021, sendo essa a versão definitiva da Portaria que rege os parâmetros da Compensação a ser paga a Petrobras.

3.3.6.1 Valores finais

218. Assim, após extenso período de negociação chegou-se a um acordo a respeito dos valores finais de compensação firme e da tabela de earn out.

219. Para o Campo de Sépia, a Petrobras deverá receber o montante líquido equivalente a **US\$ 3.200.388.219** (três bilhões, duzentos milhões, trezentos e oitenta e oito mil, duzentos e dezenove Dólares norte-americanos)

220. Para o Campo de Atapu, a Petrobras deverá receber o montante líquido equivalente a **US\$ 3.253.580.741** (três bilhões, duzentos e cinquenta e três milhões, quinhentos e oitenta mil, setecentos e quarenta e um Dólares norte-americanos)

221. A respeito dos valores apresentados, cabe mencionar que o earn out consiste numa complementação ao valor da Compensação considerando as possíveis variações futuras do preço do Brent. A compensação base foi calculada considerando-se o preço do Brent em US\$ 40/bbl e respectivos spreads de qualidade em Sépia e Atapu. A Figura abaixo traz como exemplo a tabela de earn out para o campo de Sépia:

Figura 12 – Tabela de Earn out para o campo de Sépia

Fonte: MME

222. Foi alinhado ainda que o valor presente do earn out seria distribuído entre 2022 e 2032, com taxa de juros anual de 8,99% e que as parcelas anuais deveriam representar uma porcentagem fixa da receita adicional obtida pela novo entrante decorrente da mesma diferença de preços do Brent.

223. Por fim, vale citar que os preços após aplicação do spread ficaram em US\$ 38,1443/bbl para Atapu (spread de -4,6392%) e US\$ 38,0421/bbl para Sépia (spread de -4,8948%).

224. Assim, o valor presente do earn out (na data do acordo de coparticipação) consiste na diferença entre a compensação base calculada com Brent de US\$ 40/bbl e o valor que teria a Compensação caso o preço do Brent fosse maior que US\$ 40/bbl.

225. A NT 14/MME/ASSEC (Peça 28) traz um exemplo de cálculo para o caso de Sépia:

12.61. Por exemplo, pegando o caso de Sépia, cuja compensação base, como mencionado, (calculada com Brent de US\$ 40/bbl) é igual a US\$ 3.200.388.219,00. Se a compensação fosse calculada com Brent de US\$ 70/bbl, seria igual a US\$ 5.112.750.536,00, uma diferença de US\$ 1.912.362.317,00 em relação à compensação base. A receita do novo entrante com preço de US\$ 70/bbl em vez de US\$ 40/bbl teria um acréscimo de US\$ 13.875.704.776,00 nominais entre 2022 e 2032. A partir daí calculou-se a porcentagem fixa anual dessa receita adicional do novo entrante que, após descontada de 34% de imposto e trazida a valor presente para a data do acordo de coparticipação sob taxa de 8,99% ao ano, resulta na diferença de US\$ 1.912.362.371,00.

12.62. No caso de Sépia, essa porcentagem é 34,5715%. A seguir, aplica-se o percentual de 34,5715% sobre a receita adicional do novo entrante, ano a ano, de 2022 a 2032, para que se chegue nos valores da tabela de earn out para a faixa de Brent igual a USD 70/bbl ou mais.

12.63. Utilizou-se o mesmo princípio para o cálculo das demais faixas de preço, sempre considerando o valor médio da faixa. Por exemplo, na faixa "42 até 43" usa-se o preço de US\$ 42,50/bbl para calcular a diferença ou complemento no valor da Compensação.

12.64. No caso de Atapu, a porcentagem fixa da receita adicional do novo entrante ficou em 37,0752%. Esta porcentagem fixa da receita do novo entrante é sempre a mesma para qualquer faixa de preço Brent.

226. A minuta do acordo, incluindo a tabela com os valores complementares a serem pagos de acordo com a variação do Brent entre 2022 e 2032 pode ser vista na Peça 24. Ante ao exposto, conclui-se que, na análise da documentação encaminhada, não foram encontradas irregularidades ou inconformidades nos procedimentos de negociação da compensação com a Petrobras que demande medida adicional por parte do Tribunal. Pelo que, passa-se a análise dos parâmetros utilizados para o novo leilão.

3.4 Parâmetros do novo leilão

227. Concomitantemente às negociações com a Petrobras em relação à participação nas jazidas e cálculo da compensação, o MME promoveu as ações necessárias para a promoção e modelagem do segundo LVECCO.

228. Assim, diferentemente do processo ocorrido em 2019 para o certame que outorgou as áreas de Búzios e Itapu, as iniciativas tomadas pelo MME, muitas delas em atendimento às determinações e recomendações do TCU constantes do Acórdão 2430/2019, do Plenário, objetivaram aprimorar o processo licitatório. De acordo com o Ministério na Nota Técnica 3/2021/DEPG/SPG (Peça 29):

4.14. Os aprimoramentos na governança do processo de estruturação para a Segunda Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa dos campos de Atapu e Sépia proporcionaram ganhos significativos em termos de atratividade e competitividade, destacando-se:

a) a definição prévia das participações da União, que serão licitadas, e da Cessionária (Petrobras), em volumes recuperáveis, nas áreas de Sépia e Atapu;

b) a definição prévia do valor da compensação antes do gross up a ser pago pelos contratados à Petrobras pelos investimentos realizados nas áreas de Sépia e Atapu; e

c) a definição no edital de licitações do acordo de coparticipação a ser assinado entre Petrobras, Contratadas e Pré-sal Petróleo S.A., trazendo previsibilidade aos licitantes. Tal acordo será assinado simultaneamente à assinatura do contrato de partilha de produção.

229. Um resumo das principais ações realizadas durante o processo pode ser visto na imagem abaixo:

Figura 13 – Ações realizadas para promoção do 2 LVECCO

ATENDIMENTO ÀS RECOMENDAÇÕES DO TCU	<ul style="list-style-type: none"> Incorporação das recomendações decorrentes de leilões anteriores. Total de 71 pontos de atenção (recomendações, determinações e orientações) sendo 45 especificamente relacionadas ao Simulador ECO.
NÚCLEO ROBUSTO DE MODELAGEM ECONÔMICA	<ul style="list-style-type: none"> Participação de representantes da ANP, PPSA, ME, MME e EPE. Emissão de Pareceres técnicos definindo os parâmetros a serem utilizados.
PROCESSO DE ESTRUTURAÇÃO DO LEILÃO	<ul style="list-style-type: none"> Realização de 134 reuniões técnicas (Governo, Petrobras e Setor Privado) Edição da Portaria nº 493/2021 para estabelecer as diretrizes técnicas, econômicas e jurídicas para a negociação da Compensação.
GARANTIA DAS PREMISSAS DO LEILÃO	<ul style="list-style-type: none"> Transparência, Rastreabilidade, Atratividade, Redução de Incertezas e Segurança Jurídica.
PRINCIPAIS RESULTADOS	<ul style="list-style-type: none"> Definição do valor da Compensação a pagar à Petrobras; Das <i>Tracks Participations</i> (TP); Possíveis resultados do LVECO, nos mais diferentes cenários.

Fonte: MME

230. Do mesmo modo, a figura abaixo resume as principais diferenças entre os dois leilões:

Figura 14 – Diferenças metodológicas entre o leilão de 2019 e o de 2021

	Situação no Leilão de 2019	Situação no Leilão de 2021
Definição das Participações (Vrec ECO=2.330 MMboe) no Edital	NÃO	SIM
Definição da Compensação no Edital	NÃO	SIM
Valor médio da Compensação estimada nas condições do leilão	US\$ 13,7 bi	US\$8,5/US\$ 10,5(*)
Inclusão de cláusula de Complementação da Compensação	NÃO	SIM
Apresentação da Estratégia de DP Global	NÃO	SIM
Acordo de Coparticipação definido no Edital	NÃO	SIM
Atapu e Sépia com um módulo de produção em operação	NÃO	SIM
Bônus + Compensação para as 2 áreas (US\$/Reserva)	9,76 US\$/boe	4,51/6,65(**) US\$/boe
Preço de Robustez Médio para Sépia e Atapu – visão entrante	> US\$ 81	<US\$ 40

(*) Valores considerando a complementação esperada da Compensação na Tabela de Earn Out, com Gross up (EPE, 2021)

(**) Considerando (*) e Bônus de R\$ 4 bi para Atapu + Sépia

Fonte: MME

231. É importante dizer que um dos principais motivos para realizar uma abordagem diferente do que foi realizado nos leilões prévios, não somente em relação ao de 2019, foi uma reestruturação do próprio Ministério de Minas e Energia.

232. Nos leilões anteriores, ficava evidente que a coordenação e estruturação de todo o processo licitatório ficava a cargo da ANP, que procedia às primeiras análises dos parâmetros técnicos e econômicos para modelagem do leilão, de forma restrita e sem formalização das competências na Agência. Posteriormente, a avaliação no MME era superficial.

233. Isso foi alvo de recomendações por parte do TCU e, para o leilão em análise, pôde-se perceber que houve uma mudança significativa no andamento do processo. O Ministério criou uma estrutura própria para avaliação e estruturação de leilões, inicialmente por meio do Programa para Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (BidSIM).

234. *Da mesma forma, se observou uma interação maior tanto com a PPSA, auxiliando nas definições das participações e cálculo da compensação, bem como com a EPE, que ficou responsável por análises inovadoras para definição dos parâmetros econômicos.*

235. *Assim, após as tratativas realizadas no âmbito do Ministério, PPSA, ANP, Petrobras e com interação com diversos outros agentes, o CNPE estabeleceu, por meio da Resolução 3/2021, as diretrizes para a realização da presente rodada de licitações, posteriormente autorizando a sua realização, definindo as áreas objetos do certame, aprovando os parâmetros técnicos e econômicos e estabelecendo percentuais e regras de conteúdo local por meio da Resolução CNPE 5/2021, que foi publicada no DOU no dia 26/4/2021*

236. *Os tópicos seguintes tratarão dos parâmetros técnicos e econômicos que foram definidos para o segundo LVECCO, bem como as alterações normativas e metodológicas que foram feitas para realização do leilão.*

237. *Por fim, assim como explicitado na instrução que definiu o escopo da fiscalização desse leilão (Peça 37), apesar da equipe técnica ter examinado tais aspectos, não serão objeto de um exame mais profundo nessa instrução a conformidade geral dos tradicionais documentos licitatórios, das minutas de edital e de contratos. Isso pois a sistemática de definição de grande parte dos parâmetros técnicos do edital está consolidada devido às diversas fiscalizações prévias realizadas por este Tribunal nos leilões, tanto de concessão, como de partilha da produção.*

3.4.1 Parâmetros Técnicos e Econômicos da Licitação

238. *A legislação que estabelece a aplicação do regime de partilha de produção especifica quais são os parâmetros técnicos e econômicos que devem ser definidos para os respectivos contratos. Nos termos do art. 10, inciso III, alíneas “b” e “f” da Lei 12.351/2010, cabe ao Ministério de Minas e Energia propor ao CNPE, entre outros, a definição do percentual mínimo do excedente em óleo da União e o valor do bônus de assinatura.*

239. *A partir da referida proposta, cumpre ao CNPE propor ao Presidente da República os parâmetros técnicos e econômicos a serem observados nos contratos sob o regime de partilha de produção, consoante art. 9º, inciso IV, da Lei 12.351/2010.*

240. *Cumpridas essas etapas, foi publicada a Resolução 5, de 20/4/2021, que aprovou os parâmetros técnicos e econômicos da Segunda Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa nos campos de Sépia e Atapu.*

241. *De acordo com a referida Resolução, os percentuais mínimos do excedente em óleo da União foram definidos, para o campo de Sépia, em 15,02% (quinze inteiros e dois centésimos por cento) e, para o campo de Atapu, em 5,89% (cinco inteiros e oitenta e nove centésimos por cento).*

242. *Quanto aos valores estipulados a título de bônus de assinatura, ficou definido para o campo de Sépia, R\$ 7.138.000.000,00 (sete bilhões e cento e trinta e oito milhões de reais) e para o campo de Atapu, R\$ 4.002.000,00 (quatro bilhões e dois milhões de reais).*

243. *Esses parâmetros constituem o principal referencial necessário para as contratações resultantes da licitação, sendo que o percentual de excedente em óleo da União constitui um valor mínimo a partir do qual serão ofertados lances para definir a concorrência no certame. Portanto, a definição desses parâmetros representa aspecto técnico fundamental para a realização da licitação e a partir da qual serão construídos os resultados que a União obterá com a execução dos contratos. Além de definir a licitação, esses parâmetros constituem base de cálculo de grande parte das receitas da União nos respectivos contratos.*

244. *Diante disso, o processo decisório na definição desses parâmetros tem sido observado nos acompanhamentos realizados pelo TCU nos processos de outorga no regime de partilha de produção. As respectivas decisões deste Tribunal têm apresentado as análises e proposições de*

aperfeiçoamento. A mais recente consta no item 9.4 do Acórdão 2.430/2019-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Raimundo Carreiro:

9.4. Com fulcro no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, c/c art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e em reiteração ao subitem 9.2 do Acórdão 816/2018 – TCU – Plenário, da relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, **determinar** ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que, nas próximas licitações concernentes ao regime de partilha de produção, demonstre a este Tribunal as análises de impactos e as fundamentações das motivações da escolha da carga fiscal, dos valores de bônus de assinatura e das alíquotas mínimas de partilha;

245. O acompanhamento deste Tribunal tem se debruçado sobre os critérios e a fundamentação da definição dos respectivos parâmetros, inclusive para as estimativas de parâmetros intermediários, como os preços do petróleo.

3.4.2 Modelagem econômica para definição dos parâmetros da licitação

246. Basicamente, a definição dos parâmetros econômicos para a licitação decorre de análises de estimativas que projetam a arrecadação da União com os contratos de partilha de produção a serem firmados, realizadas a partir de um modelo que trabalha com fluxo de caixa hipotético conforme a estratégia de produção de petróleo e gás natural esperada para cada campo durante a execução do contrato.

247. Para isso, são trabalhadas definições prévias acerca do projeto de produção do campo, como infraestrutura, custos e produtividade. Também os preços do petróleo e do gás natural que, com a quantidade produzida, resultam no fluxo de caixa ao longo do tempo, além do valor da taxa de desconto a ser aplicada no fluxo de caixa para a obtenção do valor presente líquido (VPL). Toda essa modelagem permite calcular diversas hipóteses acerca de valores para os parâmetros econômicos da licitação que sejam compatíveis com o modelo estudado.

248. Em todas as rodadas de partilha de produção até então, incluindo o primeiro leilão de excedentes ao contrato de cessão onerosa, as respectivas modelagens econômicas foram elaboradas pela ANP, a partir de orientações do MME. Na presente licitação, o próprio MME conduziu a modelagem econômica com o auxílio da ANP.

249. O primeiro grande diferencial em relação às anteriores é que para as outras licitações os modelos de produção dos campos eram muito menos precisos, pois partiam de hipóteses genéricas acerca dos projetos que seriam implantados, basicamente a partir de estimativas sobre o volume de óleo recuperável das respectivas jazidas. Para esta licitação, graças à determinação do Acórdão 2430/2019-TCU-Plenário, o modelo contou com a definição prévia da estratégia de produção para os campos, definida conjuntamente entre a Petrobras e a PPSA, a qual deverá ser bastante aproximada do plano de desenvolvimento de produção oficial a ser executado.

250. Segundo a própria definição do MME, Estratégia de Desenvolvimento significa a definição do número e da localização de sistemas de produção e, para cada um deles, a extração do primeiro óleo, o número, as características e o cronograma de perfuração e completação de poços produtores e injetores, o número e as características das unidades de produção e dos sistemas de coleta e escoamento e o cronograma de entrada de poços, entre outras especificidades.

251. Assim, espera-se que o atual modelo seja muito mais realista, com maior acurácia na capacidade de estimar o VPL dos projetos, a depender da qualidade das estimativas acerca dos preços do petróleo e do gás natural e da taxa de desconto aplicada.

3.4.3 Processo decisório dos parâmetros econômicos para a licitação

252. A modelagem econômica para a licitação apenas oferece a ferramenta para realizar estimativas acerca de possíveis parâmetros econômicos para os contratos de partilha de produção

que irão fornecer uma expectativa acerca das receitas governamentais decorrentes de suas execuções.

253. Assim, conjuntos de pares de valores de bônus de assinatura e alíquota mínima de partilha são estimados nesse modelo e analisados conjuntamente com o VPL resultante no modelo e a respectiva carga fiscal (percentual de participação governamental no VPL), da qual se extrai a estimativa de arrecadação governamental a partir da execução dos respectivos contratos licitados. Segundo o próprio MME, o nível aplicável de carga fiscal nas simulações econômico-financeiras deve ser entendido como o percentual que o Estado captura do Valor Presente Líquido do projeto.

254. O processo decisório compreende a análise desse modelo e a conclusão, pelo MME, acerca dos valores de parâmetros escolhidos para serem submetidos em proposta à deliberação do CNPE e posterior aprovação da Presidência da República.

255. Essa etapa, após a elaboração técnica da modelagem econômica, ao longo dos processos de acompanhamento das licitações de blocos de exploração de petróleo e gás natural, promovidas pela ANP, tem sido criticada pelo TCU por ausência de clareza na definição dos critérios e fundamentação da escolha final. Inclusive, o próprio Ministério destacou as observações emanadas por esse Tribunal, em suas notas técnicas (NT10/2021/DEPG/SPG – Peça 14):

3.8 Entre as várias determinações e recomendações do TCU que visavam o aperfeiçoamento da revisão do Contrato da Cessão Onerosa e do LVECO algumas preocupações relacionadas às ferramentas de análise utilizadas para realizar cálculos dos prognósticos técnicos e econômicos nos respectivos processos.

256. Como inovação, o MME introduziu, desde a primeira rodada de licitação dos volumes excedentes ao contrato de cessão onerosa, o que chama de análise multicritério para apoiar tecnicamente a decisão do CNPE. Nesta segunda rodada, investiu ainda mais no desenvolvimento de ferramentas de análise.

257. Segundo o MME, NT10/2021/DEPG/SPG (Peça 14):

3.14. A versão atual da ferramenta consiste em planilha eletrônica de dados com aplicação de rotinas automatizadas de programação desenvolvidas em visual basic, permitindo ajustes dos parâmetros utilizados nos modelos econômicos e a geração automática de cenários que permitem a análise de sensibilidade desses parâmetros e o conhecimento dos indicadores de sustentabilidade econômica.

3.15. Ainda que esteja em constante evolução, a aplicação desenvolvida já permite a geração de cenários automáticos por meio de ajustes simples nos parâmetros econômicos e fiscais mais relevantes, a exemplo da carga fiscal, taxas de depreciação, custos de produção, reconhecimento de custo em óleo, alíquota de óleo lucro, curvas de preços de petróleo e de gás natural, spread de qualidade, taxa de desconto (WACC) e volumes recuperáveis.

3.4.4 Modelo multicritério adotado

258. Segundo o MME, NT10/2021/DEPG/SPG Peça 14):

7.2. A ferramenta de Análise Multicritério de Apoio a Decisão (MCDA), utilizada no modelo desenvolvido pela ANP e ME, envolveu a avaliação de múltiplos objetivos correlacionados a critérios, com vistas à ordenação das opções disponíveis a partir da teoria de utilidade-multiatributo. A partir de um modelo aditivo quantificam-se as preferências do decisor, resultando em um processo final de ordenação das alternativas de escolha. De maneira geral, a existência de múltiplos objetivos pode dificultar o estabelecimento de uma ordem de preferência clara entre as várias alternativas pelo decisor.

7.3. Para o desenvolvimento da análise, empregou-se o software de pesquisa operacional M-MACBETH, que utiliza a metodologia MAUT, baseada em categorias, conforme já mencionado. A abordagem agregou diversos critérios de avaliação em um critério único de composição, por meio da atribuição de pesos aos múltiplos critérios (com base nos julgamentos do conjunto de preferências transacionando da escala ordinal para cardinal). Após a inserção das ponderações, foi gerada uma escala de valor. Posteriormente, os resultados foram disponibilizados de forma hierarquizada para tomada de decisão pelo CNPE. A teoria da utilidade multiatributo (Multi-Attribute Utility Theory – MAUT) tem por finalidade associar uma medida de valor a cada alternativa, produzindo-se uma ordem de preferências consistentes com as avaliações provenientes de cálculos, ou de juízos de valor, de cada agente e as do próprio tomador de decisão (MME, 2019a).

7.5. Na análise proposta para a discussão da LVECO 2021, a metodologia destina-se a selecionar critérios de análise para regras de certames, ou seja, a diferença de abordagem é significativa. O método MACBETH foi criado visando a escolha final, por exemplo, um bid, e não propriamente para selecionar critérios de análise para regras de certames.

7.6. ... O grupo de tomadores de decisão é composto de pessoas de diversos pontos de vista, e, conseqüentemente, com diferentes perspectivas. A fim de chegar a um acordo sobre critérios, desenvolve-se uma compreensão compartilhada das principais questões e um senso de propósito comum, a partir dos julgamentos dos especialistas.

7.7. Nas ações para estabelecimentos de critérios de referências e pesos dos atributos, foram determinados dois focus group, sendo que o primeiro incluiu técnicos do MME e do ME para questões de estruturação e transição de escala. O segundo grupo contemplou seis representantes de órgãos que compõem o CNPE: Casa Civil, Ministério das Relações Exteriores, Ministério do Meio Ambiente (MMA), ME, MME, Academia e Sociedade Civil, os quais foram consultados para fundamentar a ponderação de coeficiente.

259. Em síntese, para o caso em tela, da modelagem econômica prévia que estima o VPL dos projetos de produção das jazidas são escolhidos atributos (estimados para a modelagem ou por meio da própria modelagem, como preços do petróleo, carga fiscal, bônus de assinatura e alíquota de partilha, entre outros) para constituírem critérios de decisão e para ponderação com atribuição de pesos a cada um.

260. Para escolha dos critérios, atributos e atribuição dos respectivos pesos, foi realizada consulta aos grupos focais, por meio de questionários. Além dos grupos focais, também foram consultadas empresas do mercado (NT10/2021/DEPG/SPG – Peça 14)):

7.10. Adicionalmente, para ajudar na avaliação do projeto, de maneira destacada da empregabilidade do método MACBETH, está sendo realizada consulta às demais partes interessadas (stakeholders). Isto porque no contexto dos contratos de partilha de produção, é possível identificar três protagonistas (ou grupo de agentes) envolvidos diretamente no processo: a União, a Petrobras, e uma possível empresa entrante.

7.11. Assim, foram elaborados dois formulários eletrônicos com perguntas direcionadas para cada público-alvo (um para CNPE, seguindo racional semelhante ao aplicado em 2019, observada as particularidades e, outro, para demais agentes). Para efeitos de validação das respostas, será considerado apenas um questionário respondido por representante de instituição privada.

261. No âmbito do CNPE, os seguintes critérios foram levados à consulta:

- a) Compensação à Petrobras;
- b) Alíquota Mínima de Partilha;
- c) Bônus de Assinatura;

- d) *Robustez do Projeto; e*
- e) *Custo de oportunidade.*

262. *De acordo com o MME, adicionalmente, como forma de aumentar a robustez do processo, foram adotados outros métodos de apoio à decisão multicritério: a Análise de Envoltória de Dados (DEA – Data Envelopment Analysis) e o método de Minimização de Máximo Arrependimento.*

263. *Segundo explica a NT 14/2021/ASSEC (Peça 28) em relação à Análise de Envoltória de Dados:*

11.2. A Análise de Envoltória de Dados (DEA – Data Envelopment Analysis) - (Cooper, et al., 2011) - é uma metodologia analítica para mensurar performance. É uma metodologia rica, amplamente aplicada na literatura, que se guia pelos dados para determinar fronteiras de eficiência, sem fazer nenhuma consideração a priori sobre pesos. É uma metodologia cujas eficiências derivam apenas sobre os dados, suas entradas e saídas, apresentando aquelas opções que dominam a outra, independentemente de qualquer peso atribuído. Neste contexto, a partir das alternativas eficientes, extrai-se as condições de contorno para refinamento das funções objetivos, ancorando valores médios em suporte às âncoras definidas para cada um dos critérios: (i) compensação, (ii) bônus de assinatura, (iii) alíquota Mínima, (iv) Preço de Robustez e (v) Custo de Oportunidade.

264. *Em relação ao método de Minimização de Máximo Arrependimento, a Nota de Esclarecimento NE-EPE-DPG-SDB-2021-09 (Peça 29) informa:*

Em 1951, Leonard Savage (1917-1971) introduziu o critério de Minimização do Máximo Arrependimento. Este critério, ou Método de Savage, tem como objetivo minimizar o máximo arrependimento associado aos diversos cenários.

...

Neste método, arrependimento pode ser entendido como um custo. É a diferença entre o custo associado a um cenário específico (custo real) e o custo da solução que está sendo buscada (custo teórico). Procura-se então minimizar o máximo arrependimento que se poderá incorrer quando o futuro for realizado (ou seja, quando o futuro se tornar presente). Assim, não se almeja minimizar custos, mas, sim, minimizar o possível arrependimento de adotar uma solução em detrimento de outras.

No que tange a análise multicritério aplicada à LVECO, o uso se dá ao escolher, dentre as opções elencadas, aquelas que busquem a minimização do máximo arrependimento em relação ao VPL da arrecadação total da União com a condução do certame.

265. *De forma bastante simplificada, depreende-se que o modelo analítico adotado pelo MME, pondera os atributos apresentados na modelagem econômica de forma a permitir posterior comparação (por meio de aplicação de software com a técnica MACBETH) dos conjuntos de resultados desses atributos processados pela modelagem, além de aprimorar a seleção desses resultados mediante a Análise de Envoltória de Dados (descartando os conjuntos menos eficientes) e o método de Minimização de Máximo Arrependimento (descartando, dos conjuntos selecionados na etapa anterior, os que sinalizaram, comparativamente entre si, maior perspectiva de perda de VPL entre os resultados).*

3.4.5 *Formulação do novo modelo analítico de suporte às decisões do CNPE*

266. *A diferença para o modelo analítico anterior (MME/ANP) é significativa, já que aquele modelo se limitava a processar cenários na modelagem e apresentar os respectivos conjuntos de valores bônus de assinatura/ alíquota mínima de partilha, dadas as premissas de preços de*

petróleo e gás natural, além da taxa de desconto, correspondentes à determinadas faixas de carga fiscal (participação governamental nas receitas), a serem escolhidos pelo CNPE.

267. Na prática, a partir dos resultados estimados no modelo econômico, o CNPE escolhia, entre os pares de valores de bônus de assinatura e carga fiscal, a alíquota mínima de partilha correspondente. Sendo, assim, o conjunto de parâmetros coerentes com o modelo econômico elaborado e suas premissas.

268. O problema, recorrentemente apontado pelo TCU, era ausência de fundamentação formal daquelas escolhas pelo CNPE e da apresentação dos respectivos critérios.

269. O novo método adotado pelo MME resolveu esse aspecto, pois define claramente os critérios de elegibilidade de cada conjunto de resultados processados pela modelagem econômica e a respectiva ponderação dos membros do CNPE, restando ao Conselho a convalidação dos resultados apresentados pelo modelo analítico. Desta forma, tal modelo cumpre os objetivos declarados de transparência e rastreabilidade.

270. Apesar da maior complexidade das relações das informações e dos dados do novo modelo, a clareza metodológica oferece a possibilidade de conferência da consistência entre os resultados obtidos e os dados de entrada.

271. Superada a questão acerca da suficiência e clareza dos critérios adotados para a decisão do CNPE, resta avaliar a consistência dos critérios e das premissas adotadas. Nesse sentido, aprofundam-se as diferenças entre o atual modelo analítico e o anterior.

3.4.5.1 Dos critérios e premissas do novo modelo analítico de suporte à decisão do CNPE

272. De início, importa reportar ao modelo anterior, onde as opções resultantes da aplicação da modelagem econômica eram claras e diretas. Dado o modelo, com suas premissas de preços e taxa de desconto estabelecidas, estimava-se conjuntos de parâmetros correspondentes a valores específicos de bônus de assinatura, alíquota de partilha mínima, e carga fiscal. A partir desses conjuntos, a escolha poderia priorizar qualquer um desses parâmetros, obtendo-se os demais por consequência.

273. Normalmente, havia especial atenção para predeterminação do valor de bônus de assinatura e a expectativa da carga fiscal, embora não se deixasse claro quais critérios utilizados.

274. Tendo em vista que a modelagem econômica é determinante dos resultados, sempre foi importante verificar a consistência de suas premissas, com destaque para a estratégia e o perfil da produção, os preços dos produtos a serem extraídos e a taxa de desconto aplicada sobre o fluxo de caixa do projeto. Igualmente, esses aspectos são fundamentais para o novo modelo.

275. Quanto à estratégia de produção dos campos, que fornece as estimativas de produção ao longo do tempo, as definições técnicas foram realizadas pela PPSA (em conjunto com a Petrobras) e aproveitadas para a modelagem da licitação.

276. Quanto às premissas relativas aos preços do petróleo e do gás natural, o modelo adotou duas fontes: os estudos de trajetórias de preços internacionais de petróleo, periodicamente desenvolvidos pela EPE, em 3 (três) cenários distintos (alto, médio e baixo), estudos do Ministério da Economia acerca de série histórica de preços, aplicando a técnica de simulação de Monte Carlo para obter referenciais de média e desvio padrão.

277. Dessa forma, o modelo contou com dois tipos de premissas de preços: variável (trajetórias de preços da EPE) e fixa (dados do Ministério da Economia).

278. A EPE realizou projeções dos preços de petróleo nas trajetórias superior, de referência e inferior para os anos de 2020 a 2050. Já em relação aos preços do gás natural, a EPE

apresentou estudo intitulado “Preços de Gás Natural nos Mercados Nacional e Internacional”, contendo o detalhamento das principais premissas e considerações para a elaboração das projeções de preços de gás natural no Brasil, de 2020 até 2030. Para atender demanda de avaliação interna do MME, estas projeções alcançam o ano de 2050.

279. As premissas para a taxa de desconto - Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), foram elaboradas pela Secretaria Especial de Fazenda do Ministério da Economia (SEF/ME). Mediante a Nota Conjunta SEI 3/STN/SECAP/SPE/ME-DF (SEI 0432489), de 15/9/2020, que apresentou a seguinte informação:

3. Para balizamento da Taxa de Desconto, utiliza-se o conceito de custo médio ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital – WACC), metodologia amplamente utilizada para esse fim, tanto no âmbito do Ministério da Economia, como em Agências Reguladoras nacionais e estrangeiras. Esta Nota Técnica tem como referência metodológica o estudo intitulado Metodologia de Cálculo do WACC, publicado em dezembro de 2018 no endereço eletrônico do Ministério da Economia, com adaptações para o setor de petróleo e gás.

(...)

43. Com base nos cálculos apresentados nesta nota técnica, os valores sugeridos para o custo médio ponderado de capital (WACC) são de 8,66% para o percentil 50, 10,82% para o percentil 69 e 12,98% para o percentil 84.

280. Além dos valores de WACC indicados acima, também foi utilizado o valor de WACC de 8,99% indicado no acordo firmado entre a PPSA e a Petrobras, dentro da faixa acima, para o cálculo do valor da compensação a pagar à Petrobras pelos investimentos realizados e em decorrência de licitação dos volumes excedentes da cessão onerosa desses campos, em regime de partilha de produção.

281. Como já mencionado, o novo modelo analítico adotou os seguintes critérios: (i) compensação, (ii) bônus de assinatura, (iii) alíquota Mínima, (iv) Preço de Robustez e (v) Custo de Oportunidade.

282. Para tratamento dos critérios de análises, o MME empreendeu pesquisa por meio de questionários enviados aos agentes de interesse, destinados a coletar informações necessárias para definição dos coeficientes de ponderação de cada critério.

3.4.5.2 Aplicação dos questionários e determinação dos coeficientes de ponderação

283. O objetivo do processo consistiu em encaminhar perguntas às partes interessadas (stakeholders), com intuito de obter informações e dados de entrada (inputs) para as análises e modelagens, desenvolvidas pelo MME e pela EPE, em suporte à tomada de decisão pelo CNPE.

284. O CNPE é composto por: i) o Ministro de Estado de Minas e Energia, que o preside; ii) o Ministro de Estado Chefe da Casa Civil da Presidência da República; iii) o Ministro de Estado das Relações Exteriores; iv) o Ministro de Estado da Economia; v) o Ministro de Estado da Infraestrutura, vi) o Ministro de Estado da Agricultura, Pecuária e Abastecimento; vii) o Ministro de Estado da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações; viii) o Ministro de Estado do Meio Ambiente; ix) o Ministro de Estado do Desenvolvimento Regional; x) o Ministro de Estado Chefe do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República; e xi) o Presidente da Empresa de Pesquisa Energética. Além dos onze membros efetivos, o CNPE conta com a participação de membros designados, sendo um representante para o representante dos Estados e do Distrito Federal; dois representantes da Sociedade Civil e dois representantes da Universidade brasileira, especialista em matéria de energia.

285. O escopo das perguntas realizadas, junto aos órgãos do Governo Federal e de agentes do mercado, abordou cinco temáticas, em cujas esferas desenvolveram-se as perguntas presentes

nos questionários: *Bônus de Assinatura; Valor da Compensação; Acordo de Coparticipação; cenário de atratividade e disponibilidade de recursos (para investimentos); e alocação intertemporal de proventos para o Governo Federal.*

286. *As questões foram bastante diversificadas, abordando desde aspectos específicos da licitação até aspectos gerais de mercado e de regulação.*

287. *Para o CNPE, além das perguntas gerais, também se questionou quanto à importância e intensidade de cada critério estabelecido pelos elaboradores do questionário.*

3.4.6 Resultados da análise multicritério

288. *De acordo com a NT 3/2021/DEPG/SPG (Peça 29):*

9.54. *A preocupação inicial da estruturação de um modelo multicritério é definir quais são os aspectos, dentro do contexto, que o decisor e o facilitador consideram essenciais e desejáveis de serem levados em conta num processo de avaliação das ações.*

(...)

9.58. *Para a realização da análise de relação causal entre os elementos decisórios, foram definidas três dimensões para agrupamento dos critérios processados no software M-MACBETH: (i) Compensação, (ii) Excedentes da Cessão Onerosa e (iii) Estratégico. Para a dimensão (i) foram identificados o critério de Compensação à Petrobras; para a dimensão (ii) foram propostos critérios relacionados à base para tomada de decisão do CNPE, quais sejam, Bônus de Assinatura, Alíquota de Partilha e o Preço de Robustez do Projeto. Finalmente, para a dimensão (iii) foi identificado o critério de Custo de Oportunidade da realização do leilão dos volumes excedentes.*

Reprodução da Figura 9.8 da NT 3/2021/DEPG/SPG



9.60. *As Tabelas 9.3 e 9.4 complementam a Figura 9.8 com relação às informações sobre os critérios no processo de modelagem interna ao software M-MACBETH para as áreas de Sépia e Atapu.*

Reprodução das Tabelas 9.3 e 9.4 da NT 3/2021/DEPG/SPG

Tabela 9.3 - Unidade dos critérios para inserção no M-MACBETH para Sépia.

Critérios	Unidade	Base para comparação	Range de variação - Grupo I [1]	Range de variação - Grupo II	Range de variação - Grupo III
Compensação à Petrobras	Mi US\$	Performance quantitativa	4,189 a 7,601	4323.4 a 7220.9	3,201.3 a 5,113.7
Bônus de Assinatura	Mi US\$	Performance quantitativa	0 a 3,391	0 a 3,391	0 a 5,120.9
Alíquota de Partilha	%	Performance quantitativa	0 a 44	0 a 28.67	0 a 46
Preço de Robustez	US\$/barril	Performance quantitativa	35 a 78.88	35 a 78.88	35 a 78.88
Custo de Oportunidade	Mi US\$	Performance quantitativa	0 a 1,000	0 a 1,000	0 a 1,000

Tabela 9.4 – Unidade dos critérios para inserção no M-MACBETH para Atapu.

Critérios	Unidade	Base para comparação	Range de variação - Grupo I	Range de variação - Grupo II	Range de variação - Grupo III
Compensação à Petrobras	Mi US\$	Performance quantitativa	4,130 a 6,186	4,154.7 a 6301	3,254.2 a 4,670.7
Bônus de Assinatura	Mi US\$	Performance quantitativa	0 a 1,848	0 a 1,848	0 a 3,213.9
Alíquota de Partilha	%	Performance quantitativa	0 a 40	0 a 18.96	0 a 40
Preço de Robustez	US\$/barril	Performance quantitativa	35 a 79.99	35 a 79.99	35 a 79.99
Custo de Oportunidade	Mi US\$	Performance quantitativa	0 a 1,200	0 a 850	0 a 850

9.63. Em cada cenário variou-se as premissas econômicas que resultam em diferentes valores de (i) compensação, (ii) bônus de assinatura, (iii) alíquota mínima, (iii) preço de robustez e (iv) custo de oportunidade. As Tabelas 9.5 e 9.6 reúnem as variações, para Sépia e Atapu, respectivamente na composição dos cenários.

Reprodução das Tabelas 9.5 e 9.6 da NT 3/2021/DEPG/SPG

Tabela 9.5 – Variações em torno dos parâmetros da simulação para Sépia.

Parâmetros da Simulação	Unidade	Descrição/variação
Campo	-	Sépia
Compensação	MM US\$	(3,203.60 a 7,601.00).
Preço de Robustez	US\$/Barril	(38.78 a 110.92)
Trajectoria de Preços	EPE	Inferior a Superior
WACC	%	(8.66 a 12.98)
Bônus de Assinatura	MM US\$	(-2,490.65 a 16.116,57)
Alíquota Mínima	%	(1.00 a 35.00)
Arrecadação VPL	MM US\$	(3,906.29 a 30,965.52)
Custo de Oportunidade	MM US\$	(328.13 a 2,601.10)

Tabela 9.6 – Variações em torno dos parâmetros da simulação para Atapu.

Parâmetros da Simulação	Unidade	Descrição/variação
Campo	-	Atapu
Compensação	MM US\$	(3,340.23 a 6.364,00).
Preço de Robustez	US\$/Barril	(42.27 a 132.83)
Trajectoria de Preços	EPE	Inferior a Superior
WACC	%	(8,66 a 12,98)
Bônus de Assinatura	MM US\$	(-2,264.23 a 10,759.92)
Alíquota Mínima	%	(1.00 a 30.00)
Arrecadação VPL	MM US\$	(2,318.91 a 21,935.57)
Custo de Oportunidade	MM US\$	(194.79 a 1,842.59)

Coeficientes de Ponderação

9.81. Os critérios de maior importância (maior atratividade sob o ponto de vista da União), segundo os consultados, foram, na sequência: i) Preço de Robustez do Projeto; ii) Compensação à Petrobras; iii) Alíquota Mínima de Partilha; iv) Bônus de Assinatura e; v) Custo de Oportunidade. Os resultados dos coeficientes de ponderação para a rodada do LVECO 2021[1] estão retratados na Tabela 9.7. Demais detalhes sobre cada critério e avaliação podem ser encontrados na Nota EPE NE-EPEDPG-SDB-2021-09 SEI 0494875.

Reprodução da Tabela 9.7 da NT 3/2021/DEPG/SPG

Tabela 9.7 – Resultados para os coeficientes de ponderação decorrente de consulta ao CNPE. (EPE, 2021)

Resultado	Moda	"Coeficiente de Ponderação"
Preço de Robustez do Projeto	9	1.00
Alíquota Mínima de Partilha	9	1.00
Compensação à Petrobras	7	0.78
Bônus de Assinatura	3	0.33
Custo de Oportunidade	1	0.11

Fonte: EPE, a partir de respostas do CNPE (Rodada 2021) e aplicação de metodologia proposta pelo MME.

289. *Essas análises foram atualizadas, após reunião prévia ao CNPE, em 14/4/2021, mediante a NT48/2021/DEPG/SPG (Peça 29):*

3.2 *Conforme mencionado em documentos anteriores, as alternativas apresentadas resultam da integração entre análise de eficiência, metodologia multicriterial e minimização de arrependimento. De forma resumida, a estratégia metodológica: (i) seleciona alternativas eficientes e, em seguida, (ii) agrega critérios de avaliação em um critério único de composição, por meio da atribuição de pesos aos múltiplos critérios (com base nos julgamentos do conjunto de preferências externadas pelos membros do CNPE). A aplicação deste ferramental permitiu, entre 696 alternativas, elencar 10 alternativas para cada uma das áreas licitadas, conforme apresentado a seguir. Análise de sensibilidade e robustez foram realizadas nesta amostra de 10 alternativas, indicando as três mais adequadas. Ao fim, foi implementada técnica de minimização do máximo arrependimento em relação ao VPL da arrecadação total da União com a condução do certame.*

3.3 *As 10 alternativas apresentadas já consideram as contribuições da reunião prévia do CNPE quando:*

3.3.1 *da exclusão de alternativas com observação à retirada do Repetro;*

3.3.2 *da exclusão de alternativas que apresenta custo de oportunidade associado ao VPL que entrega;*

3.3.3 *da exclusão de alternativas que entregam bônus inferior ao previsto na Lei Kandir, considerando o cenário mais conservador de R\$ 4 bilhões em cada uma das áreas.*

3.3.4 *da proposição de alternativas intermediárias às mais eficientes. O resultado final está apresentado nas Tabelas 3.1 e 3.2 para Sépia e Atapu, respectivamente.*

Reprodução das Tabelas 3.1 e 3.2 da NT 48/2021/DEPG/SPG

3.14 *Em resumo, para a área de Sépia, observando as premissas estabelecidas, a configuração que representaria as melhores alternativas (3 primeiras), teoricamente, em suporte à decisão, seriam aquelas com Bônus de Assinatura entre US\$ 800 milhões e US\$ 1,25 bilhão, Arrecadação em VPL entre US\$ 6,898.68 milhões e US\$ 7,767.61 milhões e Alíquota Mínima entre 14,02 % e 15,02%, considerando as premissas de Carga Fiscal entre 95 e 100%, Preço de Robustez entre US\$ 38,33 e US\$ 40,67; Taxa de Desconto (WACC) de 8,99%, Compensação negociada com a Petrobras e Earn Out entre US\$ 4,872.71 e US\$ 5,144.39. Neste intervalo de alternativas (3 melhores) foram utilizadas as trajetórias de preços da EPE, resultando num preço indicado como eficiente de US\$47,94. Em seguida, foram simulados cenários com trajetória de preços fixo (flat) com este preço como alvo, ocorrendo melhora no score final.*

3.25 *Em resumo, para a área de Atapu, observando as premissas estabelecidas, a configuração que representaria as melhores alternativas (3 primeiras), teoricamente, em suporte à decisão, seriam aquelas com Bônus de Assinatura entre US\$ 700 milhões e US\$ 1,000 milhões,*

Arrecadação em VPL entre US\$ 5.238,58 milhões e US\$ 5.800,3 milhões e Alíquota Mínima entre 5,20 % e 6,02%, considerando as premissas de Carga Fiscal de 100%, Preço de Robustez entre US\$ 37,18 e US\$ 39,30; Taxa de Desconto (WACC) de 8,99%, Compensação negociada com a Petrobras e Earn Out entre US\$ 5.238,58 e US\$ 5.800,30. Neste intervalo de alternativas (3 melhores) foram utilizadas as trajetórias de preços da EPE, resultando num preço indicado como eficiente entre \$47,94 e \$52,82. Em seguida, foram simulados cenários com trajetória de preços fixa (flat) com este preço como alvo, ocorrendo melhora no score final.

Resultados Minimização do Máximo Arrependimento

3.28 No que tange a análise multicritério aplicada à LVECO, seu uso serve para selecionar dentre as opções elencadas aquelas que busquem a minimização do máximo arrependimento em relação ao VPL da arrecadação total da União com a condução do certame, orientando-se, portanto, a partir do preço de robustez sob a perspectiva fiscal.

3.29 Assim, o arrependimento foi entendido como sendo a diferença entre a arrecadação máxima possível para as decisões de cada nível de preços de petróleo tipo Brent em relação ao máximo possível, representando o mínimo arrependimento futuro. Portanto, complementando a análise multicriterial realizada, na medida em que esta centrou-se, em especial, nos critérios de alíquota óleo lucro e preço de robustez na visão do novo entrante.

(...)

3.34 Assim, são apresentadas nas Tabelas 3.5 e 3.6 as três melhores opções conforme a análise multicriterial, e identificadas aquelas que seriam a indicação para o Conselho (por representarem a minimização do arrependimento da união, dentro da respectiva faixa de preço de robustez).

Reprodução das Tabelas 3.5 e 3.6 da NT 48/2021/DEPG/SPG

Tabela 3.5 – Alternativas para o CNPE e indicação da sugestão proposta para Sépia.

Parâmetros	S590	S571	S594
Trajetoária de Preço	Variável	Fixo	Variável
Preço de Robustez (*)	38,94	38,33	40,67
Bônus de Assinatura (M US\$)	800,00	1250,00	800,00
Alíquota Mínima (%)	14,02%	15,02%	14,02%
Arrecadação VPL (M US\$)	6898,68	7767,61	7326,85

(*) Perspectiva do Novo Entrante

Tabela 3.6 – Alternativas para o CNPE e indicação da sugestão proposta para Atapu.

Parâmetros	A 689	A 688	A 687
Trajetoária de Preço	Fixo	Variável	Variável
Preço de Robustez (*)	37,18	37,70	38,01
Bônus de Assinatura (M US\$)	700	700	500
Alíquota Mínima (%)	5,89%	5,20%	13,04%
Arrecadação VPL (M US\$)	5328,77	5238,58	5273,46

(*) Perspectiva do Novo Entrante

290. Os parâmetros citados foram aprovados pelo CNPE e pela Presidência da República (Resolução 5, 20/4/2021).

3.4.7 Considerações acerca do novo modelo analítico

291. Primeiramente, deve-se registrar o esforço empreendido pelo MME no desenvolvimento de metodologia de análise para suporte as decisões do CNPE que conferisse critérios verificáveis ao processo decisório. Esse esforço contou com o apoio da ANP em relação à modelagem econômica e da EPE na análise de dados.

292. Permeado pela situação peculiar da cessão onerosa e do respectivo cálculo de compensação, o novo modelo analítico assumiu grande complexidade, mas logrou êxito em cumprir as análises dos critérios estabelecidos, mediante intenso trabalho dos agentes envolvidos.

293. Merece destaque a ampliação do horizonte de análises, mediante interação, além dos membros do CNPE, também com os demais stakeholders do processo, principalmente as empresas interessadas na licitação.

294. Essa ampliação permitiu permear aspectos atinentes à atratividade do certame e às atuais melhorias regulatórias, constituindo inegável evolução e início de amadurecimento para futuros processos decisórios e debates para aperfeiçoamento da política setorial.

295. Não obstante, verificou-se que as premissas adotadas de abordagem dos critérios no modelo apresentado carecem de aperfeiçoamento, posto que, na avaliação deste acompanhamento, na forma como foram aplicadas, podem apresentar vieses indesejados e comprometer tanto uma visão mais realista das projeções, quanto a comparabilidade entre as alternativas estudadas. Contudo, entende-se que a amplitude desses vieses não deve comprometer os parâmetros definidos para o presente certame, considerando os atuais cenários de preços, mas pode ser objeto de melhoria para os próximos leilões de partilha. Nesse sentido, ao final dessa seção será feita proposta de recomendação.

296. Nos tópicos seguintes serão abordados os principais pontos observados nesta fiscalização.

3.4.7.1 Premissas da modelagem econômica – estratégia de produção

297. Sem dúvida, houve expressivo ganho técnico com os estudos realizados pela PPSA, juntamente com a Petrobras, para definição das premissas técnicas de produção das jazidas e respectivos custos, tornando o modelo significativamente mais realista e reduzindo as incertezas. Também contribuiu para precisar o cálculo da compensação aos impactos na execução do contrato de cessão onerosa, importante premissa do modelo.

3.4.7.2 Premissas da modelagem econômica – preços da produção

298. Houve melhoria em relação à fragilidade desse aspecto observada em modelagens das licitações anteriores. O estabelecimento da respectiva premissa era relativamente arbitrário, desprovido de fundamentação técnica mais balizada. Neste caso, as premissas foram referenciadas em trabalhos específicos para tanto, realizados pela EPE e pelo Ministério da Economia.

299. Sem entrar no mérito da qualidade desses trabalhos, afinal fazer projeções sobre preços futuros de petróleo e gás natural é trabalho de difícil precisão para qualquer especialista ou modelo, observa-se a forma do seu aproveitamento. Não há garantias de que uma série temporal, como a utilizada pelo Ministério da Economia (30 anos), reproduza um comportamento similar no futuro, dada a cada vez maior frequência das oscilações dos preços destas commodities (como a própria série histórica demonstra). Intuitivamente, espera-se que metodologias que levem em consideração contextos de mercados no futuro tenham mais critérios do que as que fazem projeções apenas com base no comportamento histórico.

300. Assim, premissas como as trajetórias de preços elaboradas pela EPE são significativamente distintas da concepção do Ministério da Economia, não somente por uma ser

variável e a outra fixa (referenciais com base na média da série e variações calculadas tendo o desvio padrão como coeficiente). Cabe ao gestor das análises indicar qual a premissa mais adequada ao seu modelo, ou seja: justificar qual delas entende conferir maior precisão à modelagem.

301. Eventualmente, pode-se utilizar premissas distintas para testar a modelagem. Contudo, entende-se não ser adequado aplicar simultaneamente as duas premissas na análise multicritério, como foi efetuado, para efeito de comparabilidade entre o conjunto de parâmetros econômicos de solução. Subverte-se, assim, o entendimento acerca do conjunto mais eficiente.

302. Claramente, há, entre as alternativas finais comparadas, soluções com premissas distintas (preços fixos e variáveis), prejudicando a comparabilidade dos demais parâmetros envolvidos, já que as premissas de preços impactam significativamente os resultados dos demais parâmetros estimados.

303. Da mesma forma, ocorre com a aplicação da taxa de desconto. Para se comparar os resultados econômicos de um mesmo modelo, deve-se ter a mesma premissa de preço e de taxa de desconto para avaliar os demais parâmetros que se pretende comparar.

304. Na análise econômica de um modelo de fluxo de caixa descontado, as variações de valores nas premissas de preços e nas taxas de desconto são feitas à parte, como testes de sensibilidade para observar os efeitos de suas respectivas variações no modelo.

305. Deste modo, entende-se que a comparabilidade final acerca da eficiência entre os conjuntos de resultados obtidos na análise multicritério ficou prejudicada, contudo, a aplicação da análise envoltória de dados e do método de minimização do máximo arrependimento mitiga maiores vieses, pelo que se deixa de propor encaminhamento para o presente certame, cabendo recomendação para o aperfeiçoamento do modelo para os próximos leilões de óleo e gás natural, nos termos propostos ao final dessa seção.

3.4.7.3 Premissas da modelagem econômica – taxa de desconto

306. Para esta questão, além de contemplar a mesma condição observada com relação a aplicação das premissas de preço da produção, observam-se aspectos adicionais.

307. Análise específica (item 3.4.7.12 desse relatório), abordará possível necessidade de avaliar aplicação de visões distintas (governo e empresa contratada) para as estimativas de VPL do projeto, tendo em vista que esses dois agentes possuem composição distinta para a visão do respectivo custo de capital sobre o qual se calcula o resultado presente do fluxo de caixa.

308. Isto enseja eventual elaboração de visões distintas para a outorga (visão vendedora e visão compradora), tal como se faz usualmente em desinvestimentos. Particularmente, esta outorga assemelha-se a esse caso, visto que a licitação é sobre uma participação definida em jazidas já em operação - não se está licitando áreas com risco exploratório. Embora isso possa ser feito nestes casos também, pois permanece a lógica argumentativa.

309. Ademais, o grande valor de compensação inerente a cada contrato sobrecarrega, em demasia, os custos iniciais da contratada, aumentando os riscos do negócio, conseqüentemente a taxa de retorno privada requerida e a estimativa do VPL privado, alíquota de partilha e VPL estatal.

3.4.7.4 Estabelecimento de critérios

310. Como visto, a ponderação de cada critério para processamento da análise no modelo decorreu de consulta aos membros do CNPE. No entanto, não ficou claro como os critérios foram pré-estabelecidos para a consulta ao CNPE. Este constitui o ponto mais frágil quanto ao aspecto de rastreabilidade das informações do modelo analítico.

311. Segundo a NE-EPE-DPG-SDB-2021-09 (Peça 29):

Para a realização da análise de relação causal entre os elementos decisórios, foram definidas três dimensões para agrupamento dos critérios processados no software M-MACBETH: (i) Revisão do Contrato, (ii) Excedentes da Cessão Onerosa e (iii) Estratégico. Para a dimensão (i) foram identificados o critério de Compensação à Petrobras; para a dimensão (ii) foram propostos critérios relacionados à base para tomada de decisão do CNPE, quais sejam, Bônus de Assinatura, Alíquota de Partilha e o Preço de Robustez do Projeto. Finalmente, para a dimensão (iii) foi identificado o critério de Custo de Oportunidade da realização do leilão dos volumes excedentes.

312. *Faltou detalhamento da metodologia da escolha de critérios para compor os questionários aplicados. Da mesma forma, a estruturação das três dimensões para agrupamento dos critérios a serem processados no software M-MACBETH foi apresentada sem expor as razões para se organizar daquele modo.*

313. *A NT 3/2021/DEPG/SPG apresenta a abordagem esquemática do modelo analítico:*

Reprodução da Figura 9.7 da NT 3/2021/DEPG/SPG

314. *Detalhamento do Estágio 1 não consta das notas explicativa da aplicação do modelo analítico para o processo decisório do CNPE. Os comentários aos procedimentos realizados para o Estágio 2, onde são elaboradas as funções objetivas, de transição de escala dos valores dos critérios (portanto, essencial tanto quanto os coeficientes de ponderação para classificação de cada valor dos critérios), foram muito sumários e não permitem rastrear a definição dos pontos ótimos estabelecidos para alguns dos critérios.*

315. *Apesar de não se questionar a relevância dos critérios escolhidos, estruturar e expor a metodologia da escolha e organização deles contribui para melhoria da rastreabilidade das informações e da concepção da abordagem que deverá ser adotada a cada critério no processo analítico. Algumas observações, nos tópicos seguintes, acerca da visão de cada critério, refletem essa necessidade.*

316. *Os critérios apresentam uma dimensão quantitativa e outra qualitativa, conferida pela ponderação dos membros do CNPE. Esses valores quantitativos e qualitativos são computados pelo modelo analítico para comparar as diversas alternativas. A dimensão qualitativa possui uma uniformidade conferida pelo formato do questionário aplicado para a ponderação, mas a dimensão quantitativa dos critérios é intrínseca a cada um.*

317. *Como o modelo faz as comparações considerando esses valores dos critérios, é preciso verificar se as variações quantitativas são compatíveis com as comparações pretendidas. Para a análise deste acompanhamento, é questionável se os critérios compensação à Petrobras e custo de oportunidade cumprem adequadamente essa função.*

318. *Esses elementos foram fortemente influentes no primeiro leilão dos excedentes ao contrato de cessão onerosa, mas nesta segunda rodada, por já ter sido superada a revisão do contrato e previamente estabelecidos os percentuais de participações nas jazidas, que permite o cálculo da compensação, os colocam sob o prisma de definição preliminar aos demais elementos da licitação. Neste sentido, era necessária a demonstração da congruência do conjunto de critérios a serem comparados antes de lançá-los. São importantes individualmente, mas também é preciso verificar se há sincronia para conjugá-los.*

319. *Seria contributivo para o desempenho do modelo analítico que, antes de responderem aos questionários para avaliar as ponderações dos critérios, aos membros do CNPE, fosse apresentado um contexto explicativo de cada critério e sua interação com a licitação e demais*

critérios, acompanhado com dados exemplares de medidas de sensibilidade quanto às variações desses critérios.

320. Também seria recomendável maior elaboração (entre contextos estudos e avaliações de sensibilidade) da abordagem conferida a cada critério para a definição das respectivas funções objetivas.

321. Nesse sentido, levando em consideração o custo x oportunidade da implementação de melhorias na metodologia utilizada para a elaboração dos critérios, entende-se razoável a forma como foram estabelecidos para o presente certame, contudo, será proposta adiante recomendação para os próximos leilões.

3.4.7.5 Questionários

322. Para auxiliar a condução da execução do modelo decisório, foram aplicados questionários como forma de prospectar a visão do mercado e o entendimento dos membros do CNPE acerca os principais pontos relevantes para a licitação.

323. As questões tiveram bastante amplitude, abordando desde pontos específicos da licitação até aspectos regulatórios, o que serviu inclusive para se tecer considerações acerca dos desdobramentos das informações e sequência futura de debates sobre os temas tratados, conforme conclui a nota de esclarecimento da EPE.

324. O questionário mostra-se um instrumento muito útil ao modelo decisório, principalmente quanto à coleta de informações para a ponderação dos critérios a serem analisados.

325. Diante da experiência apresentada, entende-se que, apesar de não se identificar necessidade de medidas saneadoras para o atual processo de outorga, no caso da utilização de questionários no futuro, um maior investimento nos estudos e na definição dos critérios a serem analisados no modelo decisório e das respectivas abordagens destes, antes da preparação dos questionários, poderia contribuir para maior aperfeiçoamento das questões a serem formuladas, aumentando a eficiência no tratamento das informações obtidas e melhorando, conseqüentemente, a abordagem final dos critérios. Com isso, poder-se-ia minimizar lacunas de interpretação que comprometam a devida ponderação dos critérios.

3.4.7.6 Critérios - Compensação à Petrobras

326. Os membros do CNPE atribuíram o terceiro maior valor para este critério (coeficiente de ponderação 0,78), o que significa que as suas variações quantitativas produzem correspondente impacto no cálculo de opções eficientes pelo modelo analítico.

327. Ocorre que não há variação de valor da compensação juntamente com os parâmetros da licitação, como demonstrado nos resultados do modelo analítico. O valor de compensação é definido de forma independente da licitação (negociação entre União e Petrobras) com custos e preços próprios.

328. Não há alteração no valor da compensação à Petrobras e em função do valor do bônus de assinatura ou da alíquota mínima de partilha, por exemplo. Alterações em seu valor ocorrem somente em função da cotação do petróleo e dos earn outs previstos. A compensação está pré-definida, conforme as regras da licitação. Portanto, a conjugação quantitativa deste com os demais critérios não é adequada.

329. Não é possível escolher um valor de compensação. Seus efeitos na licitação são dados: representam um custo ao contrato de partilha e ao respectivo entrante, reduz o VPL do projeto e, portanto, margem para pagamento de bônus de assinatura e alíquota de partilha. Mas sua condição é ex ante – já está colocada antes dos demais parâmetros que devem ser definidos para a

licitação e na licitação. Por isso, esta equipe de auditoria entende que, da forma com que foi conjugado com os demais critérios no modelo analítico de suporte à decisão do CNPE, esse critério provoca viés indesejado nas respectivas análises.

330. Quando os membros do CNPE atribuem importância ao valor de compensação à Petrobras e este critério não pode ser administrado, então deve-se verificar a possibilidade de administrar as suas consequências impactantes na licitação. No caso, avaliar a soma dos valores bônus de assinatura + compensação à Petrobras, de modo a verificar o nível de dispêndio inicial ao entrante que não iniba o seu interesse no contrato ou aumente demasiadamente seu risco de negócio, com impactos significativos na taxa de retorno requerida e alíquota de partilha. Este prisma (uma possibilidade) levaria a um arranjo diferente na conjugação dos critérios, por exemplo.

331. A NT 3/2021/DEPG/SPG (Peça 29) informou o seguinte tratamento dado a esse critério:

9.69. Em relação à Compensação à Petrobras (valor presente da parcela firme adicionado da estimativa de *earn out* e *gross up*, calculados pela PPSA e EPE), buscar-se **minimizar este fator**, considerando, o valor mínimo de compensação com o Brent a US\$40/barril até o valor máximo calculado com US\$ 70/barril. Tais âncoras decorrem de análise Monte Carlo de série histórica de 30 anos, auferindo valor médio de Brent, bem como desvios padrões. Partindo-se deste ponto, a atratividade para União decai bruscamente e segue com decaimento relativamente suave até atingir a proximidade do valor definido nas negociações, ponto a partir do qual a atratividade decai, para valores de US\$ 70 o barril.

(grifo desta instrução)

332. Além das considerações já expostas, de onde se extrai a inviabilidade de minimizar o valor de compensação, o fato de haver um teto de US\$ 70 o barril para *earn out*, segmentos de preços acima deste valor, na modelagem econômica, irão distorcer a relação deste critério com os demais.

333. Em que pese a inadequação apontada quanto à utilização das variações de valores da compensação à Petrobras, entende-se que tal fato não tem o condão de macular o processo decisório ora analisado, nem afetar de forma significativa as estimativas de parâmetros para o leilão, não sendo necessária a proposição de medida adicional por parte do Tribunal para o presente certame.

3.4.7.7 Critérios - Alíquota Mínima de Partilha

334. Este critério recebeu o maior peso na ponderação dos membros do CNPE, juntamente com o preço de robustez do projeto. Sem dúvida, a alíquota de partilha é o elemento mais representativo desse regime de outorga, além de critério definidor do vencedor da licitação.

335. Contudo, deve-se atentar para importantes aspectos desse parâmetro ao tratá-lo como critério de escolha dos parâmetros da licitação. Primeiro, e mais importante, o valor mínimo de partilha considerado na modelagem econômica, para estimar o VPL do projeto, não corresponde necessariamente ao percentual de partilha que será fixado no contrato (o qual se espera que seja elevado na licitação). Portanto, as estimativas de arrecadação governamental, em função da alíquota mínima, têm expectativa de estarem sendo subestimadas. Sua relação direta com as receitas governamentais deve ser vista de forma diferente da percebida em relação à parcela de bônus de assinatura.

336. Na realidade, a alíquota mínima de partilha não corresponde à parcela de lucro que a União deseja no contrato, mas o percentual mínimo aceitável para a contratação. Diferentemente da parcela de bônus de assinatura pela qual a União fixa o valor que deseja receber, a alíquota

mínima constitui apenas um gatilho a partir do qual, se a licitação for eficiente, o mercado irá precificar o valor econômico da jazida e oferecer maior participação à União, conforme seu interesse e visão da rentabilidade do projeto.

337. Desse modo, esse critério pode, sim, ser conjugado com outros parâmetros, como o valor de bônus de assinatura, sem olvidar que sua relação com as receitas governamentais não é similar à essa parcela fixa e que a modelagem econômica não consegue fazer essa distinção. A modelagem não entrega aos analistas ou aos decisores a sensibilidade das possíveis variações positivas da alíquota decorrentes da licitação. Portanto, o modelo analítico, que absorve os dados produzidos pela modelagem econômica, também não consegue reproduzir esse possível efeito em seus resultados comparados. Seria preciso modificar a abordagem do critério para tanto.

338. Vale lembrar que o percentual de partilha corresponde à essência do regime e, portanto, deveria corresponder a uma das principais fontes de receita dos contratos. Entretanto, na prática, isso tem sido difícil de ocorrer em função da representatividade das outras parcelas governamentais na execução do contrato, sendo o bônus de assinatura a única administrável além da alíquota de partilha.

339. Nesta licitação, em específico, o valor de compensação à Petrobras restringe ainda mais a possibilidade de maior participação na partilha dos lucros. Sendo este um custo da União transferido ao entrante (ainda que considerado como custo em óleo), representa efetivamente uma antecipação de receita governamental no contrato. Isso deveria ser considerado na escolha dos valores de bônus de assinatura.

340. Outro aspecto relevante, também mencionado nos questionários aplicados pelo MME, é a preferência e a atratividade atribuída pelos stakeholders às parcelas governamentais com características de progressividade em relação às regressivas. A alíquota de partilha é a única que tem essa característica dentre as demais deste regime.

341. A NT 3/2021/DEPG/SPG (Peça 29) informou o seguinte tratamento dado a esse critério:

9.71. Para a Alíquota da Partilha, critério variável por campo, adotou-se premissa semelhante à adotada para a curva do Bônus de Assinatura, ou seja, considerou-se que o valor de zero é o cenário de não preferência para a União. A partir de valores maiores a atratividade segue aumentando com gradiente elevado até um valor “ótimo”, baseado em análise do DEA. Na sequência, acordou-se que valores acima daquele considerado como “ótimo” a atratividade da área começa a ficar comprometida, gerando a possibilidade, em caso de altos valores, de termos leilão vazio, ou seja, a área não ser arrematada devido ao valor da Alíquota de Partilha ser além do estimado como limite pelos investidores. Assim como para o critério anterior, o reflexo na robustez do projeto é elemento crucial.

342. Neste caso, não há demonstração de como foi estabelecido o valor “ótimo” nem o que significa. Com relação ao valor de zero como cenário de não preferência para a União, entende-se como não adequado e que deveria ser estabelecido um valor mínimo abaixo do qual a União não tem interesse na contratação ou não se justifica se contratar em regime de partilha de produção.

343. Portanto, esta equipe de auditoria entende que a função objetiva para este critério poderia ser ajustada para melhor refletir o que se espera para a área em licitação, no modelo analítico adotado.

344. Por último, vale mencionar que uma das principais diretrizes setoriais positivada é a maximização das receitas da União. Neste sentido, o fator a maximizar as receitas do contrato de partilha de produção é a maior oferta de percentual de partilha no certame licitatório. Portanto, não é o valor de alíquota mínima de partilha, mas as condições de atratividade e competitividade

do certame que irão proporcionar o melhor resultado econômico para União, dadas as condições de mercado e produção. Nesse sentido, deixa-se de propor qualquer encaminhamento adicional para o presente certame quanto ao aspecto ora analisado.

3.4.7.8 Critérios - Bônus de Assinatura

345. A NT 3/2021/DEPG/SPG (Peça 29) informou o seguinte tratamento dado a esse critério (Sépia):

9.70. Para o critério Bônus de assinatura, que é variável para cada campo, considerou-se o valor zero como o cenário de não preferência da União. A partir de valores maiores a atratividade segue aumentando com elevado gradiente até um valor “ótimo”, baseado em análise dos simuladores (bônus x preço de robustez x Brent de Equilíbrio), DEA, resultados de leilões realizados anteriormente (bônus sobre reserva) e em tratativas com os principais players do setor de P&G (one-on-ones, conforme Nota EPE NE-EPE-DPG-SDB-2021-09 SEI 0494875), em que pôde-se verificar a disponibilidade e disposição destas empresas em investir no Brasil, dado que estas áreas correspondem a maior oportunidade a nível mundial, no presente momento quando comparado ao levantamento feito pelo MRE (2021). Na sequência, acordou-se que, para valores acima daquele considerado como “ótimo”, a atratividade do campo começa a ficar comprometida, gerando a possibilidade, em caso de altos valores, de resultantes em leilão deserto. Esse comportamento da curva reflete o grau de interesse em valores em torno de US\$ 1,695 milhões.

346. Da mesma forma que para o critério alíquota mínima de partilha, entende-se mais adequado que fosse estabelecido um piso diferente de zero para os valores de bônus de assinatura. Principalmente porque, na situação específica, incide obrigações geradas pela Lei Kandir (LC 176/2020), que determina a destinação específica de 4 bilhões de reais entre os valores arrecadados a título de bônus de assinatura dessas áreas.

347. Quanto ao valor “ótimo”, não se vislumbra que as análises dos simuladores (bônus x preço de robustez x Brent de Equilíbrio) possam fornecer diretamente a referência mais adequada. Deve-se lembrar que não se trata de uma mera equação de otimização e que quanto menor o valor de bônus de assinatura maior a atratividade para os licitantes e o potencial de oferta de percentual de partilha para a União.

348. Também resultados de leilões realizados anteriormente (bônus sobre reserva) não constituem referência direta, pois o objeto desta licitação é distinto daqueles, tanto em relação ao risco exploratório quanto ao estágio de desenvolvimento dos campos e disponibilidade de produção aos entrantes. Além disso, há de se considerar o peso do valor de compensação à Petrobras a ser desembolsado antecipadamente pelo vencedor da licitação, para futura recuperação.

349. Não obstante, como os valores selecionados pelo modelo analítico não são tão elevados como na rodada anterior e atendem à Lei Kandir, embora houvesse espaço para maior redução, entende-se que se encontram dentro do espectro de possibilidades para o leilão em função da opção de diminuição da alíquota mínima de partilha, pelo que se deixa de propor encaminhamento adicional para o presente certame.

3.4.7.9 Critérios - Robustez do Projeto

350. Este critério, juntamente como a alíquota mínima de partilha, recebeu o maior coeficiente de ponderação decorrente da avaliação dos membros do CNPE. Trata-se de inovação trazida para o modelo analítico de forma pertinente com o contexto atual, uma vez identificado que as empresas buscam projetos mais resilientes às grandes oscilações de preços do mercado. Dessa forma, torna-se conveniente a preocupação com esse critério, já que um valor muito alto pode afastar o interesse das empresas no empreendimento.

351. Assim sendo, seria necessário identificar um valor “teto” para este critério, compatível com o cenário de preços estudado e aplicado à modelagem econômica. Não foi verificada a existência deste tipo de adequação.

352. A NT 3/2021/DEPG/SPG (Peça 29) informou o seguinte tratamento dado a esse critério (Sépia):

9.72. No que diz respeito ao preço de robustez, os valores ancorados, decorrem de análise Monte Carlo, bem como de consulta ao mercado.

353. Verifica-se que a explicação, bastante simplificada, não permite checar a obtenção dos valores de referência.

354. Observando-se os gráficos das funções objetiva para este critério, verifica-se que os valores aplicados são incoerentes com o conceito do critério, que visa a resiliência às condições de mercado. Tome-se, por exemplo, o gráfico elaborado para o campo de Atapu:

Reprodução da Figura 9.16 da NT 3/2021/DEPG/SPG

Função objetiva para o critério “Preço de Robustez” para o projeto de Atapu considerando o Grupo II de análise

355. Nota-se que a função objetiva considera que o valor de US\$ 42,27 é preferível ao de US\$ 35, para o preço do petróleo tipo Brent, como preço de robustez. Também que o valor acima de US\$ 69,99 é aceitável até o limite de US\$ 79,79. Condições semelhantes foram assinaladas para o campo de Sépia.

356. Não é necessário argumentar no sentido de que o valor ótimo para esse critério corresponda ao mínimo verificado em compatibilidade com a modelagem econômica (quanto menor, melhor a atratividade do projeto). Já para valor “teto”, por exemplo, poderia corresponder ao preço médio da curva de preços aplicada na modelagem ou outro mais bem avaliado pela equipe de análise. A título de comparação, o valor médio do petróleo tipo Brent apurado na série histórica tratada pelo Ministério da Economia corresponde a US\$ 55,96.

357. Da forma como foi elaborada a função objetiva, permitiu-se que o modelo analítico comportasse valores elevados para o preço de robustez como alternativas a serem analisadas, possivelmente inviáveis economicamente no contexto atual de mercado. Entende-se, contudo, que pelo fato dessas alternativas não progredirem para o rol final de escolha do modelo, não tem o condão de comprometer o processo decisório para o presente certame, cabendo propor-se, ao final da presente seção, recomendação de melhoria para os próximos leilões de partilha.

3.4.7.10 Critérios - Custo de oportunidade

358. A NT 3/2021/DEPG/SPG (Peça 29) informou o seguinte tratamento dado a esse critério (Sépia):

9.73. Para a função objetivo relacionada ao Custo de Oportunidade, similar aos demais campos, criou-se uma escala de gradação negativa para se avaliar quantitativamente alternativas de postergação do LVECO. Para tal, considerou-se o custo de não realização da licitação em 2021, corresponde a valor obtido considerando custo médio de captação do Tesouro Nacional. No relatório mais recente, este valor divulgado foi de 8,40% a.a. As âncoras correspondem aos valores máximos e mínimos encontrados na amostra decorrente do DEA (Figura 9.12).

359. Este critério se assemelha à condição do valor de compensação à Petrobras, indicando que deveria ser tratado antes dos demais critérios, parâmetros da licitação, e não conjugado com eles. Não se vislumbra a contribuição deste critério para a análise pelo método MACBETH. Não

há escala fracionada para este valor – trata-se de realizar ou não a contratação no atual processo e a decisão independe da escolha dos demais parâmetros, que visam o sucesso da licitação. Toda a ponderação dos critérios foi voltada para o sucesso da licitação, ou seja: sem incidir em custo de oportunidade.

360. A dimensão estratégica, que considera o custo de oportunidade, já foi responsável pelas decisões de gerenciamento dos procedimentos necessários à realização da licitação ainda em 2021. Não se trata de um fator de influência nas decisões dos parâmetros da licitação, visto que a estratégia que objetiva o sucesso do certame já foi determinada.

361. Em que pese a inadequação apontada quanto à utilização da variação do custo de oportunidade, entende-se que tal fato, por si só, não tem o condão de comprometer as estimativas para os parâmetros do leilão, não sendo necessária a proposição de medida adicional por parte do Tribunal para o presente certame.

3.4.7.11 Carga Fiscal

362. Para a modelagem que foi feita é importante deixar claro que houve uma mudança conceitual no termo “carga fiscal” em relação ao que era realizado anteriormente nos leilões de partilha da produção.

363. Até o presente certame, Carga Fiscal significava o percentual de receitas produzidas pelo projeto e que seriam revertidas para o Estado. Ela incluía, portanto, os impostos, royalties, bônus de assinatura e percentual de óleo lucro correspondente à União. Assim, dizer, por exemplo, que um projeto tinha carga fiscal de 85%, significava dizer que o Estado se apropriaria de 85% de de tudo que fosse produzido no campo.

364. O conceito de Carga fiscal se confundia com o termo “government take” que quer dizer mais ou menos a mesma coisa, ou seja, a parcela do projeto que é tomada pelo governo.

365. No entanto, no processo decisório desta licitação, optou-se por não incluir a carga fiscal como critério de escolha dos parâmetros econômicos da licitação. Apesar disso, os dados relativos à estimativa deste parâmetro gerados pelas simulações da modelagem econômica estão disponíveis.

366. Chamou a atenção desta equipe de auditoria vários registros que indicavam carga fiscal no valor de 100%. Principalmente por esses registros constarem das principais alternativas consideradas como eficientes entre os resultados das simulações da modelagem econômica.

367. Assim, em reunião com técnicos do MME, foi questionado como seria possível que um estudo de viabilidade técnica e econômica estimasse uma tomada de valor por parte do governo de 100% do que fosse produzido. Isso não faria sentido, pois afastaria qualquer interessado em participar de um projeto desse tipo.

368. Foi explicado então, que quando se utilizou o percentual de 100% de carga fiscal, estariam se referindo aquilo que ultrapassasse o valor de projeto com $VPL = 0$. Em outras palavras, carga fiscal de 100% significaria dizer que o licitante seria remunerado exclusivamente pela taxa mínima de atratividade (TMA) do projeto, e quaisquer ganhos de eficiência, seriam repassados ao governo.

369. Essa modelagem, portanto, causa uma ruptura em relação ao que sempre foi feito nas licitações de óleo e gás, e desassocia a palavra carga fiscal com o termo “government take”.

370. Da mesma forma, ao se desconsiderar a carga fiscal como critério decisório, relegou-se este parâmetro como referência. É uma opção dos analistas, mas não se pode deixar de observar a coerência desse parâmetro com os resultados das estimativas dos demais parâmetros para a licitação.

371. *A carga fiscal é um elemento amplamente estudado quando se analisa, comparativamente, regimes fiscais dos países e suas políticas de produção de petróleo e gás natural. Além disso, é certo que a tendência do government take é tanto maior quanto mais rentável e com menos riscos se apresentar a área a ser contratada.*

372. *Na indústria de upstream, estudos comparativos de government take demonstram parcelas tomadas pelo Estado sempre inferiores a 100%, como se observa na avaliação da consultoria Boston Consulting Group (BCG), de 2015, a título de exemplo na figura a seguir:*

Figura 15 – Government Take ao redor do mundo

Fonte: Rystad Energy

373. *Tradicionalmente tem sido avaliado para as jazidas do pré-sal, partindo-se desde o percentual de 75% até 95%.*

374. *Desse modo, considerar, ainda que hipoteticamente, opções que apresentem carga fiscal de 100% causam confusão no entendimento, principalmente pois não estão mais se referindo a parcela que é tomada pelo Estado, mas sim àquilo que supera a taxa mínima de atratividade que remunerará o licitante. A utilização desse termo de forma distinta ao que vinha sido realizado destoa da comparabilidade histórica que tem sido disponibilizada ao CNPE nas avaliações das rodadas de licitação.*

375. *Observe-se o que diz a Nota Técnica DG 03/2019/Assessoria/DO, que fundamentou a modelagem econômica da primeira rodada do leilão dos volumes excedentes à Cessão Onerosa:*

6.3.6 CARGA FISCAL (CF)

A CF, variável objetivo das simulações econômico-financeiras desta Nota Técnica é entendida como o percentual que o EH captura do Valor Presente Líquido do projeto.

Há muitas variáveis que a influenciam, algumas das quais de maneira indefinida mesmo. Veja-se, por exemplo o caso do preço do petróleo: sua elevação, por um lado, contribui para a redução da CF à medida que eleva o VPL do projeto. Por outro, nos contratos de partilha, age para sua elevação à medida que o preço é um dos gatilhos que faz elevar a alíquota de partilha.

Os custos são outro elemento decisivo para a determinação da CF. Quanto maiores, maior tende a ser CF, já que o Estado conta com arrecadações fixas, independente do resultado econômico financeiro da área contratada. Mesmos nas situações em que o VPL é negativo, há parcelas fixas que o Estado captura (por meio dos royalties, por exemplo).

Ainda que embuta dificuldade em seu cálculo, a CF é um parâmetro central na análise da atratividade dos investimentos e foi utilizada como parâmetros de cálculo. O MME demandou que os níveis de carga fiscal a serem simulados correspondessem a: 75%, 80%, 85% e 90%.

(grifo desta instrução)

376. *Percebe-se que aqui utilizava-se o termo “Carga Fiscal” com o intuito de mostrar que aquele seria o percentual total tomado pelo Estado de todas as receitas produzidas pelo campo. Com isso, o CNPE poderia decidir do quanto o Estado deveria se apropriar dessas receitas. Com a nova metodologia, essa informação não está mais clara.*

377. *A questão é que, sendo ou não critério de escolhas dos parâmetros bônus de assinatura e alíquota mínima de partilha, a carga fiscal influencia diretamente a atratividade dos investimentos. Sendo as demais parcelas governamentais pré-definidas, mediante a determinação desses parâmetros pode-se aumentar ou reduzir a carga fiscal da atividade econômica estudada.*

378. *Reforça-se que perspectiva de carga fiscal está diretamente relacionada com a qualidade do ativo licitado (atratividade econômica) sem, contudo, justificar projetar-se o máximo, considerando-se o tipo de atividade e a prática da indústria. Portanto, ainda que não seja critério principal no processo decisório, não deve ser relevada sua coerência com a análise dos demais parâmetros e a perspectiva para a licitação. Ressalta-se esse aspecto em razão da declarada priorização da atratividade do certame neste processo de outorga.*

379. *A defesa do preço de robustez foi nesse sentido. Assim, seria contraditório projetar uma carga fiscal de 100% caso ela se referisse às receitas governamentais em relação às receitas totais do projeto. No entanto, como houve uma alteração conceitual para esse certame, é possível que se simule situações em que de fato o licitante seria remunerado apenas pelo que excedesse sua TMA. Uma sugestão, portanto, é que se altere o termo utilizado a partir dos próximos leilões, de forma a evitar confusões conceituais.*

380. *Do mesmo modo, sendo a alíquota de partilha dos lucros da produção um parâmetro de oferta apresentado pelo próprio licitante, não é muito coerente com o que é praticado no setor de óleo e gás ao redor do mundo supor que um licitante proponha uma alíquota que seja suficiente apenas para contemplar a sua taxa mínima de retorno sobre o capital empregado. Isso porque os leilões de petróleo e gás possuem uma dinâmica completamente diferente do que é realizado em concessões de outros setores estatais que utilizem por exemplo o conceito de preço mínimo.*

381. *Não se pode olvidar as características destas atividades que sempre as direcionam para expectativas maiores de prêmios, acima da cobertura do custo de capital. O próprio regime de partilha é formulado de tal maneira que, dado a alta produtividade e baixo risco exploratório das áreas, o concessionário tenha o interesse de explorá-la e dessa forma, aceita partilhar uma parte maior de seu lucro com o Estado. Assim espera-se em geral que o retorno seja muito maior do que a TMA projetada*

382. *Contudo, uma vez que a carga fiscal não foi utilizada como critério de escolha dos parâmetros econômicos da licitação, deixa-se de propor encaminhamento adicional quanto a esse tópico.*

3.4.7.12 Taxa de desconto

383. *A taxa de desconto é um dos parâmetros econômicos mais importantes a serem definidos, seja por sua importância na metodologia de fluxo de caixa descontado, seja pela sensibilidade refletida no valor do projeto em pequenas mudanças na escolha desse número.*

384. *Para a rodada em questão, a Nota Técnica 3/2021/DEPG/SPG (Peça 29) do MME traz o seguinte contexto para a escolha da taxa que foi utilizada:*

9.15. *O Ministério da Economia efetuou estudo acerca do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Capital Cost - WACC) para concessões de ativos de infraestrutura do governo federal à iniciativa privada, que resultou na elaboração de relatório intitulado Metodologia de Cálculo do WACC – Concessões públicas[1]. Para a precificação desses ativos, usualmente, é utilizado o método do fluxo de caixa descontado, onde a taxa de desconto é um dos parâmetros que compõem o modelo.*

9.16. *Para fins de aplicabilidade, a metodologia apresenta como resultado de uma abordagem probabilística a indicação, como possibilidade de utilização, de taxas relativas a 3 percentis: taxa relativa ao ponto médio (percentil 50); taxa correspondente ao ponto médio acrescida de meio desvio padrão (percentil 69) e taxa correspondente ao ponto médio e acrescido de um desvio padrão (percentil 84). A escolha do WACC mais adequado é uma prerrogativa do órgão setorial responsável pelo processo licitatório, escolha essa que deve levar em consideração fatores que exerçam influência sobre o nível de incerteza ligado ao projeto.*

9.17. *Atendendo à solicitação do MME, o ME procedeu a atualização das taxas de WACC aplicáveis, por meio da Nota Conjunta SEI nº 2/2020/STN/SPE//SECAP/ME- DF, de 14 de setembro de 2020, (SEI 0432489), cujos resultados para o WACC do setor de petróleo e gás natural podem ser assim resumidos:*

Percentil 50 = 8,66%

Percentil 69 = 10,82%

Percentil 84 = 12,98%

9.18. *Por ocasião da aproximação da publicação do Edital de licitação do LVECO, o MME questionou ao ME sobre a necessidade de nova atualização do estudo sobre a taxa de atratividade, em reunião realizada em 10 de março de 2021, no âmbito do Comitê de Avaliação da avaliação e do cálculo dos valores da Compensação pela Licitação dos Volumes Excedentes, de que trata a Portaria MME nº 23/2020. Na ocasião, SECAP/ME informou que o estudo anteriormente enviado ainda está válido e que não deve ser reavaliado até a realização do novo LVECO, conforme registro em Ata (SEI 0492588).* 9.19. *Para fins da avaliação dos cenários de valoração das áreas remanescentes da cessão onerosa de Sépia e Atapu, foram utilizados os valores de WACC indicados acima, bem como o valor de WACC de 8,99% indicado no acordo firmado entre a PPSA e a Petrobras, dentro da faixa acima, para o cálculo do valor da compensação a pagar à Petrobras pelos investimentos realizados e em decorrência de licitação dos volumes excedentes da cessão onerosa desses campos, em regime de partilha de produção.*

385. *Desse modo, utilizaram-se os intervalos apontados no estudo realizado pelo Ministério da Economia para fazer as simulações das condições de projetos.*

386. *No entanto, uma análise mais minuciosa a respeito desse parâmetro se faz necessária, de modo a fornecer subsídios para aprimoramento de projetos de outorgas, sobretudo no setor de óleo e gás natural.*

387. *Muito embora tenha se notado avanços importantes na qualidade das informações consideradas pelo CNPE em seu processo decisório nas últimas licitações, verificou-se ainda lacunas de informações muito relevantes para uma adequada e bem justificada tomada de decisão sobre alíquota de partilha e bônus de assinatura, as quais passam a ser tratadas nos subtópicos seguintes.*

3.4.7.12.1 *Desconsideração dos efeitos das diferentes taxas de desconto privado x público na arrecadação*

388. *O primeiro ponto a ser destacado é que o CNPE não considera os efeitos relacionados às diferenças das taxas de desconto do Governo e das empresas de petróleo no cálculo da arrecadação total líquida, em valor presente, do Estado.*

389. *Segundo a teoria econômica normalmente usada para precificação de capital e avaliação de negócios, os riscos devem ser proporcionais ao retorno requerido para a atração de investimentos privados. O Capital Asset Price Model (CAPM) e o Weighted Average Cost of Capital (WACC) são metodologias corriqueiramente utilizadas para a precificação de capital e têm como fundamento o empilhamento de riscos para a definição do custo de capital para estimativa de valor de negócios ao longo do tempo.*

390. *Tais modelos econômicos pressupõem como investimentos de menor risco a aplicação em títulos públicos soberanos. Os riscos de mercado e de negócio são precificados e incrementados aos custos dos títulos públicos, por metodologias próprias, e considerados na remuneração requerida do capital investido para uso nos modelos de fluxo de caixa.*

391. *Esse modelo de fluxo de caixa descontado é utilizado tanto pela ANP como atualmente pela SPG/MME para avaliação do negócio de exploração de blocos de petróleo no regime de partilha. O CNPE é municiado com uma série de informações e cenários que decorrem desses fluxos de caixa para então definir como se dará a arrecadação estatal, definindo alíquota de partilha mínima e bônus de assinatura.*

392. *No entanto, o que se verificou é que para a avaliação da arrecadação do estado, que se dará ao longo do tempo, na forma de bônus de assinatura, tributos e participação em óleo decorrente da alíquota de partilha, é utilizada a taxa de WACC privada para cálculo do valor presente líquido dessa arrecadação, ao invés do custo de oportunidade ou de captação de recursos do próprio Estado.*

393. *Como os valores das taxas privadas e públicas são diferentes e normalmente a taxa privada é superior a pública, o CNPE desconsidera em seu processo decisório efeitos relevantes na arrecadação pública decorrentes de uma maior antecipação ou postergação de receitas públicas quando opta por bônus maiores ou alíquotas de partilha superiores.*

394. *Note-se que no presente caso, a taxa privada utilizada nos modelos de fluxo de caixa foi avaliada em 8,99%aa real. Já o custo de captação da dívida pública federal, considerando o mix ponderado de títulos públicos ofertados no mercado nos últimos 12 meses, foi de 7,64% aa nominal (julho de 2021), que descontado da inflação medida pelo IPCA dos últimos 12 meses, de 8,99% aa, é negativa em 1,35%. Quando se busca o custo real de captação da dívida pública federal para períodos anteriores a pandemia, verifica-se uma taxa real que normalmente fica entre 2% a 4% aa, valor ainda bastante inferior à taxa privada indevidamente utilizada para a estimativa de valor presente das receitas estatais.*

395. *A consequência prática de se considerar no cálculo da arrecadação governamental uma taxa superior à efetivamente praticada pelo Governo é que as receitas ao longo prazo são mais descontadas quando se traz a valor presente. Isso pode levar a uma falsa percepção aos decisores de que antecipações de recebimentos, como o aumento de bônus de assinatura, não diminui a arrecadação total (se utilizado o mesmo valor da taxa privada) a valor presente líquido.*

396. *Para ilustrar tal fato, realiza-se abaixo simulação simplificada de EVTE no modelo de partilha, onde se realizam escolhas de maiores e menores bônus de assinatura, em detrimento da alíquota de partilha, e se verifica os efeitos na arrecadação estatal quando da utilização de taxas de descontos distintas.*

397. *O modelo simplificado tem como dados de entrada fixos os investimentos privados (R\$ 5 bilhões concentrados no ano 1), as receitas privadas em petróleo ainda não descontadas da partilha (R\$ 5 bilhões no ano 5 e R\$ 20 bilhões no ano 10). O bônus de assinatura é definido em cada uma das simulações em R\$ 1 bilhão e R\$ 4 bilhões no momento 0. Dadas essas informações encontra-se a alíquota de partilha correspondente que atende a taxa de retorno requerida privada e, por fim, o valor das arrecadações estatal descontadas por taxas distintas para a obtenção do valor presente desta receita.*

Tabela 1 - Avaliação das Receitas Governamentais com Utilização da Taxa Privada de 10%aa real (R\$ milhões)

	V PL	Bôn us de Assinatura	Investi mentos (Ano 1)	A no 5	An o 10
Receitas privadas				R \$ 5.000	R\$ 20.000

Alíquota de Partilha	4 8,7%				
FCLP* (TIR 10%)	R \$ 0	-R\$ 1.000	-R\$ 5.000	R \$ 2.564	R\$ 10.255
Receitas Estado (TIR 10%)	R \$ 6.270	R\$ 1.000		R \$ 2.436	R\$ 9.745
Receitas brutas privadas				R \$ 5.000	R\$ 20.000
Alíquota de Partilha	2 1,0%				
FCLP* (TIR 10%)	R \$ 0	-R\$ 4.000	-R\$ 5.000	R \$ 3.951	R\$ 15.802
Receitas Estado (TIR 10%)	R \$ 6.270	R\$ 4.000		R \$ 1.049	R\$ 4.198

*Fluxo de Caixa Livre Privado

398. O aumento do bônus de assinatura de R\$ 1 bilhão para R\$ 4 bilhões representa uma diminuição na alíquota de partilha de 48,7% para 21%, isto é, o investidor privado trocará maiores aportes iniciais, bônus de assinatura, por maiores volumes de petróleo no futuro, pois terá que partilhar com o Estado menores participações em óleo de forma a obter a mesma remuneração em VPL.

399. Essa primeira simulação representa, teoricamente, a análise que é realizada atualmente pelo CNPE, que considera para o cálculo das arrecadações governamentais a mesma taxa privada utilizada no fluxo de caixa. Como consequência desse modelo, a arrecadação estatal em valor presente líquido é indiferente ao aumento de bônus, como se percebe da tabela 1, mantendo-se fixa nos dois cenários, em R\$ 6,27 bilhões.

400. A Tabela 2 reúne os mesmos dados de entrada, a mesma lógica e as mesmas fórmulas de cálculo usadas na Tabela 1, mas calcula a arrecadação estatal com base na taxa de captação pública, estimada em 3%aa real.

Tabela 2 - Avaliação das Receitas Governamentais com Utilização da Taxa Pública de 3%aa real (R\$ milhões)

	VP L	Bôn us de Assinatura	Investi mentos (Ano 1)	A no 5	An o 10
Receitas brutas privadas				R \$ 5.000	R\$ 20.000

Alíquota de Partilha	48,7%				
FCLP* (TIR 10%)	R\$ 0	-R\$ 1.000	-R\$ 5.000	R \$ 2.564	R\$ 10.255
Receitas Estado (TIR 3%)	R\$ 10.353	R\$ 1.000		R \$ 2.436	R\$ 9.745
Receitas brutas privadas				R \$ 5.000	R\$ 20.000
Alíquota de Partilha	21,0%				
FCLP* (TIR 10%)	R\$ 0	-R\$ 4.000	-R\$ 5.000	R \$ 3.951	R\$ 15.802
Receitas Estado (TIR 3%)	R\$ 8.029	R\$ 4.000		R \$ 1.049	R\$ 4.198

**Fluxo de Caixa Livre Privado*

401. Quando se utiliza a taxa de captação de dinheiro do Governo Federal para cálculo da arrecadação governamental em valor presente líquido, inferior à taxa privada (3% ao invés de 10%), percebe-se que para antecipar R\$ 3 bilhões de reais (maior bônus de assinatura), nesta simulação, o Governo Federal vê sua arrecadação real total diminuída em aproximadamente R\$ 2,3 bilhões no empreendimento, perda superior a 22% no valor total do projeto em valor presente líquido.

402. A crítica que se realiza ao processo decisório do CNPE é exatamente em decidir a antecipação de receitas estatais, por meio da determinação de bônus e alíquota, sem contar com informações financeiras adequadas, em razão de os estudos que subsidiam a decisão desconsiderarem o custo de captação próprio do governo, e não estimar a perda de receita do projeto em valor presente líquido ante a um maior bônus de assinatura e menores alíquotas de partilha. Nesse sentido, no final dessa seção será feita proposta de recomendação para aperfeiçoamento do processo decisório do CNPE para os próximos estudos.

3.4.7.12.2 Desconsideração do aumento de risco privado na antecipação de receitas

403. Outro ponto a merecer reparos no processo decisório do CNPE é a ausência de precificação de riscos privados relacionados a antecipação de pagamentos por parte do investidor e, conseqüentemente, ausência da mensuração dos impactos econômicos no projeto e na arrecadação governamental total em decorrência desse aumento de risco.

404. Conforme explicado anteriormente, a remuneração requerida do capital privado investido, que se traduz em TIR ou WACC a depender do modelo usado, está diretamente associada aos riscos do negócio. Ocorre que a possibilidade de ocorrência de prejuízos, que se relaciona diretamente aos riscos do empreendimento, é tanto maior quanto maiores os custos afundados no início do projeto e menor a relação dos custos operacionais e investimentos (Opex/Capex).

405. Isso porque, negócios que não exigem Capex ou antecipação de recursos e possuem exclusivamente Opex podem ser simplesmente suspensos, sem qualquer prejuízo, quando os preços do produto vendido ficam abaixo do custo operacional unitário, sem a ocorrência de prejuízos. Por outro lado, quanto maiores os investimentos necessários (custos afundados) e quanto mais

prematureos no tempo, maiores os riscos de aferição de prejuízos em situações de baixa dos preços dos produtos vendidos ao longo da vida do projeto.

406. No caso de negócios de exploração de blocos de petróleo no regime de partilha, já há investimentos materialmente e proporcionalmente, aos custos operacionais, elevados. O bônus de assinatura é um incremento de recursos privados no momento inicial e anterior até mesmo aos próprios investimentos. Por essa razão, a exigência de valores expressivos frente aos investimentos já necessários, tendem a elevar as probabilidades de prejuízos privados no negócio e, portanto, risco, levando a um aumento do retorno requerido privado para justificar o investimento.

407. Os efeitos do aumento do retorno requerido no projeto e na arrecadação governamental podem ser bastante substanciais. A Tabela 3 ilustra, no mesmo modelo de EVTEA simplificado adotado no subtópico anterior e com os mesmos dados de entrada, a repercussão econômica de um aumento na taxa de retorno requerida do negócio de 10% para 12%, cumulado com efeito da utilização do custo de capital do Governo (3%) para fins de cálculo da arrecadação federal.

Tabela 3 - Efeito do aumento do WACC privado na arrecadação estatal (R\$ milhões)

	VP L	Bôn us de Assinatura	Investi mentos (Ano 1)	A no 5	An o 10
Receitas brutas privadas				R \$ 5.000	R\$ 20.000
Alíquota de Partilha	48, 7%				
FCLP* (TIR 10%)	R\$ 0	-R\$ 1.000	-R\$ 5.000	R \$ 2.564	R\$ 10.255
Receitas Estado (TIR 3%)	R\$ 10.353	R\$ 1.000		R \$ 2.436	R\$ 9.745
Receitas brutas privadas				R \$ 5.000	R\$ 20.000
Alíquota de Partilha	21, 0%				
FCLP* (TIR 10%)	R\$ 0	-R\$ 4.000	-R\$ 5.000	R \$ 3.951	R\$ 15.802
Receitas Estado (TIR 3%)	R\$ 8.029	R\$ 4.000		R \$ 1.049	R\$ 4.198
Receitas brutas privadas				R \$ 5.000	R\$ 20.000
Alíquota de Partilha	9%				

FCLP* (TIR 12%)	R\$	-R\$	-R\$	R	R\$
	0	4.000	5.000	\$ 4.562	18.249
Receitas Estado (TIR 3%)	R\$	R\$		R	R\$
	5.681	4.000		\$ 438	1.751

* Fluxo de Caixa Livre Privado

408. Nota-se que o efeito cumulativo, considerando o aumento da taxa de retorno requerida de 10% para 12% com a utilização do custo do capital específico do Governo (3%) para cálculo do valor presente da arrecadação estatal, altera substancialmente o resultado da arrecadação total federal. A Tabela 3 evidencia que uma antecipação adicional de R\$ 3 bilhões de bônus de assinatura (de R\$ 1 bilhão para R\$ 4 bilhões) gera uma perda arrecadatória total em valor presente de mais de R\$ 4,6 bilhões, ou seja, para antecipar R\$ 3 bilhões o Governo perderia mais de 45% de receitas totais em VPL, nesse modelo simplificado e hipotético.

409. Além desses efeitos econômicos da antecipação de bônus de assinatura existem outros efeitos que também precisariam ser bem considerados no processo decisório. Quanto maiores os bônus de assinatura, maior a necessidade de aportes de capital e de liquidez das empresas de Petróleo, o que restringe ainda mais a quantidade de empresas capazes de participar do leilão e, portanto, reduzem a competição e o interesse pelos blocos. Menor competição leva, provavelmente, a menores apropriações estatais, com ofertas de alíquotas de partilha menores.

410. Bônus de assinatura como os verificados no 1º Leilão dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, que chegaram a valores superiores a R\$ 100 bilhões na somatória dos quatro lotes ofertados explicam em bom grau a ausência de interesse de empresas nos lotes, que resultou em lances solitários e dois arremates pelo valor mínimo, liderados pela Petrobras, que já possuía investimentos realizados nessas áreas e recebeu valores extraordinários de mais de R\$ 30 bilhões na revisão do Contrato da Cessão Onerosa.

411. Registra-se, no entanto, que a crítica que se faz neste momento não se refere ao volume de recursos dos bônus de assinatura, mas na ausência de estudos adequados que sejam capazes de explicitar a potencial perda de arrecadação governamental com a antecipação de maiores montantes de bônus de assinatura em detrimento da alíquota de partilha. Dessa forma, o CNPE toma decisões balanceando alíquota de partilha e bônus de assinatura como se gerassem o mesmo resultado arrecadatório em valor presente, o que não ocorre de fato, e por isso se propõe o aperfeiçoamento do modelo usado.

412. Eventualmente, poder-se-ia até mesmo justificar uma perda de arrecadação total em função de necessidades financeiras urgentes do país ou outras questões, como as necessidades criadas pela Lei Kandir no presente leilão, mas é preciso que tais informações sejam adequadamente fornecidas aos conselheiros do CNPE e a decisão tomada racionalmente, justificadamente e no melhor interesse do Estado Brasileiro.

413. Comprometer desproporcionalmente maiores receitas futuras por uma arrecadação inicial maior pode fazer sentido para um Governo, mas é preciso que faça sentido também para o Estado Brasileiro e somente se garante esse resultado bem explicitando as razões de escolhas dessa natureza. Nesse sentido, no final dessa seção será feita proposta de recomendação para aperfeiçoamento do processo decisório do CNPE para os próximos estudos.

3.4.7.13 Conclusão e encaminhamento acerca do processo decisório

414. A presente seção analisou a metodologia de análise desenvolvida pelo MME, que contou com o apoio da ANP em relação à modelagem econômica e da EPE na análise de dados, para conferir critérios verificáveis ao processo decisório do CNPE.

415. Na análise empreendida não foram verificados indícios de ilegalidades ou irregularidades que demandassem medidas saneadoras para o presente certame, contudo, foram identificadas oportunidades de melhoria em diversos aspectos que podem ser implementadas nas próximas outorgas de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural.

416. Dessa forma, ante o exposto acerca do processo decisório para a definição dos parâmetros econômicos para a licitação, entende-se pertinente expedir recomendação ao Ministério das Minas e Energia (MME), para que, no âmbito da continuidade dos aperfeiçoamentos que tem promovido para suporte aos processos decisórios do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) relativos aos procedimentos de outorgas de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural em regime de concessão e partilha de produção, avalie a conveniência e a oportunidade de incorporar novas melhorias, juntamente com os órgãos e instituições envolvidos, quando pertinente, no sentido de:

i. estabelecer formalmente, como boa prática, o modelo analítico replicável às análises dos processos submetidos à apreciação do CNPE, indicando as principais metodologias, ferramentas decisórias e modelos empregados, bem como a forma de suas integrações, além das instâncias envolvidas nas respectivas atividades;

ii. aumentar a rastreabilidade e a precisão na ponderação dos critérios a serem analisados, bem como reduzir a ocorrência de vieses, considerando, entre outras medidas pertinentes à integração das metodologias do modelo analítico adotado:

a) definir as etapas prévias à análise multicritério que irão processar e entregar o conjunto de critérios adequado à análise, incluindo o seu arranjo e as respectivas dimensões, bem como as premissas de parâmetros que serão aplicadas em conjunto, de modo que a divergência de cenários para esses parâmetros não interfira na ponderação dos critérios;

b) estabelecer métodos e requisitos para elegibilidade dos critérios que serão levados à consideração dos membros do CNPE, explicitando as respectivas relações de causalidade e impactos (análise de sensibilidade de cada critério para exemplificar quantitativamente de acordo com o caso analisado) e robustecendo o nível de informações que subsidiam a avaliação de cada membro; e

c) estabelecer método de escolha dos cenários de referência (entre os demais estudados) para os parâmetros e premissas que serão aplicadas na modelagem econômica (tais como preços e taxa de desconto) para as estimativas a serem submetidas à análise final para o CNPE.

iii. considerar os efeitos na arrecadação estatal total, em valor presente líquido, de antecipações de receitas governamentais, via bônus de assinatura, considerando os diferentes custos de capital governamental e privado e o aumento do risco privado, quando se ponderar a escolha dos parâmetros das parcelas governamentais (bônus de assinatura x alíquota mínima de partilha).

3.4.8 Conteúdo Local

417. Em relação ao Conteúdo local, não houve mudanças em relação aos leilões anteriores. De acordo com o MME, com o intuito de não impor novas obrigações aos futuros contratados no regime de partilha de produção, foram consideradas as regras de Conteúdo Local vigentes para o contrato de Cessão Onerosa, incluindo ajustes que sejam devidos à Revisão já concluída, e às questões relativas a tal política nos contratos de concessão associados, dos campos de Sépia Leste e Atapu Oeste.

418. Tais regras se basearam ainda nos percentuais atualmente praticados de exigência de Conteúdo Local nas rodadas de licitações, ficando estabelecidos percentuais para serem aplicados na Etapa de Desenvolvimento ou para cada Módulo de Desenvolvimento, no caso de

Desenvolvimento modular, para Campos em mar com lâmina d'água acima de 100 (cem) metros, para os seguintes Macrogrupos: Construção de Poço: 25% (vinte e cinco por cento), Sistema de Coleta e Escoamento da Produção: 40% (quarenta por cento) e; Unidade Estacionária de Produção: 25% (vinte e cinco por cento).

3.4.9 Análise Ambiental

419. Por se tratar de áreas que estão sendo licitadas novamente, cumpre dizer que a mesma análise que foi realizada no leilão de 2019 continua sendo válida para as áreas de Sépia e Atapu.

420. Assim, à época em que foi realizada pelo extinto Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG), o parecer foi no sentido de que do ponto de vista ambiental, não existem impeditivos para a oferta das áreas analisadas, corroborado posteriormente por meio da Manifestação conjunta do Ministério do Meio Ambiente (MMA) e MME.

3.4.10 Aspectos Normativos da Licitação

3.4.10.1 Pré-Edital e Minutas de Contrato

421. Nos termos do art. 11 da Lei 12.351/2010, cabe à ANP, dentre outras competências, elaborar e submeter à aprovação do Ministério de Minas e Energia (MME) as minutas dos editais e contratos de partilha de produção e promover licitações para outorga de contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção, observando as diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

422. Por meio da Nota técnica 16/2021/SPL/ANP-RJ (Peça 48, em itens não digitalizáveis) a ANP apresentou as principais alterações realizadas no pré-edital do 2º LVECCO em relação aos leilões anteriores:

Neste pré-edital também foram implementados os aprimoramentos realizados recentemente no edital da 17ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios, incluindo os aprimoramentos decorrentes da consulta e audiência públicas, bem como as alterações realizadas no edital vigente da Oferta Permanente, naquilo que é aplicável ao processo licitatório dos volumes excedentes da cessão onerosa sob o regime de partilha de produção.

Com relação às alterações de conteúdo, destaca-se que este certame traz particularidades decorrentes da natureza dos blocos em oferta. Os blocos foram originalmente concedidos pela União diretamente à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras no âmbito do contrato de cessão onerosa, celebrado em 03 de setembro de 2010. Com base na Lei nº 12.276/2010, o referido contrato permitia o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P), limitando o direito de produção até o volume máximo de 5.000.000.000 (cinco bilhões) de barris de petróleo equivalente e previa a revisão dos principais parâmetros.

Em 9 de abril de 2019, a Resolução CNPE nº 5 aprovou os termos da minuta do aditivo ao contrato de cessão onerosa, com fundamento em laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras independentes, dada a existência de volume excedente aos já contratados sob o regime da cessão onerosa nas áreas de desenvolvimento de Sépia e Atapu, na Bacia de Santos, o que permitiu à União promover a presente Segunda Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, respeitando os direitos da Petrobras, nos termos da Resolução CNPE nº 05/2021.

O acesso ao volume excedente significa permitir a existência de dois contratos de E&P em um mesmo bloco, configurando-se situação totalmente inédita, uma vez que uma parte da produção obedecerá ao contrato de cessão onerosa celebrado com a Petrobras, enquanto outra parte será objeto de contrato de partilha de produção, introduzindo, com isso, o conceito de área coparticipada.

Considerando que a situação se assemelha a um caso de individualização da produção (unitização), dentre as diretrizes emanadas pelo CNPE há o dever da cessionária (Petrobras) e do contratado sob o regime de partilha celebrarem um acordo de operações unificadas – Acordo de Coparticipação – para cada uma das jazidas contidas nas áreas de Sépia e Atapu. Entre as regras deste acordo também está previsto o pagamento à cessionária da compensação pelos investimentos já realizados. Para este pré-edital o Acordo de Coparticipação é apresentado na forma de um modelo pré-definido e anexo ao instrumento convocatório. O Anexo em questão traz as informações indicadas na minuta de Portaria a ser publicada pelo Ministério de Minas e Energia - MME, que disciplinará o Acordo de Coparticipação, cuja elaboração encontra-se em fase final, e sua celebração constitui condição obrigatória para assinatura do respectivo contrato de partilha de produção. O documento foi elaborado com a participação de representantes da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética - EPE e demais UORGs da ANP envolvidas na gestão dos contratos de partilha.

Por sua vez, algumas das Áreas Coparticipadas em oferta contém reservatórios que se estendem para outras áreas que se encontram sob contratos de concessão, partilha da produção ou áreas não contratadas, sujeitos aos acordos e/ou compromissos de individualização da produção, a depender do caso. Com isso, o pré-edital também contém disposições para regrar esta situação. (grifos nossos)

423. Desse modo, o pré-edital foi construído considerando as peculiaridades presentes no certame em análise como o caso das áreas coparticipadas possuírem ainda contratos de unitização vigentes.

424. Do mesmo modo, as alterações realizadas no contrato relativo à essa licitação foram consignadas na NT 6/2021/SPL/ANP-RJ (Peça 48, em itens não digitalizáveis). De acordo com a Agência:

2.18. Importa destacar que as principais disposições da minuta do contrato de partilha de produção incorporam os aprimoramentos realizados pela SPL, especialmente nas minutas de contrato das últimas rodadas de licitações, além de contribuições recebidas pelos agentes econômicos, por outras unidades organizacionais da ANP, pela PPSA e pelo MME. Ressalta-se que também foram incorporadas nesta minuta de contrato os aprimoramentos - comuns aos dois regimes de contratação - já implementados no contrato da Oferta Permanente.

2.19. Cabe observar, ainda, que as minutas de contrato ora apresentadas contém disposições específicas para tratar das particularidades impostas advindas da coexistência e necessidade de convivência, em uma mesma área, de contratos de partilha da produção (este a ser celebrado entre as licitantes vencedoras da LVECO 2) e do Contrato de Cessão Onerosa (Petrobras), nos termos da legislação aplicável, no que couber. (grifos nossos)

425. Assim, após construção do pré-edital e da minuta do contrato por meio das diretorias técnicas responsáveis, a Diretoria Colegiada da ANP aprovou os documentos relativos a segunda LVECCO por meio da Resolução 306/2021 e enviou para aprovação do MME por meio do Ofício 188/2021/DG/ANP-RJ.

426. A nota técnica 68/2021/DEPG/SPG (Peça 48, em itens não digitalizáveis) traz a análise técnica do Ministério a respeito do pré-edital e do Contrato. Do referido documento, pode ser lido o seguinte:

3.9. Tal como nas rodadas de partilha anteriores, para a Segunda Rodada de Licitação dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (LVECO2) haverá um edital único. Porém, como a Rodada envolve áreas onde a Petrobras já é operadora e tem interesse em permanecer com operadora obrigatória, com 30% de participação (Campos de Atapu e Sépia), foram elaboradas

duas minutas de contrato, com a redação que parte do pressuposto de que a Petrobras será a operadora por força da preferência legal, e outra sem a previsão dessa operação obrigatória, para o caso de haver outro consórcio vencedor, sem a adesão da Petrobras aos termos propostos.

...

3.11. No geral, foram feitas alterações nos textos dos editais e contratos de uma rodada de licitações típica de partilha de produção, de modo a permitir a coexistência dos dois contratos de regimes distintos, o de partilha de produção e o de cessão onerosa.

3.12. Desta forma, a ANP, considerando as particularidades do objeto desta Rodada de Licitações, elaborou o pré-edital contendo disposições específicas referentes ao acordo de operação conjunta, chamado Acordo de Coparticipação, que será adotado em cada uma das áreas (Atapu e Sépia) para o desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, nos termos da legislação aplicável e nos procedimentos dispostos na minuta de Portaria do MME, o qual fará parte do Edital e estabelecerá regras para o referido Acordo.

3.13. De forma similar ao verificado na licitação dos volumes excedentes de Búzios e Itapu, em 2019, no LVECO2 consta do pré-edital seção específica sobre a disponibilização de um Pacote de Dados Adicional, a ser entregue aos licitantes mediante assinatura de um termo de confidencialidade - importante por conter informações comercialmente sensíveis relativas ao contrato de cessão onerosa.

3.14. Observa-se, também, a manutenção do procedimento da apresentação de oferta praticado na primeira licitação dessa modalidade, em 2019, havendo a previsão de que todos os licitantes habilitados entreguem um envelope, mesmo que não apresentem ofertas ou o façam mediante consórcio, a menos que tenham manifestado desistência no mínimo dez dias antes da sessão pública.

3.15. Quanto aos contratos, as alterações também se resumem a compatibilizar a coexistência dos dois tipos de contratos, adaptando-se os contratos à existência do Acordo de Coparticipação, à ausência da fase de exploração e, claro, à necessidade de regulamentar a parte de Conteúdo Local, que buscou não impor exigências adicionais às dos contratos vigentes da Cessão Onerosa e de concessão.

3.16. Importante destacar que, antes do envio à Procuradoria-Geral e submissão dos documentos editalícios à Diretoria da ANP no presente ano, a SPL realizou reuniões com o MME e a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) para discutir as adaptações necessárias ao contrato e edital relativos à primeira licitação dessa modalidade, ocorrida em 2019. (grifos nosso)

427. Em momento seguinte, o Ministério enviou o Ofício 175/2021/SPG/MME à ANP considerando aprovadas as minutas de pré-edital e do contrato de partilha e solicitando que a ANP desse prosseguimento as etapas necessárias para publicação dos documentos.

428. Desse modo, no dia 1/6/2021 foi feita a comunicação no DOU de que estavam disponíveis no site da ANP o pré-edital e as minutas dos contratos. Em seguida, no dia 2/6/2021 foi publicado no DOU e em jornais de grande circulação o aviso de consulta e audiência pública referente ao leilão.

429. Esse foi, portanto, o rito de preparação dos documentos necessários para realização do 2º LVECCO, nos quais ficaram consignadas as alterações necessárias por ocasião das características únicas do processo em questão.

3.4.10.2 Manifestação da Petrobras quanto ao direito de Preferência

430. Uma das peculiaridades das licitações no regime de partilha de produção é o direito conferido à Petrobras por meio do art. 4º, parágrafo 1º, da Lei 12.351/2010 e ao art. 1º do

Decreto Federal 9.041/2017 para se manifestar em relação ao direito de preferência para se tornar operadora das áreas a serem licitadas.

431. A empresa enviou então a Carta 22/2021/PRES (Peça 48, em itens não digitalizáveis) no qual manifestou o interesse em exercer o seu direito de preferência de operação e participação em relação às áreas de Sépia e Atapu, ambas com percentual de 30%

432. Assim, no dia 3/5/2021 foi publicado no DOU a Resolução CNPE 9/2021 que estabeleceu a participação da Petrobras nos blocos da segunda rodada de licitações dos volumes excedentes da Cessão Onerosa nos seguintes termos:

Art. 1º Fica estabelecido que o Edital da Segunda Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, sob o regime de partilha de produção, conforme manifestação da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, por meio da Carta nº 0022/2021, de 28 de abril de 2021, deverá indicar que a participação obrigatória daquela Empresa, como operador, ocorrerá com 30% (trinta por cento) em cada uma das áreas de Sépia e Atapu.

3.4.10.3 Parcela do Bônus para a PPSA

433. Outra característica dos leilões de Partilha é que uma parcela do bônus de assinatura deve ser destinada a PPSA, de acordo com o inciso IX do art. 15 da Lei 12.351/2010:

Art. 15. O edital de licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

IX - o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1o do art. 8o;

434. Por meio da NT 17/2021PPSA/PRE (Peça 54, em item não digitalizável), a Empresa expôs os argumentos e motivos a respeito de sua estruturação para lidar com os contratos de Sépia e Atapu.

435. Importante dizer que essa etapa se derivou da atuação direta deste Tribunal em processos licitatórios anteriores no qual se percebeu que os repasses financeiros para a Empresa não estavam acontecendo, o que acarretava riscos de paralisação dos serviços da PPSA e consequente prejuízos para os cofres da União.

436. Essa determinação ocorreu no âmbito do TC 032.740/2017-4 que culminou no Acórdão 1.663/2019-TCU-Plenário de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz que determinou ao MME e a ANP que:

(...) para os processos de contratação para exploração e produção de petróleo e gás natural que viessem a ocorrer no regime de partilha da produção, incluam, no pacote de informações técnicas a serem fornecidas para análise desta Corte de Contas, nota técnica específica decorrente de manifestação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás natural S.A demonstrando estar a referida estatal adequadamente estruturada e capacitada, técnica e operacionalmente, para executar suas atribuições previstas em lei, considerando tanto os contratos em vigência quanto os que possam a vir ser assinados no âmbito dos leilões a que se refiram as aludidas notas técnicas. (grifos nosso)

437. Assim, no documento enviado, a Empresa alegou que apesar de estar conseguindo exercer suas funções legais, somadas às atribuições que lhe foram adicionadas por meio da Portaria 23/2020, há um cenário de risco real de que as entradas financeiras não sejam suficientes para cobrir as despesas da Empresa.

438. Isso porque a despesa com pessoal responde por 55% de seus gastos, que está sujeita a um contrato de remuneração com prazo de vigência para terminar. De acordo com a própria PPSA:

44. *Pelas razões explicitadas no texto, que fogem ao controle da companhia, a PPSA está submetida, desde julho de 2021, a um Contrato de Remuneração que, inexoravelmente, lhe acarretará prejuízo ao fim do presente exercício. Diferente não é o cenário previsto para 2022, em face da proposta orçamentária do MME para a remuneração da PPSA constante do Projeto de Lei Orçamentária do ano vindouro.*

45. *Como ocorrido em anos anteriores, a PPSA precisará fazer uso de recursos oriundos das parcelas que lhe cabem do Bônus de Assinatura para fazer frente a despesas de custeio em detrimento de suas necessidades de investimentos de longo prazo para manutenção/expansão da infraestrutura necessária à gestão dos contratos de Partilha de Produção e dos contratos de comercialização dos hidrocarbonetos da União e à representação desta nos Acordos de Individualização envolvendo Áreas não Contratadas.*

46. *Levando-se em conta que áreas de alta produtividade e baixo risco exploratório do Pré-Sal brasileiro vêm sendo contratadas em regime de Partilha de Produção desde 2013, é possível que os certames licitatórios para a outorga de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em regime de Partilha de Produção se tornem menos atrativos, sendo lícito prever forte diminuição de recursos advindos da parcela de Bônus de Assinatura que pertencem, de direito, à PPSA.*

47. *Tal cenário induz à possibilidade de a PPSA vir a ser obrigada a diminuir o quantitativo de empregados de livre provimento, adiar sine die seus projetos de investimento e, até mesmo, deixar de realizar o seu primeiro concurso público, de forma a ajustar suas despesas à escassez de recursos cogitada.*

48. *Eventual perenização da insuficiência orçamentária do MME para arcar com as despesas advindas do Contrato de Remuneração fará, muito provavelmente, com que as reservas de investimento da PPSA sejam progressivamente consumidas para fazer frente às despesas de custeio, o que pode, em última análise, conduzir a estatal à insolvência.*

49. *Há forte desalinhamento entre a PPSA e a SEST-ME no que concerne à proposta de PCS em discussão, especialmente em relação à remuneração do futuro quadro de pessoal efetivo.*

50. *Como consequência do desalinhamento relativo ao PCS, não há previsão de realização do primeiro concurso público para contratação de pessoal efetivo antes do primeiro trimestre de 2023.*

51. *A despeito de entendimento jurídico contrário da PPSA, parte dos empregados de livre provimento da companhia ocupa cargos cuja existência é por tempo determinado, por determinação da SEST/ME, o que agrava sua situação em termos de recursos humanos.*

52. *O PL 6.211/2019, em trâmite no Senado Federal, é, atualmente, a única alternativa para desvincular boa parte da remuneração da PPSA dos recursos disponibilizados no orçamento fiscal do MME, o que lhe conferiria, finalmente, a autonomia financeira indispensável à escorreita execução das atividades legais exclusivas e imprescindíveis incumbidas à companhia.*

439. *Dessa forma, o risco de que a Empresa não receba os recursos necessários para seu funcionamento continua existindo. No entanto, como a Empresa está funcionando e recebendo os repasses, ainda que de forma não assegurada para o futuro, não há necessidade de novas intervenções por parte deste Tribunal neste momento.*

440. *Já em relação ao valor que deve ser destinado à Empresa da parcela do bônus, o memorial de cálculo foi enviado em momento posterior após requisição por parte dessa unidade técnica.*

441. A PPSA prontamente atendeu a demanda e enviou a NT DTE/PPSA/34/2021 (peça 63) que trata da estimativa das necessidades de investimentos em Hardware, Software e Sistemas de tecnologia da informação para o suporte às atividades técnicas dos CPPs de Sépia e Atapu.

442. Da conclusão do referido documento, extrai-se o seguinte:

Em conclusão, considerando a demanda de investimentos em soluções de TI para a PPSA, indica-se a necessidade de recursos financeiros da ordem de R\$ 12.522.551,18 (doze milhões, quinhentos e vinte e dois mil, quinhentos e cinquenta e um reais e dezoito centavos) para o período total dos CPPs de Sépia e Atapu (35 anos), enquanto que para os próximos 10 anos os valores são de cerca de R\$ 7.187.499,79 (sete milhões, cento e oitenta e sete mil, quatrocentos e noventa e nove reais e setenta e nove centavos). Este valor é um piso, pois não considera a eventual contratação de processamento em nuvem para o software de simulação tNavigator ou as demandas associadas às redeterminações dos AIPs e ACPs relativas a essas áreas. (grifos nosso)

Tendo em vista o exposto acima, solicita-se aprovação para que os recursos financeiros correspondentes a esta demanda sejam considerados no planejamento orçamentário da empresa.

443. Ademais, a PPSA informou que o valor informado na NT transcrita acima representava o valor líquido, sendo assim, antes da incidência dos impostos, o valor necessário seria da ordem de R\$ 14.603.558,00.

444. Desse modo, a Resolução CNPE 5/2021 que aprovou os parâmetros técnicos e econômicos da Segunda Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa nos campos de Sépia e Atapu levou em conta a necessidade apontada pela PPSA e consignou no parágrafo 7º o seguinte:

§ 7º A parcela do bônus de assinatura destinada à Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA será proporcional ao valor do bônus de assinatura de cada campo arrematado, considerando-se o valor total máximo de R\$ 14.603.558,30 (quatorze milhões, seiscentos e três mil e quinhentos e cinquenta e oito reais e trinta centavos) caso arrematados ambos os campos. (grifos nosso)

445. Por fim, o Edital trouxe no item 2.3 – Bônus de assinatura a disposição a respeito desse valor a ser pago à Empresa:

A partir do resultado da 2ª Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, a parcela do bônus de assinatura destinada à PPSA será proporcional ao valor do bônus de assinatura de cada campo arrematado, considerando-se o valor total máximo de R\$ 14.603.558,30 (quatorze milhões, seiscentos e três mil e quinhentos e cinquenta e oito reais e trinta centavos, caso arrematados ambos os campos conforme estabelecidos na Resolução CNPE n.º 5/2021. (grifos nosso)

446. Portanto, dado a necessidade apontada pela Empresa para atendimento dos contratos que surgirão após licitação de Sépia e Atapu, pode ser visto que a parcela a ser destinada à PPSA e que deverá ser suficiente para atender essas demandas foi de fato consignada no Edital, de acordo com o preconizado pela Lei 12.351/2010.

3.4.10.4 Acordo de Coparticipação

447. Como visto anteriormente, uma das principais mudanças em relação ao Leilão de 2019 é a predeterminação do Acordo de Coparticipação no edital de licitação. De acordo com o MME por meio da Nota Técnica 43/2021/DEPG/SPG:

3.14. Outra alteração com relação ao modelo adotado na licitação do excedente da Cessão Onerosa de 2019 diz respeito à fixação do acordo de coparticipação no edital de licitação, de tal forma que não será necessário ao contratado em regime de partilha de produção negociar estes

termos com a Petrobras, trazendo maior segurança e retirando barreiras de entrada com relação às licitantes. A fim de permitir flexibilidade às contratadas, será permitida a posterior negociação de aditivos ao Acordo de Coparticipação, em comum acordo entre as partes e sujeito à aprovação da ANP. Esta determinação é refletida no Art. 2º da minuta de resolução CNPE.

Art. 2º Simultaneamente à assinatura dos contratos de Partilha de Produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa, serão celebrados os Acordos de Coparticipação anexos ao edital da segunda rodada de licitações dos volumes excedentes da Cessão Onerosa.

§ 1º Eventuais aditivos aos Acordos de Coparticipação deverão ser submetidos à aprovação da ANP

§ 2º A Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A.- Pré-Sal Petróleo S.A.-PPSA será signatária dos Acordos de Coparticipação na condição de interveniente anuente. (grifos nosso)

448. Desse modo, o possível interessado assinará o acordo de participação no mesmo momento que celebrar a assinatura do contrato de Partilha.

449. Ademais, os termos do acordo estão normatizados por meio da Portaria MME 519/2021 publicada no dia 31/5/2021 e essa mudança está refletida no Edital no Anexo XXVI – Acordo de Coparticipação.

450. Um ponto relevante a ser relatado é que a Portaria que disciplina o Acordo também trata das redeterminações. O seguinte texto pode ser lido:

DAS REDETERMINAÇÕES

Art. 5º As Redeterminações do Acordo de Coparticipação serão submetidas à aprovação da ANP em Termo Aditivo ao Acordo de Coparticipação cuja vigência e eficácia ocorrerá na Data Efetiva da respectiva Redeterminação.

Parágrafo único. A ocorrência de uma Redeterminação não implicará na revisão do valor da Compensação antes do gross up, da Compensação firme ou da sua complementação, nem gerará impacto na conta Custo em Óleo, sem prejuízo à realização de eventuais acordos privados entre a Cessionária e os Contratados.

451. Assim, é importante notar que as redeterminações que virem a ocorrer serão ainda submetidas ao crivo da ANP que precisará aprovar as novas definições.

452. Da mesma forma, a cláusula nona do Acordo de Coparticipação, presente no Anexo XXVI do Edital traz os seguintes dispositivos:

9.1 As Parcelas de Participação somente poderão ser alteradas por decisão unânime das Partes e da Interveniente Anuente

9.2 As Redeterminações do Acordo de Coparticipação serão submetidas à aprovação da ANP em Termo Aditivo ao Acordo de Coparticipação cuja vigência e eficácia ocorrerá na Data Efetiva da respectiva Redeterminação.

9.3 A ocorrência de Redeterminações não implicará na revisão do valor da Compensação antes do gross up, da Compensação Firme ou da sua complementação, nem gerará impacto na consta Custo em Óleo

453. Assim, apesar de o acordo e de a própria portaria não trazerem mais detalhes a respeito do mecanismo de redeterminação, como por exemplo, gatilhos para que ocorram, é importante lembrar que a Agência já conta com uma regulamentação bem definida a respeito desse tema, utilizado amplamente em processos de individualização de produção padrões. Desse modo a

regulamentação e atuação da Agência em relação às redeterminações já existe e é um importante redutor de insegurança jurídica.

454. Portanto, diferentemente do que ocorreu em 2019, há uma considerável redução de incertezas no acordo que será firmado entre o novo entrante e a Petrobras, visto que os termos da coparticipação já estão dispostos no edital da licitação e normatizados por meio da Portaria MME 519/2021.

3.4.10.5 Alterações após Consulta Pública

455. A ANP publicou o pré-edital do LVECCO2 e as minutas dos contratos de partilha da produção no sítio eletrônico <http://rodadas.anp.gov.br/pt/> e veiculou o aviso da publicação no Diário DOU e em jornais de grande circulação no dia 2 de junho de 2021.

456. Na mesma data, a ANP publicou no DOU o Aviso de Consulta Pública e da Audiência Pública 08/2021 referente ao LVECCO2, comunicando aos agentes econômicos do setor de petróleo e gás natural e aos demais interessados a realização de audiência pública, precedida de consulta pública, de modo a obter subsídios e informações adicionais sobre os respectivos pré-edital e minutas dos contratos de partilha de produção.

457. De acordo com a Agência, foram recebidas 182 contribuições referente ao pré-edital e 412 comentários de agentes interessados em relação ao contrato. As contribuições e comentários foram compilados e analisados pela ANP.

458. A Nota Técnica 21/2021/SPL/ANP-RJ (Peça 48, em itens não digitalizáveis) traz as alterações e disposições incorporadas ao pré-edital e à Nota Técnica 20/2021/SPL/ANP-RJ (Peça 48, em itens não digitalizáveis) traz as alterações incorporadas às minutas do contrato.

459. De forma sucinta, as principais alterações se deram no âmbito formal e com o intuito de esclarecer conceitos que já estavam consolidados no edital e contrato dirimindo dúvidas que poderiam ser geradas, sem que houvesse no entanto nenhuma alteração conceitual significativa após a consulta pública.

460. A título de exemplo, alterou-se um texto da seção que trata do acordo de coparticipação para deixar claro que as assinaturas do Acordo de Individualização da Produção (AIP) e o Acordo de Coparticipação (ACP) serão celebrados simultaneamente à celebração do Contrato de Partilha da Produção (CPP). Isso porque a condição para assinatura do AIP e do ACP é que a licitante seja parte do CPP.

461. Outra alteração realizada foi no sentido de esclarecer que a forma de pagamento do valor da compensação seja definida por meio de instrumento particular entre a Cessionária e as Contratadas, cabendo aos signatários comunicar a situação de adimplência à PPSA, que disporá de 5 (cinco) dias úteis para atestar o cumprimento da obrigação, valendo o silêncio da PPSA como atestação compulsória.

462. Desse modo, a consulta pública contribuiu para esclarecimento de dúvidas e pontos que poderiam ser questionados em relação aos procedimentos e à sistemática estabelecidos para a licitação em análise.

463. Por fim, de acordo com o cronograma previsto pelo Ministério e consignado no site da ANP, a previsão é que a publicação do edital definitivo ocorra no dia 15/10/2021.

3.5 IN 81 – Prazos e Suficiência da documentação

464. O art. 3º da IN TCU 81/2018 prevê uma série de elementos técnicos nos estudos preparatórios da outorga. Além disso, no caso específico dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa, há, também, a extensa parte técnica, que decorre da atuação da PPSA, em acordo

com as atribuições conferidas pela Portaria 23/2020 do MME, observado o Acórdão 2.430/2019-TCU-Plenário.

465. Com isso, os documentos técnicos que fundamentam o processo de outorga ora em acompanhamento ampliaram significativamente em volume e densidade. A Peça 51 traz a instrução que trata da suficiência da documentação enviada, mas se faz necessário trazer informações a respeito da suficiência da documentação enviada, e do prazo exigido pela IN 81/2018.

466. Durante todo o processo, uma extensa lista de documentos foi enviada a este Tribunal. No entanto, a lista definitiva de documentos somente foi enviada no dia 16/8/2021 em obediência ao mandamento da IN TCU 81/2018.

467. Assim, a documentação enviada atende aos requisitos previstos no art. 3º da referida IN em relação aos documentos exigidos para processos de acompanhamento de desestatizações e considerando a característica peculiar de cada processo, podendo, portanto, ser considerada suficiente para a análise por parte deste Tribunal.

468. Ainda, o art. 8º exige que toda a documentação seja enviada ao Tribunal em, no mínimo, noventa dias, da data prevista para publicação do edital de licitação. Da mesma forma o §1º do art. 9º determina que o prazo para análise do acompanhamento pela unidade responsável só terá início após o recebimento de toda documentação.

469. De acordo com o cronograma indicativo enviado pelo MME, o edital definitivo será publicado no dia 15/10/2021.

470. Contudo, como a documentação final, que inclui a documentação consolidada após a consulta pública realizada foi enviada no dia 16/8/2021, vê-se que o prazo de envio de 90 dias antes da publicação do edital resultaria na data de 16/11/2021, caso a publicação ocorra no dia previsto, a antecedência seria de apenas 60 dias.

471. Insta relatar, por fim, que após a análise do pacote definitivo de informações foi verificado a necessidade de solicitar documentos adicionais, o que foi feito por meio de reunião ocorrida entre a equipe de fiscalização e o MME, sendo que o envio desses documentos foi realizado por meio do Ofício 225/2021/SPG/MME no dia 24/08/2021.

472. No entanto, deve-se destacar que grande parte da documentação foi sendo enviada previamente, bem como diversas reuniões foram realizadas entre o TCU e os atores responsáveis pela realização do leilão. Isso permitiu que a unidade técnica iniciasse as análises e o acompanhamento do certame antes do envio da documentação completa o que resultou em um prazo menor, de menos de 60 dias de análise, inferior aos 75 dias previstos no caput do art. 9º da IN TCU 81/2018.

3.5.1 Manifestação dos gestores sobre proposta de recomendação

473. Em atenção ao art. 14 da Resolução TCU 315/2020, foi encaminhado ao MME, em 14/9/2021, minuta de proposta de recomendação, juntamente com as partes específicas da instrução que a fundamentou, de forma a obter os comentários e sugestões do ministério.

474. Em razão da necessidade de rápida manifestação da Unidade Técnica sobre o tema, de forma a possibilitar a deliberação do TCU antes da publicação do edital, realizou-se no dia 16/9/2021 reunião de fechamento de fiscalização, para discussão da minuta de proposta de encaminhamento, que tinha, então, o seguinte teor:

Ante o exposto, acerca do processo decisório para a definição dos parâmetros econômicos para as futuras licitações, entende-se oportuno, com base nos princípios constitucionais da economicidade, eficiência e transparência, expedir recomendação ao MME, para que, no âmbito da continuidade dos aperfeiçoamentos que tem promovido para suporte aos processos decisórios

do CNPE relativos aos procedimentos de outorgas de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural em regime de partilha de produção, considere avaliar: métodos e requisitos para elegibilidade dos critérios que serão levados à consideração dos membros do Conselho, explicitando as respectivas relações de causalidade e impactos (análise de sensibilidade); meios para escolha dos cenários considerados adequados (que serão referência) para aplicação na modelagem econômica (como preços e taxa de desconto); os efeitos na arrecadação estatal de antecipações de receitas governamentais, em valor presente líquido, considerando os diferentes custos de capital governamental e privado e o aumento do risco privado; forma de instruir os membros do CNPE acerca das informações decorrentes desses procedimentos prévios, de modo a lhes subsidiar e aumentar suas capacidades de ponderação sobre cada critério decisório.

475. A reunião contou com a participação dos gestores Bruno Eustáquio (Secretário-Executivo Adjunto do MME), Heloisa Borges Esteves (Diretora de Estudos de Petróleo Gás e Combustíveis da EPE), Clayton de Souza Pontes (Coordenador-Geral de Política de Concessão de Blocos Exploratórios do MME), Osmond Coelho Júnior (Diretor de Gestão de Contratos da PPSA), João Souto (Secretário Adjunto de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do MME), Jair Rodrigues dos Anjos (Coordenador-Geral de Reserva, Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural do MME) e Sérgio Lopes (Chefe da Assessoria Especial de Controle Interno do MME), além dos auditores e comissionados da SeinfraPetróleo envolvidos na fiscalização.

476. Após manifestação de todos os participantes durante a reunião, concluiu-se conjuntamente que houve avanços bastante significativos nos procedimentos relacionados à preparação de informações para subsídio ao processo decisório do CNPE. As escolhas por parte deste Conselho, no que tange ao presente leilão, foram melhores subsidiadas, com a utilização de metodologias e estudos bem elaborados, e contou com informações mais robustas do que em procedimentos de partilha anteriores.

477. Esses expressivos avanços ocorreram principalmente em razão da melhor estruturação do MME, com a criação de área específica para a realização desses estudos, e da intensa participação na preparação das informações de outros órgãos, cada qual em suas áreas específicas de atuação. Registra-se que além da ANP, que já possuía importante participação nos leilões anteriores, as relevantes contribuições da EPE, da PPSA e do ME, conforme já relatado no corpo desta instrução.

478. Sobre a proposta de recomendação, houve a concordância de que, muito embora tenha se verificado expressivos avanços, há oportunidades de melhoria nas metodologias e estudos utilizados e consideraram-se bastante adequadas as críticas construtivas realizadas, que foram consubstanciadas na recomendação encaminhada, sem prejuízo da realização de sugestões para melhoria do seu texto.

479. Além disso, a equipe de fiscalização, em razão do que foi dito pelos gestores e tendo em vista a evolução verificada no presente processo, decidiu propor recomendações adicionais, visando a perpetuação das boas práticas aqui constatadas, em especial, a grande interação institucional de diversos órgãos que trabalharam conjuntamente para a produção das melhores informações e a sistematização e metodologias utilizadas pelo MME para tratamento dessas informações de forma a robustecer o processo decisório do CNPE.

4. CONCLUSÃO

480. O presente processo trata do acompanhamento do Segundo Leilão dos Volumes Excedentes ao Contrato Cessão Onerosa, relativo às áreas de Sépia e Atapu, para outorga de exploração e produção de petróleo e gás natural. As duas áreas objeto da licitação não receberam oferta no primeiro leilão, realizado em 2019.

481. Depois de mais de uma década, espera-se, finalmente, concluir as últimas contratações necessárias ao adequado direcionamento da produção e aproveitamento das áreas reservadas à Cessão Onerosa em 2010. Isto porque a contratação autorizada pela Lei 12.276/2010 foi bastante atípica em relação aos demais marcos regulatórios (concessão e partilha de produção) e ocasionou a inusitada situação de distintos direitos simultâneos a volumes de reservas nas mesmas áreas geográficas.

482. O TCU tem acompanhado toda a evolução da Cessão Onerosa, particularmente a revisão do contrato e a contratação dos volumes excedentes, desde 2014, por meio de vários processos de fiscalização. Em 2014, evitou a contratação direta a Petrobras para os volumes excedentes sem a devida fundamentação técnica (TC 024.607/2014-2). Até 2019, acompanhou a revisão contratual (TC 011.325/2015-1) conjugando com o Primeiro Leilão dos Volumes Excedentes (TC 001.281/2019-4).

483. As fiscalizações priorizaram verificar a fundamentação técnica dos processos, a aplicação correta da legislação e normas regulatórias, orientadas para resguardar os melhores resultados para a União. Nesse contexto, a complexidade decorrente da operacionalização do Contrato de Cessão Onerosa gerou uma série de impasses e equívocos a partir dos quais este Tribunal prontamente atuou para o devido saneamento. Ainda assim, mesmo que medidas tenham viabilizado a conclusão da revisão da Cessão Onerosa e a contratação dos volumes excedentes nas áreas de Búzios e Itapu (2019), os alertas do TCU não tinham sido completamente e tempestivamente observados.

484. Preventivamente, na deliberação para o Primeiro Leilão dos Volumes Excedentes, o Acórdão 2.430/2019-TCU-Plenário determinou, caso não fossem realizadas todas as contratações previstas, a efetiva implementação das medidas necessárias a reduzir as incertezas para a licitação subsequente e resguardar os interesses da União.

485. Essa deliberação detalhou essas medidas, que incluiu a atuação da PPSA na determinação das participações da União e da Cessão Onerosa nas áreas remanescentes da licitação anterior, objeto do atual certame em acompanhamento. Com o apoio da Petrobras, a PPSA cumpriu a atribuição conferida pelo MME e a ANP aprovou a definição das participações.

486. A partir dessa providência, aventada pela fiscalização do TCU ainda em 2018, finalmente adquiriu-se sólida base técnica para fundamentar as novas contratações pretendidas e, paralelamente, calcular os valores de compensação à Petrobras (obrigação ao Contrato de Cessão Onerosa), informação fundamental para redução das incertezas da licitação observadas em 2019.

487. Após as definições, o valor final foi calculado, refletindo em 31,30% de participação da Petrobras em Sépia, e de 39,50% de participação em Atapu, ambos para o contrato de Cessão Onerosa. Dessa forma, diferentemente do que aconteceu em 2019, o Ministério poderia levar a leilão um número exato do que seria ofertado: 68,70% de participação a ser ofertada para o contrato de partilha em Sépia e 60,5% de participação a ser ofertada para o contrato de partilha em Atapu.

488. Em relação à compensação à Petrobras, a redução das incertezas em relação ao primeiro leilão veio com as definições de valores base - **US\$ 3,200 bilhões** para o Campo de Sépia, e **US\$ 3,253 bilhões** para o Campo de Atapu, além de ajustes (earn out) calculáveis conforme a cotação do petróleo durante a execução contratual.

489. Merece destaque a atuação do MME para estruturação do processo de licitação deste acompanhamento. Observando coletânea de decisões do TCU acerca da Cessão Onerosa e de processos de outorga de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural, o Ministério coordenou ações para que os procedimentos do certame em tela estivessem alinhados com as determinações e recomendações deste Tribunal.

490. *Uma das primeiras medidas foi a Portaria 23/2020, de 27/1/2020, que qualificou a PPSA como representante da União para avaliar os volumes excedentes aos contratados em Cessão Onerosa das áreas de Atapu e Sépia, negociar com a Petrobras acerca da avaliação dos percentuais pertencentes à União nas áreas remanescentes e calcular os valores da compensação pela licitação dos volumes excedentes.*

491. *Também houve aprimoramento nos estudos técnicos de fundamento da licitação e no processo decisório do CNPE para os parâmetros da licitação. Em atuação coordenada do MME, a PPSA, a ANP, a EPE e o Ministério da Economia contribuíram conjuntamente para desenvolvimento das informações e ferramentas necessárias para análise e tomada de decisão no processo de outorga. A atuação coordenada de todos foi profícua para proceder as diversas e complexas etapas de estruturação da licitação, que tinham a definição das participações nas jazidas e a negociação da compensação com a Petrobras como requisitos para as tradicionais ações de desenvolvimento de documentação da licitação.*

492. *Nos procedimentos tradicionais para a licitação, o maior investimento foi no modelo analítico de fundamentação dos parâmetros da licitação. Reformulou-se a modelagem econômica e aprimorou-se a análise multicritério iniciada em 2019, com adição de metodologias complementares, como análise envoltória de dados e técnica de minimização do máximo arrependimento. Uma notável evolução em relação aos procedimentos anteriores, conforme as análises desta fiscalização.*

493. *Evidentemente, por se tratar de modelo analítico recente, está em processo de maturação e cabem melhorias, como as apontadas nesta instrução, para minimização de eventuais vieses. Contudo, verificou-se o estabelecimento de critérios e clareza na fundamentação das premissas e dos parâmetros da licitação.*

494. *Entendeu-se ser possível aprofundar mais as alternativas de modelagem da contratação, mas que a estratégia escolhida é compatível com os atuais níveis de preços de mercado. O sucesso da licitação dependerá da competitividade alcançada no certame e esta foi potencialmente favorecida com os procedimentos adotados para redução das incertezas de avaliação do contrato para os licitantes.*

495. *Desse modo, o CNPE deliberou e publicou a Resolução 5/2021 que aprovou os parâmetros técnicos e econômicos da Segunda Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa nos campos de Sépia e Atapu.*

496. *De acordo com a referida Resolução, os percentuais mínimos do excedente em óleo da União foram definidos, para o campo de Sépia, em 15,02% (quinze inteiros e dois centésimos por cento) e, para o campo de Atapu, em 5,89% (cinco inteiros e oitenta e nove centésimos por cento).*

497. *Quanto aos valores estipulados a título de bônus de assinatura, ficou definido para o campo de Sépia, R\$ 7.138.000.000,00 (sete bilhões e cento e trinta e oito milhões de reais) e para o campo de Atapu, R\$ 4.002.000,00 (quatro bilhões e dois milhões de reais).*

498. *Com isso, de acordo com o cronograma indicativo apontado pela ANP, o edital definitivo está previsto para ser publicado no dia 15/10/2021 e a sessão pública de apresentação de ofertas prevista para o dia 17/12/2021. Caso os campos sejam arrematados, a data limite para assinatura dos contratos de partilha está prevista para o dia 29/4/2022.*

499. *Assim, como pode ser visto nessa instrução, diferentemente do que ocorreu em 2019, assim como outros processos licitatórios do setor de óleo e gás, a estruturação do certame contou com uma discussão técnica mais ampla, no sentido de que participaram mais agentes dos diversos setores do governo, além da própria Petrobras, e consultas às empresas interessadas na licitação.*

500. *Verificou-se que a articulação entre os entes públicos foi eficiente, dado o cumprimento de extenso e complexo rol de atividades coordenadas de forma tempestiva. Neste sentido, torna-se um exemplo de concatenação de atividades de órgãos governamentais em prol da melhor execução das políticas públicas. Assim, registra-se como boa prática a atuação conjunta e integrada de atores diversos, subsidiando o processo final com informações, estudos e atos produzidos conforme a expertise de cada órgão/entidade.*

501. *No bojo da análise do processo decisório do presente leilão, esses procedimentos foram reconhecidos e recomendou-se avaliar a conveniência de replicá-los. Na mesma oportunidade, recomendou-se avaliar algumas medidas que podem robustecer o modelo analítico, que foi efetivo neste certame, para as próximas oportunidades.*

502. *Cabe salientar, nesse ponto, em atenção ao disposto no § 2º, do art. 17 da Resolução TCU 315, de 22/4/2020, que as recomendações propostas na presente instrução serão monitoradas nos próximos acompanhamentos de outorgas de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural em regime de concessão e partilha de produção.*

503. *Por fim, acerca da classificação de confidencialidade da informação, em que pese se reconheça o amplo interesse público que a apreciação da matéria representa e, ainda, não se olvidando que a publicidade deve ser a regra e a confidencialidade a exceção, motivo pelo qual o próprio relatório da fiscalização deveria ser tornado público, **dada a alta sensibilidade do assunto tratado nessa instrução, com reflexos potenciais relevantes, até mesmo no sucesso e na competitividade do leilão a ser realizado, propõe-se que a presente instrução seja classificada com a chancela de sigilosa até decisão em sentido contrário.***

5. Proposta de Encaminhamento

504. *Ante o exposto, com fundamento no art.17 c/c art. 9º, caput, ambos da Instrução Normativa TCU 81/2018, submetem-se os autos à consideração superior, com posterior encaminhamento ao gabinete do Excelentíssimo Ministro Walton Alencar Rodrigues, propondo:*

505. *Considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que, sob o ponto de vista formal e dado o escopo definido para a análise da presente desestatização pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural, que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Ministério de Minas e Energia (MME) atenderam aos aspectos de tempestividade, completude e suficiência técnica dos elementos apresentados por meio do acervo documental inerente ao certame do Segundo Leilão dos Volumes Excedentes ao Contrato da Cessão Onerosa.*

506. *Recomendar ao Ministério das Minas e Energia (MME), para que, no âmbito da continuidade dos aperfeiçoamentos que tem promovido para suporte aos processos decisórios do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), avalie a conveniência e oportunidade de incorporar novas melhorias, juntamente com os órgãos e instituições envolvidos, quando pertinente, no sentido de:*

i. *estabelecer formalmente, como boa prática, o modelo analítico replicável às análises dos processos submetidos à apreciação do CNPE, indicando as principais metodologias, ferramentas decisórias e modelos empregados, bem como a forma de suas integrações, além das instâncias envolvidas nas respectivas atividades;*

ii. *aumentar a rastreabilidade e a precisão na ponderação dos critérios a serem analisados, bem como reduzir a ocorrência de vieses, considerando, entre outras medidas pertinentes à integração das metodologias do modelo analítico adotado:*

a) definir as etapas prévias à análise multicritério que irão processar e entregar o conjunto de critérios adequado à análise, incluindo o seu arranjo e as respectivas dimensões, bem como as premissas de parâmetros que serão aplicadas em conjunto, de modo que a divergência de cenários para esses parâmetros não interfira na ponderação dos critérios;

b) estabelecer métodos e requisitos para elegibilidade dos critérios que serão levados à consideração dos membros do CNPE, explicitando as respectivas relações de causalidade e impactos (análise de sensibilidade de cada critério para exemplificar quantitativamente de acordo com o caso analisado) e robustecendo o nível de informações que subsidiam a avaliação de cada membro; e

c) estabelecer método de escolha dos cenários de referência (entre os demais estudados) para os parâmetros e premissas que serão aplicadas na modelagem econômica (tais como preços e taxa de desconto) para as estimativas a serem submetidas à análise final para o CNPE.

iii. considerar os efeitos na arrecadação estatal total, em valor presente líquido, de antecipações de receitas governamentais, via bônus de assinatura, considerando os diferentes custos de capital governamental e privado e o aumento do risco privado, quando se ponderar a escolha dos parâmetros das parcelas governamentais (bônus de assinatura x alíquota mínima de partilha).

iv. estabelecer os princípios centrais de boa prática decisória da governança, do arcabouço processo decisório, e da atuação coordenada e ativa dos atores públicos dentro de suas atribuições específicas.

507. Manter o sigilo da presente instrução, até decisão em sentido contrário.

508. Arquivar os presentes autos, com base no art. 169, inciso V, do RI/TCU.

VOTO

Trata-se de acompanhamento do Segundo Leilão dos Volumes Excedentes ao Contrato da Cessão Onerosa (LVECCO), nas Áreas de Sépia e Atapu, em regime de partilha de produção, para outorga de exploração e produção de petróleo e gás natural, nos termos do Ofício 221/2020/SE-MME (peça 1), do Ministério de Minas e Energia (MME).

O objetivo deste processo consiste em avaliar o atendimento, sob o ponto de vista formal, pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Ministério de Minas e Energia (MME), dos requisitos de tempestividade, completude e suficiência técnica, constantes dos elementos apresentados, por meio de acervo documental, respeitante ao certame do Segundo Leilão dos Volumes Excedentes.

As licitações para a concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural são regidas pelo art. 177 da Constituição Federal, pelas Leis 9.478/1997 (Lei do Petróleo) e 12.351/2010 (Regime de Partilha) e pelas Resoluções ANP 18/2015 e 24/2013.

Além dessas normas, merece realce a Lei 12.276/2010, conhecida como Lei da Cessão Onerosa, a qual excepcionou os regimes então vigentes de concessão (Lei 9.478/1997) e partilha de produção (Lei 12.351/2010), autorizando a União a ceder, onerosamente, à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, em áreas predeterminadas, no amplo polígono do Pré-sal.

A cessão onerosa foi formalizada por meio de contrato, firmado em setembro de 2010, no qual cedeu a União à Petrobras o direito de lavra de até 5 bilhões de barris de óleo, nos seguintes blocos, selecionados na Bacia de Santos, na área do Pré-sal: Franco, Florim, Sul de Guará, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi e Entorno de Iara, todos os campos com denominações atualizadas, após a declaração de comercialidade, e prazo de vigência de 40 anos, pelo valor de R\$ 74,807 bilhões.

No ano de 2014, foi identificada a existência de volumes excedentes de petróleo e gás natural, em quantidade superior a 5 bilhões de barris, prevista no Contrato de Cessão Onerosa de 2010. Tal descoberta foi verificada em quatro das jazidas dos respectivos blocos e, desde então, iniciaram-se avaliações e procedimentos para a contratação das respectivas produções, desta vez, em regime de partilha de produção.

Desde 2014, acompanha o TCU todos os desdobramentos da execução do Contrato de Cessão onerosa. A atuação do Tribunal enfrentou duas questões principais: a revisão do Contrato (TC 011.325/2015-1 – Acórdão 2.548/2019-TCU-Plenário, rel. E. Ministro Raimundo Carreiro) e a outorga dos volumes excedentes (cuja análise do primeiro leilão foi feita no Acórdão 2.430/2019-TCU-Plenário, rel. E. Ministro Raimundo Carreiro, no TC 001.281/2019-4).

Em 2019, após a revisão do Contrato de Cessão Onerosa e após a manifestação favorável desta Corte, ainda que com ressalvas à outorga, houve o Primeiro Leilão de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa.

Das quatro áreas relacionadas, somente as áreas de Búzios (Bloco 2 - Franco) e Itapu (Bloco 1 - Florim) foram arrematadas, restando os volumes excedentes, nos campos de Atapu (Bloco 4 - Entorno de Iara) e Sépia (Bloco 6 - Nordeste de Tupi), a serem novamente ofertados. E é justamente o novo Leilão de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (LVECCO), das áreas de Sépia e Atapu, que constitui o objeto dos presentes autos.

No processo que analisou o primeiro LVECCO, o TCU determinou medidas preventivas para a hipótese de que algumas das áreas listadas não fossem arrematadas. Assim dispôs o item 9.3 do Acórdão 2.430/2019-TCU-Plenário (rel. E. Ministro Raimundo Carreiro):

9.3. Com fulcro no art. 43, inciso I, da Lei 8443/1992 c/c art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e em atenção ao artigo 11, inciso IV, e ao artigo 36, ambos da Lei 12.351/2010, ao artigo 4º, inciso IV, da Lei 12.304/2010 e às disposições constantes da Resolução ANP 25/2013, alterada pela Resolução ANP 698/2017, determinar à Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que adotem providências para que a PPSA inicie imediatamente a representação da União para os volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa, com acesso às informações necessárias e, caso não sejam contratados no LVECCO, dê sequência aos procedimentos necessários à identificação e delimitação da parte da União nas respectivas jazidas, com vistas à futura contratação dessa participação;

Dando cumprimento à determinação, o MME publicou a Portaria 23/2020, que deu à PPSA a prerrogativa de representar a União, para avaliar e negociar com a Petrobrás os volumes excedentes aos contratados em cessão onerosa, os percentuais pertencentes à União, bem como para calcular os valores da compensação derivada da licitação.

Após o período de negociações entre a PPSA e a Petrobrás, chegou-se à definição das participações da União nas jazidas - leiloadas em regime de partilha de produção - e do valor da compensação, que deverá ser paga à Petrobras pelo novo entrante.

Em relação ao valor da compensação, houve a inclusão de cláusulas de *earn-out*, que definem pagamentos condicionados ao valor futuro do barril de petróleo do tipo *Brent*, compartilhando entre a Petrobras e os entrantes, os riscos das flutuações do petróleo, o que permite ambiente mais favorável ao certame.

Aprovados os parâmetros técnicos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução CNPE 5/2021, a divulgação do Leilão ocorreu em no dia 1/6/2021, no DOU, juntamente com a publicação, no site da ANP, do pré-edital e minutas do contrato. No dia seguinte, foi publicado o aviso da consulta e audiência pública, com participação de diversos atores.

De acordo com o cronograma indicativo, ora apresentado pela ANP, o edital definitivo está com publicação prevista para o dia 15/10/2021 e a sessão pública de apresentação de ofertas, para 17/12/2021. Caso os campos sejam arrematados, a data limite para assinatura dos contratos de partilha ficou para o dia 29/4/2022.

No âmbito do TCU, a IN TCU 81/2018 é a norma que dispõe sobre a fiscalização dos processos de desestatização.

No que tange à suficiência da documentação enviada, a unidade técnica entende atendidos os requisitos previstos no art. 3º da IN TCU 81/2018. De fato, os documentos exigidos, para os processos de acompanhamento de desestatizações, apresentam conteúdo e características individuais, que podem ser consideradas adequadas e suficientes para a análise, por parte deste Tribunal.

Relativamente à tempestividade do envio da documentação, teria havido desrespeito ao prazo estabelecido no art. 8º da IN TCU 81/2018, que lhe prevê o envio, em até 90 dias, antes da publicação do edital. Caso a publicação ocorra no dia previsto, a antecedência real seria de apenas 60 dias, visto que a documentação final, que inclui a documentação, consolidada após a consulta pública realizada, apenas foi enviada no dia 16/8/2021.

No entanto, conforme esclarece a própria equipe de auditoria, grande parte da documentação havia sido enviada previamente, tendo sido realizadas diversas reuniões entre o TCU e

os principais atores responsáveis pela realização do leilão. Isso permitiu que a unidade técnica iniciasse as análises e o acompanhamento do certame, bem antes do formal envio da documentação completa, que teria resultado em prazo menor de análise, de menos de 60 dias, inferior aos 75 dias previstos no caput do art. 9º da IN TCU 81/2018.

Exatamente esta laudável preocupação em fornecer ao controle externo todos os elementos existentes, em cada momento, que permitiu a superação do entrave dos prazos necessários à análise de dados constantes do processo de elevada complexidade técnica. Tal fato reflete a preocupação de ação conjunta dos diversos órgãos do Estado, em vista do atendimento do interesse público. Sendo assim, apesar do formal descumprimento do prazo, previsto no art. 8º da IN TCU 81/2018, não houve impactos negativos na presente análise.

Sob o ponto de vista formal, a Unidade Técnica propõe considerar que a ANP e o Ministério de Minas e Energia MME atenderam aos aspectos de tempestividade, completude e suficiência técnica dos elementos apresentados por meio do acervo documental inerente ao certame do Segundo Leilão dos Volumes Excedentes ao Contrato da Cessão Onerosa.

De modo complementar, propõe também recomendar providências, com o intuito de robustecer o modelo técnico de análise, adotado no certame, considerado pela equipe, como significativo avanço, bem como a reconhecer as boas práticas, relacionadas à articulação de todos os atores envolvidos nesse processo.

Nada que objetar às conclusões da unidade técnica, as quais adoto, tendo em vista a profundidade e detalhamento da análise empreendida, sem prejuízo das considerações que faço a seguir.

A segunda rodada da licitação dos volumes excedentes, ora submetida à análise deste colegiado, foi marcada pela consistente interação, entre todas as partes interessadas. Percebeu-se, claramente, o compromisso de todos os participantes em reduzir a complexidade que envolveu a licitação anterior, bem como aprimorar e viabilizar a nova licitação, no prazo esperado pelos atores, previsto para ocorrer até o final de 2021.

As questões tratadas no relatório de acompanhamento em análise concentraram-se nos seguintes tópicos: 1) na definição das participações da União nas jazidas; 2) na definição do valor da compensação; e 3) nos parâmetros técnicos e econômicos adotados para o Leilão.

Relativamente ao primeiro leilão, de 2019, este segundo apresenta, como avanço, resultante da atuação deste Tribunal, a inclusão das seguintes etapas prévias ao Edital: a de definição das participações nas jazidas e a de definição do valor da compensação.

Enquanto no primeiro leilão, os entrantes precisariam definir as participações da União nas jazidas e o valor a ser pago à Petrobrás, a título de compensação, o que apenas poderia ser feito após a realização do certame, no presente processo, os entrantes possuem, de antemão, a informação acerca de todas essas definições, o que lhes garante maior segurança, robustecendo a transparência e a atratividade do leilão.

Para definir os valores da compensação, bem como a participação da União, houve um complexo processo de negociação entre a PPSA e a Petrobrás, que resultou nos valores a seguir detalhados.

Quanto à participação da União nas jazidas, a qual será ofertada no LVECCO, os valores finais são os seguintes: 68,70% de participação a ser ofertada para o contrato de partilha em Sépia e 60,5% de participação a ser ofertada para o contrato de partilha em Atapu.

O processo que resultou nesses valores foi regulamentado pela Portaria 23/2020 e envolveu constantes negociações entre a PPSA e a Petrobrás, chegando-se a valores intermediários entre o que cada empresa defendia.

Ambas as empresas reconhecem que as divergências são naturais, em razão das premissas adotadas serem diversas, mas que ambos os modelos são consistentes.

Apesar disso, por mais acuradas que possam ser as previsões, elas são incapazes de fornecer, com exatidão, esses percentuais. Assim, o processo de negociação espelhou o que usualmente se faz em processos de divisão de jazidas, em que, sendo impossível prever, com certeza, o percentual de cada operador na jazida, negocia-se valor com base na visão de cada qual.

Por isso, diante da existência do risco de erro de previsão e consequente distorção de atribuição de produção para um lado ou para outro, no decorrer da vida do projeto, existe, no setor de petróleo e gás natural, em processos de unitização de jazidas, o instituto da redeterminação, hábil a rever os cálculos no decorrer do período exploratório e, com isso, buscar a maior justiça e adequação à realidade da jazida, em posse de maiores informações e dados, advindos à medida que o campo é explorado e as informações fluam com segurança.

Além disso, o mecanismo da redeterminação é necessário para garantir o aproveitamento ótimo da jazida, não só para evitar que ao fim do contrato restem volumes que não sejam explorados, mas, também, para atribuir corretamente, ao longo de todo o período exploratório, o volume devido a cada parte, da forma mais correta, refletido em condições mais realistas, à medida que o campo for sendo explorado.

Apesar de apontar a relevância do mecanismo e os riscos que ele mitiga, a unidade técnica assim se manifestou:

79. De todo modo, o mecanismo de redeterminação já possui regulamentação definida pela Agência, que acompanhará todo o processo de exploração. A título de exemplo, o art. 25, da Resolução ANP 25/2013 diz que “A ANP poderá requerer a realização de Redeterminações, quando tecnicamente justificável”.

80. Desse modo, o acompanhamento por parte do processo exploratório reduz o risco de que redeterminações que possam vir a ser necessárias não sejam realizadas.

No que diz com o presente tópico, entendo que o risco não é despiciendo e, caso concretizado, poderia gerar vultosos prejuízos ao Erário. Tal fato implica a necessidade de que o Tribunal continue a examinar o tema e sobre ele continue atento aos possíveis desdobramentos.

Assim sendo, determino à ANP que acompanhe o contrato resultante do segundo LVECCO e encaminhe ao TCU, a cada cinco anos, parecer conclusivo acerca da necessidade ou não de acionar o mecanismo da redeterminação.

Em relação à compensação à Petrobras, os valores base foram de US\$ 3,200 bilhões para o Campo de Sépia, e US\$ 3,253 bilhões para o Campo de Atapu, além da cláusula de *earn-out* que prevê compensação adicional calculável conforme a cotação do petróleo, durante a execução contratual.

Toda a negociação, acerca do valor da compensação, atendeu ao objetivo de garantir o maior Valor Presente Líquido (VPL) à União, sem, obviamente, gerar prejuízos à Petrobrás.

Quanto maior a compensação a ser paga pelo entrante, por um lado, menos atrativo se torna o projeto licitado. Por outro lado, a Petrobrás tem o direito à compensação garantido por lei, em razão do diferimento de sua curva de produção, nos contratos vigentes de cessão onerosa.

A melhor solução encontrada foi diminuir o valor inicialmente desembolsado (compensação firme) e incluir cláusulas de *earn-out* – pagamentos condicionados ao valor futuro do Barril de petróleo Brent (compensação variável). Diante disso, caso o valor do *Brent* fique mais elevado, maior será o lucro do entrante e maior será, também, a compensação paga à Petrobrás. Desse modo, haveria a divisão dos riscos do projeto, gerando maior atratividade ao certame.

É inegável que o esforço para garantir maior atratividade ao certame seja benéfico para o processo e aumente as expectativas arrecadatórias da União. A compensação foi um ponto de grande incerteza no leilão de 2019, que afastou o interesse de vários participantes, por não saberem ao certo quanto deveriam pagar de compensação à Petrobrás.

Definida então a possibilidade de inclusão das cláusulas de *earn-out*, adotaram-se valores de piso e de teto para o *Brent*, para garantir valores mínimos e máximos, aumentando a previsibilidade do projeto. Diante dessas definições, Petrobrás e PPSA realizaram simulações, com base em suas premissas, e chegaram a valores ligeiramente diferentes a respeito do resultado da compensação firme, em torno de 0,05% do valor, não cabendo maiores questionamentos acerca dos valores acordados.

Assim, após detalhadamente analisar outros aspectos técnicos, envolvendo o cálculo da compensação e da divisão das jazidas, a unidade técnica considerou que, na definição da participação da União, bem como na determinação do valor de compensação à Petrobrás, não foram encontradas irregularidades ou inconformidades que demandem medida adicional por parte do Tribunal.

Concordo com a proposta, a qual considero pertinente, tendo em vista que se demonstrou que as negociações obedeceram aos princípios e normas regentes.

Quanto aos parâmetros técnicos e econômicos definidos para o segundo Leilão dos Volumes Excedentes ao Contrato da Cessão Onerosa, a Unidade Técnica analisou dois desses parâmetros, o valor percentual mínimo do excedente em óleo da União e o valor do bônus de assinatura.

Enquanto o valor percentual mínimo consiste no menor valor a partir do qual serão ofertados os lances durante o leilão, sendo, portanto, critério de julgamento para o certame, o valor do bônus de assinatura também é de extrema relevância, por representar aporte elevado e imediato aos cofres da União, o que atende necessidades presentes do Erário, sendo de inegável interesse público.

A Lei 12.351/2010, ao estabelecer a aplicação do regime de partilha de produção, define também quais são os parâmetros técnicos e econômicos que devem ser adotados pelos respectivos contratos. Segundo o art. 10, inciso III, alíneas “b” e “f”, cabe ao MME propor ao CNPE, entre outros, a definição do percentual mínimo do excedente em óleo da União e o valor do bônus de assinatura.

Para este certame, o MME assumiu a responsabilidade pelas ações necessárias à promoção e modelagem do segundo LVECCO, diferentemente do que ocorreu nos leilões anteriores, quando a ANP assumia a coordenação e estruturação de todo o processo licitatório.

Para poder cumprir seu dever de propor os valores dos parâmetros ao CNPE, o MME construiu modelo, que ponderou diversos fatores, para chegar nos valores bônus de assinatura e percentual mínimo em óleo (alíquota mínima de partilha). Para se chegar nesses números, foram utilizados os seguintes critérios: (i) compensação, (ii) bônus de assinatura, (iii) alíquota mínima, (iv) preço de robustez e (v) custo de oportunidade.

A forma de cálculo adotada pelo MME consiste, simplificadamente, em um modelo analítico que pondera os atributos apresentados na modelagem econômica, para permitir posterior comparação dos conjuntos, por meio de aplicação de software com a técnica MACBETH, para então se determinar o resultado ideal.

Assim, busca-se comparar imensa diversidade de cenários para chegar a resultados ótimos, a fim de garantir não apenas o maior retorno financeiro à União, mas também a maior atratividade do certame, com o maior número possível de ofertantes.

A atratividade do leilão é avaliada com base no “preço de robustez”, que pode ser entendido como o preço mínimo para o barril do tipo *Brent* para que os projetos de investimento se tornem viáveis. Assim, quanto menor esse preço, mais atrativo é o leilão; porém, menor também é a arrecadação da União. O modelo permite comparar cenários até encontrar um “preço de robustez” que garanta a máxima atratividade, sem reduzir demasiadamente os valores de bônus de assinatura e de alíquota mínima.

A inserção do critério de “preço de robustez” é considerada significativo avanço em relação ao leilão de 2019, uma vez que traz para a análise a possibilidade de comparar a resiliência do projeto em face da realidade mundial, aumentando assim a atratividade do certame.

Essa metodologia, que avalia diversas variáveis em conjunto, a fim de definir os parâmetros do leilão, foi denominada de “análise multicriterial”, que pressupõe a correlação dos diversos critérios, considerando o peso atribuído a cada um deles, para municiar o tomador de decisão com os dados necessários.

Os critérios apresentam uma dimensão quantitativa e outra qualitativa, conferida pela ponderação dos membros do CNPE. Esses valores quantitativos e qualitativos são computados pelo modelo analítico para comparar as diversas alternativas.

A dimensão qualitativa foi determinada a partir do questionário enviado aos membros no CNPE, no qual se solicitou que cada membro apontasse os critérios mais relevantes a serem considerados. Essa dimensão possui uniformidade conferida pelo formato do questionário aplicado para a ponderação, mas a dimensão quantitativa dos critérios é intrínseca a cada um.

Como o modelo faz as comparações considerando os valores dos critérios, faz-se necessário verificar se as variações quantitativas são compatíveis com as comparações pretendidas. Para a Unidade Técnica, é questionável se os critérios de compensação à Petrobras e de custo de oportunidade cumprem adequadamente essa função.

Para o modelo funcionar, é preciso que cada um dos critérios considerados possua o seu grau de importância corretamente predeterminado. Para este certame, os critérios com maior peso foram o “preço de robustez” e a “alíquota mínima”, definidos pelo questionário enviado ao CNPE. De fato, ambos são de imensa importância ao projeto, visto que ambos garantem, respectivamente, a atratividade do certame e a remuneração variável da União.

Uma crítica feita pela Unidade Técnica, em relação aos critérios adotados, consiste no fato de que alguns não são sujeitos à modificação. A compensação a ser paga à Petrobrás, por exemplo, foi definida em momento anterior à definição dos parâmetros, sendo não uma variável que dependa dos demais critérios, mas tão somente do valor do barril de petróleo, em razão da cláusula de *earn-out*. Tal seria critério que não deveria ser considerado nessa análise, pois não varia de acordo com o bônus ou com a alíquota mínima. Porém, por não ter maiores implicações no presente certame, a Unidade Técnica entendeu desnecessária a adoção de medida corretiva para esta licitação.

Ao discorrer sobre tal metodologia de análise multicriterial, desenvolvida pelo MME, que contou com o apoio da ANP e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), para conferir critérios verificáveis ao processo decisório do CNPE, a Unidade Técnica pontuou que não foram verificados indícios de ilegalidades ou irregularidades que demandassem medidas saneadoras para o presente certame. Contudo, foram identificadas oportunidades de melhoria em diversos aspectos que podem ser implementadas nas próximas outorgas de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural.

Os principais questionamentos feitos pela Unidade Técnica são relativos às etapas prévias à análise multicritério, relacionadas com a seleção dos critérios utilizados no bojo da análise.

Embora se tenha reconhecido a relevância dos critérios escolhidos, não ficaram claras as motivações que resultaram na escolha do conjunto de critérios selecionados, nem o processo de que se utilizou para tal seleção. Porém, como os critérios são reconhecidamente relevantes, não houve prejuízos ao presente certame.

A temática da cessão onerosa somente pode ser analisada a partir do fato de que, a cada ano, em que se posterga a sua realização, ocorre a perda, em desfavor da União (e do País), de R\$ 11,4 bilhões, segundo projeção realizada pelo Ministério da Economia (peça 14, p. 77). A postergação do processo, portanto, é um desastre para a economia nacional e para todos os brasileiros.

Sendo assim, o custo de oportunidade, no atraso do processo de desestatização, para a implementação de melhorias, em relação a situações que não representam risco ao certame, nem ao valor a ser recebido pela União, é extremamente elevado, razão pela qual anuo às bem-colocadas propostas da Unidade Técnica, no sentido de que é suficiente recomendar a adoção das melhorias apontadas para certames futuros.

Acerca das recomendações propostas pela Unidade Técnica, elas tratam apenas destes dois aspectos: melhorias no método de análise multicriterial e reconhecimento de boa-prática envolvendo a interação institucional de diversos órgãos.

Em relação às melhorias sugeridas no processo decisório, para a definição dos parâmetros econômicos para as futuras licitações, houve a concordância dos gestores ouvidos, no sentido de que as sugestões eram adequadas, o que demonstra a pertinência das melhorias recomendadas pela equipe do presente acompanhamento.

No que tange à boa-prática relativa à atuação coordenada dos atores públicos, deixo de acolher a recomendação proposta, em razão de a atuação dos órgãos e entidades estar bem delimitada na legislação vigente, sem prejuízo de reconhecer os benefícios gerados pela atuação coesa dos diversos atores participantes.

Por fim, registro que as informações contidas neste voto são sensíveis, principalmente as que envolvem a forma de cálculo dos parâmetros técnicos e econômicos do leilão, de modo que a divulgação delas podem comprometer o sucesso e a competitividade do leilão.

Em razão disso, mantenho o sigilo destes autos, incluindo voto, relatório e acórdão a ser aprovado, até a final realização do leilão.

Diante do exposto, VOTO para que o Tribunal aprove o Acórdão que ora submeto à consideração do Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 13 de outubro de 2021.

WALTON ALENCAR RODRIGUES
Relator