

GRUPO I – CLASSE ___ – Plenário
TC 019.336/2017-9

Natureza(s): Relatório de Acompanhamento
Órgão/Entidade: Petróleo Brasileiro S.a.

Representação legal: Jose Davi Cavalcante Moreira (52440/OAB-DF), Hélio Siqueira Júnior (62.929/OAB-RJ) e outros, representando Petróleo Brasileiro S.a..

SUMÁRIO: RELATÓRIO DE ACOMPANHAMENTO. ALIENAÇÃO DE 90% DA PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS NA NOVA TRANSPORTADORA DO SUDESTE S.A. (NTS). ASSUNÇÃO DESARRAZOADA DE RISCO CAMBIAL COM IMPACTO NA REDUÇÃO DO VALOR DA VENDA. FALHA NO MECANISMO ESTABELECIDO NO ACORDO DE PR-E-FECHAMENTO PARA COMPENSAÇÃO MENSAL ENTRE VALOR DA TARIFA ORIGINAL E AQUELE PACTUADO NO ADITIVO DO GTA. CIÊNCIA QUANTO ÀS IMPROPRIEDADES VERIFICADAS. RECOMENDAÇÃO.

RELATÓRIO

Trata-se de Relatório de Acompanhamento promovido com o objetivo de examinar a regularidade da alienação de 90% da participação detida pela Petrobras na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) para o Fundo Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia (FIP), liderado pela Brookfield Brasil Asset Management Investimentos Ltda. (Brookfield), pelo valor de US\$ 5,194 bilhões, equivalentes a R\$ 17,4 bilhões, quando convertido à taxa contratual.

2. Reproduzo, a seguir, a última instrução de mérito produzida no âmbito da Unidade de Auditoria Especializada em Petróleo, Gás Natural e Mineração – AudPetróleo (peça 226), a qual contou com a concordância do corpo diretivo da unidade (peças 227 e 228):

INTRODUÇÃO

1. *Trata-se de Relatório de Acompanhamento (conformidade), iniciado pela então Secretaria de Controle Externo da Administração Indireta no RJ (SecexEstataisRJ) para avaliar a regularidade da venda de 90% da participação da Petrobras na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS). A transação foi realizada com o Fundo Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia (FIP), liderado pela Brookfield Brasil Asset Management Investimentos Ltda. (Brookfield), pelo valor de US\$ 5,194 bilhões, equivalente a R\$ 17,4 bilhões, conforme a taxa de câmbio contratual.*

2. *A presente instrução tem como objetivo analisar a resposta à diligência apresentada pela ANP (peças 197 a 211), proposta por instrução anterior redigida pela Unidade de Auditoria Especializada em Petróleo, Gás Natural e Mineração (AudPetróleo) (peças 188 a 190).*

HISTÓRICO

3. *Em 28/5/2018, o relatório preliminar da fiscalização foi submetido à Petrobras para apresentação dos comentários dos gestores (peças 88-89).*

4. *Em 15/8/2019, a unidade técnica concluiu a análise dos comentários apresentados*

pelos gestores e elaborou o relatório final do acompanhamento (peças 103-105 e 110-112), em que foram consignados os seguintes achados:

Achado 1: Devido ao desequilíbrio no processo de negociação com a compradora, ocorreu a aceitação da conversão do valor da venda para moeda estrangeira em condições desfavoráveis à Petrobras, o que levou a estatal a assumir, de forma desarrazoada, grande parcela do custo de proteção ao risco cambial, acarretando a redução de aproximadamente R\$ 1,16 bilhões no preço de venda (6,67% do valor total);

Achado 2: Devido ao desequilíbrio no processo de negociação com a compradora, ocorreu a definição de condições desvantajosas para a Petrobras no ajuste de preço por adiantamento ou postergação do closing, o que levou a estatal a pagar valores não razoáveis pela postergação do fechamento da operação, ocasionando uma redução do preço da alienação da NTS em torno de R\$ 464,82 milhões;

Achado 3: Devido à não preparação do ativo para venda, ocorreu a incorporação no Sale and Purchase Agreement (SPA) de valor de tarifa prevista em minuta de aditivo para o contrato de transporte (GTA) da Malha de Gás SE II não aprovado previamente pela ANP, o que leva à evidenciação de uma situação fática de utilização de uma tarifa de transporte de gás que não retrata os custos efetivamente incorridos pelo transportador em contrariedade à regulamentação do serviço de transporte de gás estabelecida na Resolução ANP 15/2014;

Achado 4: Devido à utilização de um valor da tarifa de transporte de gás da Malha SE II na avaliação da NTS inferior àquele estabelecido na minuta do aditivo ao GTA contido no Anexo 2B do SPA, o mecanismo estabelecido no acordo de pré-fechamento para a compensação mensal entre a diferença do valor da tarifa estabelecido no GTA original e aquele pactuado no aditivo do GTA não retrata a efetiva diferença calculada para se estimar o valor da NTS em razão da não implementação do aumento de capacidade da Malha Gasbel II, o que leva a estatal a ser resarcida por um valor inferior àquele pelo qual foi calculada a redução de valor da NTS por ocasião da valoração do ativo;

Achado 5: Devido à ausência de análises críticas por parte da Petrobras, ocorreu a adoção, pelo assessor financeiro, de taxas de desconto calculadas com premissas e métodos tecnicamente frágeis, o que levou a maior incerteza na valoração do ativo, dificultando a aferição da adequação do preço de venda pactuado;

Achado 6: Devido à falta de dados disponíveis e ao fato de que os recebíveis não foram alienados fiduciariamente, a Petrobras não levou em consideração na valoração da NTS a redução do risco decorrente da conta centralizadora, o que levou a majoração indevida da taxa de desconto, ocasionando uma diminuição do valor de avaliação do ativo;

Achado 7: Devido à atualização do Ke e WACC no curso do processo de alienação, a Petrobras adotou, como base para a decisão de alienação, a despeito das ressalvas contidas nas notas técnicas da área financeira, avaliações econômico-financeiras feitas com parâmetros diferentes daqueles previamente aprovados pelas instâncias pertinentes, o que levou à utilização de taxas de desconto maiores, ocasionando valores de avaliação do ativo menores;

Achado 8: Devido às condições pactuadas no contrato firmado com o assessor financeiro, ocorreu o pagamento de comissão de êxito, o que leva a uma maior percepção do risco de viés nas avaliações econômico-financeiras, dificultando a verificação da adequação do preço pactuado para a NTS;

Achado 9: Devido ao não refazimento da fase não vinculante, à não comunicação a todos os interessados sobre mudanças nas condições do negócio e à assinatura de termo de exclusividade com o FIP, ocorreu uma falta de isonomia e limitação da competitividade no

processo de seleção de interessados, o que levou a Petrobras a prosseguir no negócio com o FIP, mesmo com valores de oferta inferiores aos da avaliação interna não sensibilizada.

5. A proposta de encaminhamento foi redigida nos seguintes termos (peça 110, p. 121-131):

786. Pelo acima exposto, submetemos os autos à consideração superior, propondo que:

a) seja promovida, com fundamento no art. 43, inciso II, da Lei 8.443/1992 c/c no art. 250, inciso IV, do Regimento Interno do TCU, a **audiência** dos responsáveis abaixo identificados por terem, em virtude das condutas descritas a seguir, proposto e concorrido para a aceitação de condições negociais desfavoráveis à Petrobras decorrentes da conversão do valor negociado para a transação para moeda estrangeira, sem fundamentação ou justificativa técnica e financeira adequada, que implicaram na assunção de risco cambial desnecessário e que impactaram na redução do valor da venda em, pelo menos, US\$ 110.686.468,87 em razão da taxa de câmbio adotada para conversão (R\$ 3,35 por dólar), que não retratava a taxa de mercado à época, nem as projeções para o dólar spot, e, posteriormente, ainda ocasionou perda cambial de R\$ 790.043.283,59, em razão da flutuação da taxa de câmbio ocorrida da assinatura do SPA até a data do pagamento, 4/4/2017, em desacordo com os critérios abaixo indicados.

(Responsáveis e condutas omitidas) (...)

b) seja promovida, com fundamento no art. 43, inciso II, da Lei 8.443/1992 c/c o art. 202, inciso III, do Regimento Interno do TCU, a **audiência** dos responsáveis abaixo identificados por terem, em virtude das condutas descritas a seguir, proposto e concorrido para a aceitação de condições negociais desfavoráveis à Petrobras para o ajuste de preço por adiantamento ou postergação do closing, como a utilização de taxa de 5,12% a.a. para a correção do preço de venda a ser recebido pela Petrobras, enquanto que o fluxo de caixa previsto para a NTS foi corrigido à uma taxa de 11,5% a.a., bem como por considerar no cálculo a perda da remuneração para a NTS das debêntures de CDI+4%, a despeito do fato de que o aporte de R\$ 5,5 bilhões na NTS, para o pagamento das notas PGT, só ocorreria por ocasião do closing, em desacordo com os critérios abaixo indicados.

(Responsáveis e condutas omitidas) (...)

c) seja **determinado à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP**, com fulcro na Lei 8.443/92, art. 43, I, c/c art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que, no prazo de 60 (sessenta) dias, apresente, informações sobre as providências eventualmente adotadas para a análise e processamento da solicitação de autorização prévia formulada pela Petrobras para o aditivo, que alteraria a tarifa do serviço de transporte de gás da Malha SE II, em razão da não ampliação da capacidade do gasoduto Gasbel II, conforme Ofício 065/2016 e Ofício 099/2016 ambos da NTS, enviados em 15/7/2016 e 14/11/2016, esclarecendo o porquê de até o momento não ter havido a aprovação e, se for o caso, apresentando as justificativas por não haver adotado as medidas que lhe competiam como órgão regulador e fiscalizador dos serviços de transporte de gás natural.

d) seja **recomendado**, com fulcro no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU:

d.1) à **Petrobras** que promova alterações em sua Sistemática de Desinvestimentos:

d.1.1) fazendo incluir disposições quanto à necessidade de que, nos processos de alienação de ativos, sejam promovidas avaliações críticas sobre a consistência e a qualidade dos relatórios de valuation e fairness opinions eventualmente emitidos por assessores financeiros e/ou instituições financeiras contratadas, examinando-se as premissas, pressupostos e ressalvas neles contidos, de modo a subsidiar a decisão dos administradores, respeitada a independência das instituições financeiras emissoras dos pareceres;

d.1.2) fazendo constar que os ajustes de preço a serem feitos no fechamento das operações de alienação/aquisição de ativos sejam neutros entre as partes, ou seja, considerem as diferenças efetivamente observadas nas contas a serem ajustadas, evitando-se que sejam feitas com base em previsões.

d.1.3) fazendo constar (i) a recomendação de que as decisões em processos de desinvestimentos, em suas diversas fases, sejam tomadas considerando-se os resultados da avaliação no “caso-

base”; (ii) a obrigatoriedade de que as decisões que venham a ser tomadas considerando também os resultados das “análises de sensibilidade”, nas situações em que a avaliação no “caso-base” demonstre o não enquadramento da proposta recebida, sejam precedidas de justificativa técnica e econômico-financeira específica e detalhada que esclareça o porquê de os parâmetros sensibilizados serem cabíveis, oportunos e pertinentes para fins de balizamento da tomada de decisão; (iii) a necessidade de comprovação de que os parâmetros utilizados nas análises de sensibilidade foram devidamente explicitados e analisados no pacote de informações que instrui a decisão e aceitos pelas instâncias competentes (CA e/ou DE).

d.2) à **Comissão de Valores Mobiliários e ao Banco Central**, entidades que regulam e fiscalizam as atividades das instituições financeiras e do mercado de capitais no Brasil, nos termos da Lei 6.385 de 7/12/1976, com suas alterações, e da Lei 4.595, de 31/12/64, com suas alterações, que avaliem a necessidade de exarar normas e/ou regulações específicas sobre a emissão de relatórios de valuation e de fairness opinions usualmente emitidas por consultores e instituições financeiras para balizar decisões de investimentos e desinvestimentos, bem como sobre as possíveis formas de remuneração e requisitos de disclosure, de forma a contribuir na mitigação de possíveis riscos de conflitos e vieses;

d.3) à **Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest)**, ou estrutura que a tenha substituído no âmbito do Ministério da Economia, que oriente todas as empresas estatais federais, quanto à necessidade de que, nos processos de investimentos e desinvestimentos, ao utilizarem relatórios de valuation e fairness opinions, promovam avaliações críticas sobre a consistência e a qualidade desses documentos, examinando as premissas, pressupostos e ressalvas neles contidos, de modo a subsidiar a decisão dos administradores, respeitada a independência das instituições financeiras emissoras dos pareceres.

e) o presente processo seja apreciado em sessão extraordinária do plenário de caráter reservado, nos termos do art. 97 do Regimento Interno do TCU; (...)

6. Em 8/10/2019, a Petrobras encaminhou argumentos e documentação complementar em relação aos achados e propostas constantes do relatório final da fiscalização (peças 124 e 128). A estatal apresentou novos argumentos e informações no que se refere aos achados 1 e 2, para os quais haviam sido propostas audiências de alguns gestores. Quanto aos achados 5 e 7, a Petrobras apresentou algumas considerações e proposições de ajustes às propostas de encaminhamento. Por fim, em relação aos achados 3, 4, 6, 8 e 9, a estatal não trouxe comentários ou informações específicas.

7. Em 13/8/2020, a Unidade Técnica, após analisar a documentação complementar, encaminhou proposta de mérito (peças 129-131).

8. No que se refere ao **Achado 1**, em que haviam sido propostas audiências, considerando a ausência de caracterização de dolo ou erro grosseiro, deixou-se de propor a responsabilização dos gestores, em atenção ao disposto no art. 28 da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB). Nesse particular, foi proposta ciência à Petrobras, com fundamento na Resolução-TCU 315/2020.

9. Com relação ao **Achado 2**, concluiu-se pela sua insubstância e deixou-se de propor a audiência que havia sido outrora proposta. No que se refere à recomendação relacionada com o achado, foi proposta nova redação com alguns ajustes.

10. No que tange ao **Achado 3**, a auditora responsável pela instrução propôs a oitiva da ANP, em consonância com a proposta feita na ocasião do relatório final de acompanhamento (peça 129, p. 37). Em contraponto, o titular da Unidade Técnica entendeu que a proposta mais adequada seria a realização de diligência no âmbito do TC 009.508/2019-8, que acompanha a carteira de desinvestimentos da Petrobras no biênio 2019-2020. As informações serviriam de subsídio para análise da alienação, atualmente em curso, dos 10% restantes de participação da Petrobras na NTS.

11. Para o **Achado 4** não havia sido feita proposta específica no relatório final de acompanhamento.

12. *Em relação ao Achado 5, a proposta de recomendação constante do relatório final de acompanhamento foi excluída, uma vez que teria sido objeto da determinação proferida no item 9.2.1 do Acórdão 2.301/2019-TCU-Plenário (peça 129, p. 36).*

13. *Para o Achado 6 também não havia sido feita proposta específica no relatório final de acompanhamento.*

14. *As propostas de recomendação do Achado 7 foram mantidas (peça 129, p. 36-37).*

15. *Em relação ao Achado 8, o relatório final de acompanhamento havia proposto duas recomendações, uma ao Banco Central e outra à Sest. Entendeu-se que seria desnecessário manter tais propostas no âmbito deste processo (peça 129, p. 36-37).*

16. *Para o Achado 9 não havia sido feita proposta específica no relatório final de acompanhamento.*

17. *A proposta de mérito do titular da unidade técnica foi lançada nos seguintes termos (peça 131):*

10.1 *dar ciência à Petrobras, com fundamento no art. 9º, inciso I, da Resolução TCU 315/2020, que a aceitação da conversão do valor negociado para a alienação da NTS para moeda estrangeira, sem prévia fundamentação ou justificativa técnica e financeira que demonstrassem a compatibilidade desta decisão às práticas de gestão integrada de riscos cambiais da companhia, implicaram na assunção de risco cambial que impactou na redução do valor da venda em razão da flutuação da taxa de câmbio ocorrida da assinatura do SPA até a data do pagamento, 4/4/2017, em desacordo com os princípios constitucionais da razoabilidade, da eficiência e da economicidade (art. 37, caput, da Constituição Federal), bem como com as diretrizes da Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras que orientam que as negociações devem buscar as melhores condições para a Petrobras (item 3.3.1.5 da Sistemática de Abril/2014 e item 3.4.6 da Sistemática de 2016).*

10.2 *recomendar à Petrobras, com fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, que promova alterações em sua Sistemática de Desinvestimentos, com vistas a melhoria dos procedimentos para avaliação dos ativos que serão alienados:*

10.2.1 *fazendo constar que os ajustes de preço a serem feitos no fechamento das operações de alienação/aquisição de ativos devem sempre buscar a neutralidade entre as partes, ou seja, considerem as diferenças efetivamente observadas nas contas a serem ajustadas, evitando-se que sejam feitas com base em previsões, em atenção aos princípios da eficiência e moralidade, definidos no caput do art. 37 da Constituição da República de 1988;*

10.2.2 *fazendo constar (i) a recomendação de que as decisões em processos de desinvestimentos, em suas diversas fases, sejam tomadas considerando-se os resultados da avaliação no “caso-base”; (ii) a obrigatoriedade de que as decisões que venham a ser tomadas considerando também os resultados das “análises de sensibilidade”, nas situações em que a avaliação no “caso-base” demonstre o não enquadramento da proposta recebida, sejam precedidas de justificativa técnica e econômico financeira específica e detalhada que esclareça o porquê de os parâmetros sensibilizados serem cabíveis, oportunos e pertinentes para fins de balizamento da tomada de decisão; (iii) a necessidade de comprovação de que os parâmetros utilizados nas análises de sensibilidade foram devidamente explicitados e analisados no pacote de informações que instrui a decisão e aceitos pelas instâncias competentes (CA e/ou DE), em atenção aos princípios da eficiência e moralidade, definidos no caput do art. 37 da Constituição da República de 1988.*

10.3 *o presente processo seja apreciado em sessão extraordinária do plenário de caráter reservado, nos termos do art. 97 do Regimento Interno do TCU.* 10.4 *encerrar o presente processo.*

10.4 *encerrar o presente processo.*

18. *Em 24/8/2020, a Petrobras veio mais uma vez aos autos e apresentou esclarecimentos adicionais (peças 135-156), o que levou o então Relator, Ministro Raimundo Carreiro, a determinar a restituição dos autos à unidade técnica para nova instrução do processo à luz dos novos elementos (peça 158).*

19. *Em 3/11/2021, a unidade técnica propôs diligência à ANP para que a Agência esclarecesse as providências tomadas em relação à análise e processamento do pedido de autorização prévia feito pela Petrobras para o aditivo que alteraria a tarifa do serviço de transporte de gás da Malha SE II. A ANP deveria explicar por que, até julho de 2020, a alteração tarifária não havia sido aprovada e, se aplicável, justificar a ausência de medidas como órgão regulador e fiscalizador (peça 159).*

20. *Em 17/3/2022, em instrução de análise das informações apresentadas pela ANP, a Unidade Técnica apresentou proposta de mérito com propostas de dar ciência à Petrobras e à ANP. Em relação à análise efetuada, convém reproduzir a conclusão (peça 181):*

27. A presente instrução teve como objetivo cumprir a determinação exarada pelo Relator, Ministro Raimundo Carreiro, por meio de despacho, tendo sido examinados os novos elementos inseridos pela Petrobras, bem como a resposta apresentada pela ANP à diligência promovida. Os comentários trazidos pela Petrobras nesta fase referem-se apenas ao Achado 1 e ao Achado 3 do relatório final da fiscalização.

28. Com relação ao Achado 1, concluiu-se que as novas informações não trazem elementos que possam impactar no exame da matéria, uma vez que os conceitos ora discutidos pela Petrobras já foram adequadamente endereçados no Relatório Final do acompanhamento. Cabe destacar que os principais fundamentos do Achado 1 não foram tratados na nova nota técnica apresentada, pois ela não abordou a questão das definições das taxas de câmbio adotadas para conversão do valor contratual (que independe da análise sobre a necessidade do hedge ou não), nem a existência de documento prévio que evidenciasse o enquadramento e a adequação da vinculação da transação (venda da NTS) nas práticas de gestão de riscos cambiais (não houve uma análise específica sobre o impacto na gestão dos riscos cambiais, mas tão-somente a alegação de que se tratava de um hedge cambial).

29. Quanto ao Achado 3, verificou-se que o valor da tarifa do transporte de gás da Malha Sudeste II ainda não retrata os custos efetivamente incorridos pelo transportador, em contrariedade à regulamentação do serviço de transporte de gás estabelecida na Resolução ANP 15/2014. Em resposta à diligência promovida, a ANP corrobora que segue pendente a apreciação definitiva da solicitação de revisão da tarifa.

30. Assim, com exceção do Achado 2, elidido por ocasião da proposta de mérito em que foram apreciados documentos complementares trazidos pela Petrobras (peças 129-131), todos os demais achados e conclusões do relatório de auditoria e das instruções anteriores subsistem.

31. Pelo exposto, poderá ser mantida, em essência, a proposta de encaminhamento da unidade técnica refletida no parágrafo 10 da peça 131, apenas com a promoção de ajustes pontuais decorrentes da análise da presente instrução, da inclusão das propostas de ciência ora formuladas e da exclusão da proposta de recomendação contida no item 10.2.2, uma vez que no âmbito do TC 024.763/2021, através do subitem 9.2 do Acórdão 2.479/2021-TCU-Plenário, já foi proferida recomendação com conteúdo semelhante.

32. Por fim, tendo em vista a determinação contida no subitem 9.3 do Acórdão 2.377/2021 TCU-Plenário, relator Min. Augusto Nardes, bem como em atendimento à Proposta de Fiscalização e Controle 97/2016, os resultados da presente fiscalização deverão ser apresentados ao Congresso Nacional, encaminhando-lhe o relatório, voto e acórdão que vier a ser proferido, alertando-se ao destinatário sobre o grau de confidencialidade dos documentos e sobre a obrigação de manutenção do sigilo das informações, de acordo com a legislação em vigor.

21. *Considerando que se trata da última proposta de mérito constante dos autos, convém reproduzir a proposta de encaminhamento (peça 181-183):*

a) dar ciência à Petrobras, com fundamento no art. 9º, inciso I, da Resolução TCU 315/2020, no sentido de que:

a.1) a aceitação da conversão do valor negociado para a alienação da NTS para moeda estrangeira, sem prévia fundamentação ou justificativa técnica e financeira que demonstrassem a compatibilidade desta decisão às práticas de gestão integrada de riscos cambiais da companhia,

implicaram na assunção de risco cambial que impactou na redução do valor da venda em razão da flutuação da taxa de câmbio ocorrida da assinatura do SPA até a data do pagamento, 4/4/2017, em desacordo com os princípios constitucionais da razoabilidade, da eficiência e da economicidade (art. 37, caput, da Constituição Federal), bem como com as diretrizes da Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras que orientam que as negociações deve m buscar as melhores condições para a Petrobras (item 3.3.1.5 da Sistemática de Abril/2014 e item 3.4.6 da Sistemática de 2016);

a.2) o mecanismo estabelecido no acordo de pré-fechamento para a compensação mensal entre a diferença do valor da tarifa estabelecido no GTA original e aquele pactuado no aditivo do GTA não retrata a efetiva diferença calculada para se estimar o valor da NTS em razão da não implementação do aumento de capacidade da Malha Gasbel II, o que leva a estatal a ser resarcida por um valor que pode ser inferior àquele pelo qual foi calculada a redução de valor da NTS por ocasião da valoração do ativo, em contrariedade aos princípios da economicidade, da eficiência e da moralidade estatuídos no art. 37 da Constituição Federal;

b) dar **ciência** à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com fundamento no art. 9º, inciso I, da Resolução TCU 315/2020, no sentido de que o não processamento tempestivo da solicitação de autorização prévia formulada pela Petrobras e a NTS para o aditivo, que alteraria a tarifa do serviço de transporte de gás da Malha SE II, em razão da não ampliação da capacidade do gasoduto Gasbel II, conforme Ofício 065/2016 e Ofício 099/2016 ambos da NTS, enviados em 15/7/2016 e 14/11/2016, caracteriza o descumprimento de suas competências enquanto órgão regulador e fiscalizador dos serviços de transporte de gás natural, nos termos do art. 1º, §1º, e art. 9º da Lei 14.134/2021, art. 28 da Lei 11.909/2009 (então vigente) e os arts. 4º, 12 e 20 da Resolução ANP 15/2014;

c) **recomendar** à Petrobras, com fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, que promova alterações em sua Sistemática de Desinvestimentos, fazendo constar a previsão de que os ajustes de preço a serem feitos no fechamento das operações de alienação/aquisição de ativos devem sempre buscar a neutralidade entre as partes, ou seja, considerem as diferenças efetivamente observadas nas contas a serem ajustadas, evitando-se que sejam feitas com base em previsões, em atenção aos princípios da eficiência e moralidade, definidos no caput do art. 37 da Constituição da República de 1988;

d) o presente processo **seja apreciado em sessão extraordinária do plenário de caráter reservado**, nos termos do art. 97 do Regimento Interno do TCU;

e) **informar** os resultados da presente fiscalização ao Congresso Nacional, em atendimento à Proposta de Fiscalização e Controle 97/2016 e ao subitem do 9.3 do Acórdão 2.377/2021-TCU Plenário, encaminhando-lhe o relatório, voto e acórdão que vier a ser proferido e alertando-lhe sobre o grau de confidencialidade de tais documentos e sobre a obrigação de manutenção do sigilo, de acordo com a legislação em vigor;

f) **encerrar** o presente processo, após as comunicações pertinentes.

22. Em 5/12/2024, o atual Ministro-Relator do processo, Antônio Anastasia, determinou o retorno dos autos à AudPetróleo para nova instrução da matéria e atualização da proposta de encaminhamento, observados o contexto atual e os ditames da Resolução-TCU 344/2022, editada após o último pronunciamento da unidade técnica, e que passou a regulamentar a prescrição para o exercício das pretensões punitiva e resarcitória no âmbito do TCU (peça 187).

23. A última instrução, de fevereiro de 2025, analisou os atos interruptivos da prescrição e atestou que, à luz da Resolução-TCU 344/2022, não teriam ocorrido as prescrições ordinária e intercorrente. Consignou que as supostas irregularidades tratadas nos presentes autos estariam prescritas, em caso de inércia processual, somente em 5/12/2027 (peça 188).

24. No que se refere à atualização de proposta de encaminhamento em relação às tratativas entabuladas entre a NTS e a ANP sobre a revisão do contrato de prestação de serviço de transporte de gás (GTA) da Malha Sudeste II, de forma a contemplar a revisão

da rampa do Gasbel II, com potencial de impacto nos encaminhamentos dos Achados 3 e 4 da fiscalização, propôs a realização de nova diligência à ANP, uma vez que o tema não havia sido tratado no âmbito dos processos de acompanhamentos da carteira de desinvestimentos da Petrobras e que a última manifestação da ANP havia ocorrido há mais de três anos (peça 188).

25. *A diligência foi realizada por meio do Ofício 5148/2025-TCU/Seproc (peça 194).*

26. *Em 12/3/2025, em resposta à diligência, a ANP apresentou o Ofício 30/2025/AUD/ANP-RJ-e (peça 197), que encaminhou o Ofício 184/2025 (SEI ANP 4795271) (peça 211) e anexos (peças 198 a 210).*

27. *A presente instrução tem como objetivo analisar a resposta à diligência apresentada pela ANP, à luz das instruções de mérito anteriores presentes nos autos.*

28. *Vale mencionar que, como prática para resguardar o sigilo das informações, a unidade técnica submeteu à Petrobras uma versão preliminar desta instrução de mérito, conforme peça 217, para que a Petrobras indicasse os trechos da instrução que continham informações sigilosas. Em 28/7/2025, em resposta à diligência, a Petrobras informou que não existem informações sigilosas na presente instrução (peça 224).*

EXAME TÉCNICO

29. *A primeira instrução de mérito deste acompanhamento foi lançada em 13/8/2020 com propostas de dar ciência e de recomendar a adoção de providências à Petrobras. As propostas tinham relação com os achados 1, 2 e 7 (peças 129 a 131).*

30. *A segunda instrução de mérito foi juntada aos autos em 17/3/2022 com propostas de dar ciência e de recomendar a adoção de providências à Petrobras, bem como de dar ciência à ANP e de informar os resultados ao Congresso Nacional. Na oportunidade, mencionou-se que o achado 2 havia sido esclarecido e, então, as novas propostas tinham relação com os achados 1, 4, 3 e 7 (peça 181).*

31. *É importante registrar que, à época da elaboração dessa segunda e última instrução de mérito, o aditivo que estabeleceria as condições de descontratação do incremento da capacidade física do GASBEL II ainda não havia sido formalizado, o que acabou por acontecer apenas em novembro de 2022.*

32. *Passados mais de três anos desde a última instrução de mérito e considerando que houve mudança no contexto em que o assunto se situa, nomeadamente a assinatura do aditivo, esta instrução tem o objetivo de validar e atualizar a última proposta de encaminhamento.*

33. *Quanto aos Achados 1 e 7, não houve mudanças no contexto ou nas análises realizadas. Assim, as propostas de dar ciência (item ‘a.1’) e de recomendar (item ‘c’) da última instrução de mérito permanecem inalteradas.*

34. *Em relação ao achado 3, reproduzido abaixo, torna-se necessário aprofundar a análise, uma vez que a resposta da ANP à diligência demonstrou que houve alterações significativas do contexto. Aproveita-se o ensejo para reproduzir também a descrição do achado 4, uma vez que são relacionados entre si.*

Achado 3: Devido à não preparação do ativo para venda, ocorreu a incorporação no Sale and Purchase Agreement (SPA) de valor de tarifa prevista em minuta de aditivo para o contrato de transporte (GTA) da Malha de Gás SE II não aprovado previamente pela ANP, o que leva à evidenciação de uma situação fática de utilização de uma tarifa de transporte de gás que não retrata os custos efetivamente incorridos pelo transportador em contrariedade à regulamentação do serviço de transporte de gás estabelecida na Resolução ANP 15/2014;

Achado 4: Devido à utilização de um valor da tarifa de transporte de gás da Malha SE II na avaliação da NTS inferior àquele estabelecido na minuta do aditivo ao GTA contido no Anexo 2B do SPA, o mecanismo estabelecido no acordo de pré-fechamento para a compensação mensal entre a diferença do valor da tarifa estabelecido no GTA original e aquele pactuado no aditivo do GTA não retrata a efetiva diferença calculada para se estimar o valor da NTS em razão da não implementação do aumento de capacidade da Malha Gasbel II, o que leva a estatal a ser resarcida por um valor inferior àquele pelo qual foi calculada a redução de valor da NTS por ocasião da valoração do ativo;

35. *Em termos sintéticos, a NTS tinha como atividade principal o transporte dutoviário de gás. A empresa, que era controlada pela Petrobras, possuía 2.050 km de gasodutos na Região Sudeste, divididos em cinco Malhas: Sudeste, SE II, Gasduc, Gastau e GASPAJ Paulinia – Jacutinga. A cada uma das malhas correspondia um contrato de transporte de gás entre Petrobras e NTS com parâmetros específicos (peça 110, p. 16).*

36. *A sistemática contratual entre Petrobras, chamada de carregador, e NTS, chamada de transportador, funcionava da seguinte forma: NTS e Petrobras mantinham contratos de transporte de gás de longo prazo chamados Gas Transportaion Agreement (GTA). Esses contratos funcionavam sob cláusulas de Ship or Pay, onde o contratante do serviço de transporte de gás (Petrobras) se obrigava a pagar ao transportador (NTS) por 100% da capacidade contratada, independentemente da quantidade de gás efetivamente transportada (peça 110, p. 16).*

37. *Dos cinco GTAs que seriam transferidos para NTS, um deles, o GTA da Malha II, foi inicialmente firmado com uma previsão de aumento da capacidade de transporte de 49,4m³/dia até dez 2015 para 50,7 m³ de 2016 a 2023 e 51,4 m³ a partir de 2024. A Petrobras, como carregadora contratante desse serviço de transporte de gás, havia solicitado, ainda em 2014, a alteração do contrato para que não houvesse o aumento de capacidade (peça 110, p. 21).*

38. *A redução da capacidade contratada deveria ser formalizada mediante aditivo ao GTA, que deveria ser submetido à aprovação prévia da ANP, enquanto órgão regulador do setor. A minuta do aditivo ao GTA da Malha SE II, com a revisão tarifária decorrente da redução da capacidade de transporte, foi protocolada na ANP em 16/11/2016 (peça 110, p. 68).*

39. *Enquanto a ANP não aprovasse o aditivo, a Petrobras teria que pagar de acordo com quantidade contratada segundo a cláusula Ship por Pay, ou seja, a aprovação do aditivo e a consequente redução da capacidade contratada importaria em pagamento de tarifa a menor pela Petrobras.*

40. *Acontece que, mesmo antes de aprovada pela ANP, a descontratação da capacidade foi considerada no contrato de compra e venda de 90% das ações da NTS. O Stock Purchase and Sale Agreement (SPA), celebrado em 23/9/2016, estabeleceu as cláusulas de alienação das ações da NTS pela Petrobras ao Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações, gerido pela Brookfield (peça 110, p. 22 e 68).*

41. *O que aconteceu foi que o SPA foi celebrado tendo como parâmetro de avaliação econômico-financeira um preço menor pelos serviços de transporte de gás, pois considerava a redução da capacidade contratada, a despeito e independentemente da aprovação da ANP. Um preço menor pelos serviços de transporte importaria em menos receita e, portanto, menor valuation da NTS. Acontece que a ANP não aprovou o aditivo, assim a Petrobras, mesmo depois de ter alienado a NTS, foi obrigada a continuar pagando uma tarifa que considerava o aumento da capacidade de transporte do gasoduto.*

42. *Foi neste contexto que, no achado 3, se afirmou que o ativo não havia sido completamente preparado para venda, o que teria levado a Petrobras a fixar*

contratualmente uma tarifa para o serviço de transporte de gás com o FIP, sem a aprovação prévia pela ANP, o que levou à evidenciação de uma situação fática de utilização de uma tarifa de transporte de gás que não retratava os custos efetivamente incorridos pelo transportador em contrariedade à regulamentação do serviço de transporte de gás estabelecida na Resolução ANP 15/2014.

43. Vale dizer que, no relatório final de acompanhamento, juntado aos autos em 15/8/2019, constava a informação de que existia um mecanismo de compensação no SPA e de que não haveria prejuízos financeiros para a Petrobras com o pagamento de uma tarifa maior do que a capacidade contratada (peça 110, p. 70, § 445).

44. No mesmo sentido, a última instrução de mérito explica que existia o mecanismo de compensação no SPA, que mitiga riscos associados, bem como que a Petrobras já havia alienado os 10% restantes que ainda detinha da NTS, por isso se deixava de endereçar propostas específicas à estatal (peça 181, p. 4 e 5).

45. A respeito do mecanismo de compensação, cabe reproduzir trechos do expediente NTS 164/2022, endereçado pela NTS à ANP, em 13/9/2022, no contexto da tramitação do processo de aprovação do aditivo ao contrato (peça 205, p. 2):

5. Além disso, os impactos no fluxo de caixa da NTS em decorrência da exclusão das rampas do GASBEL II foram considerados pela Petrobras e FIP na operação de venda do controle da NTS, que na qualidade de Vendedora e Compradora, respectivamente, implementaram um mecanismo de compensação mensal, vigente a partir do Fechamento, da parcela adicional da receita auferida pela NTS considerando a diferença de valor entre (i) as tarifas originais, incluindo os investimentos das rampas do GASBEL II e (ii) as tarifas originais revisadas, excluindo os investimentos das rampas do GASBEL II.

6. O referido mecanismo de compensação considera o recálculo da tarifa de transporte submetida à aprovação da ANP por meio da Carta NTS 099/2016. Assim, desde o Fechamento, por meio de nota de débito emitida mensalmente, com vencimento na mesma data do pagamento do faturamento mensal devido à NTS, de acordo com a tarifa original do GTA Malha SE II, os valores faturados pela NTS a maior têm sido compensados pelo FIP à Petrobras, conforme exemplo explicitado no Anexo I desta correspondência.

7. Tal compensação cessará quando da celebração do aditivo de revisão das tarifas em questão, sob análise da ANP, considerando a aprovação desta D. Agência do recálculo tarifário tal qual apresentado na minuta do aditivo ao GTA Malha SE II, por meio da carta NTS 099/2016, e conforme negociado na operação de venda do controle da NTS.

46. Isso explica o porquê de a proposta de encaminhamento correspondente a este achado ter sido endereçada somente à ANP, que ainda não havia deliberado quanto ao aditivo ao GTA. Em relação à ANP, a instrução propôs dar ciência de que o não processamento tempestivo da solicitação de autorização prévia formulada pela Petrobras e a NTS para o aditivo caracteriza o descumprimento de suas competências enquanto órgão regulador e fiscalizador dos serviços de transporte de gás natural, nos termos do art. 1º, §1º, e art. 9º da Lei 14.134/2021, art. 28 da Lei 11.909/2009 (então vigente) e os arts. 4º, 12 e 20 da Resolução ANP 15/2014.

47. Na resposta à recente diligência, a ANP informou ter emitido o Ofício 427/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ, de 22/11/2022, o qual encaminhou a Análise 185/2022/SIM-CGN/SIM, “aprovando a minuta do Aditivo 15 ao GTA Malha SE II e sua proposta tarifária por considerar que os princípios tarifários foram devidamente atendidos e o carregador Petrobras foi devidamente resarcido nos termos do Aditivo” (peça 211, p. 3).

48. A Correspondência NTS 209/2022, de 2/12/2022, consta das informações enviadas pela ANP. No documento, a NTS envia à ANP o aditivo 15 ao GTA Malha II, assinado em 30/11/2022, transcrevendo os seguintes objetivos: (i) revisar as tarifas

originais de entrada, de capacidade e de saída, (ii) revisar ainda as tarifas incrementais de saída do PE Baixada Fluminense, PE São Bernardo do Campo II e do PE Duque de Caxias, e (iii) proceder às alterações nas cláusulas e anexos, de forma a refletir a descontinuidade do incremento de capacidade física do GASBEL II, devido à não implementação das fases 2 e 3, conforme o aprovado por esta D. Agência mediante o Ofício 427, de 22.11.2022 (peça 207).

49. Embora a Análise 185/2022/SIM-CGN/SIM, mencionada no parágrafo 47, e a versão final do aditivo 15 não tenham sido juntados aos autos, considera-se que o aditivo foi finalmente formalizado em novembro de 2022.

50. Na instrução anterior, havia proposta de dar ciência à ANP de que o não processamento tempestivo da solicitação de autorização prévia formulada pela Petrobras e a NTS para o aditivo caracteriza o descumprimento de suas competências enquanto órgão regulador e fiscalizador dos serviços de transporte de gás natural (item 'b').

51. Considerando que o aditivo foi assinado, a proposta de dar ciência à ANP, contida no item 'b' da proposta de encaminhamento da peça 181, perde a utilidade e, logo, não deve ser renovada.

52. No que se refere ao achado 4, o relatório final de acompanhamento sustentou que o mecanismo de compensação estabelecido entre as partes não retratava a efetiva diferença calculada para se estimar o valor da NTS em razão da não implementação do aumento de capacidade da Malha Gasbel II, o que levaria a estatal a ser resarcida por um valor inferior àquele pelo qual foi calculada a redução de valor da NTS por ocasião da valoração do ativo.

53. Na ocasião em que o relatório final de acompanhamento foi editado, optou-se por não propor encaminhamento específico para o achado, uma vez que o deslinde da questão estava relacionado ao achado 3 e que eventual proposta de adoção de providências poderia ser melhor avaliada a partir das informações a serem prestadas pela ANP (peça 110, p. 80).

54. Na última instrução de mérito, ponderou-se que, tendo em vista o fato de a Petrobras já haver alienado os 10% remanescentes de sua participação na NTS, eventual medida poderia ser avaliada no âmbito do acompanhamento permanente efetuado pela unidade técnica quanto à gestão da Petrobras, de acordo com os critérios de risco, materialidade e relevância. Não foi proposto encaminhamento específico no que se refere à análise da compensação tarifária. No entanto, propôs-se dar ciência à Petrobras de que o mecanismo de compensação não retrata a efetiva diferença calculada para se estimar o valor da NTS em razão da não implementação do aumento de capacidade da Malha Gasbel II (peça 181, p. 6).

55. Em relação a esta proposta de dar ciência constante do item 'a.2' do encaminhamento anterior, entende-se que pode ser mantida, pois ela transmite a conclusão técnica do TCU, que vem desde o relatório final de acompanhamento de agosto de 2019, no sentido de que o mecanismo de compensação, embora mitigue os riscos associados, não retrata a efetiva diferença calculada para se estimar o valor da NTS.

56. Por fim, deve subsistir a proposta de informar os resultados deste acompanhamento ao Congresso Nacional, com os ajustes de texto pertinentes.

CONCLUSÃO

57. A presente instrução teve como objetivo analisar os elementos adicionais apresentados nos autos pela Petrobras e as informações complementares obtidas junto à ANP, conforme determinação exarada pelo Relator. A análise buscou verificar se tais elementos impactariam as conclusões anteriormente alcançadas ou as propostas de

encaminhamento formuladas na última instrução de mérito.

58. Com relação aos novos elementos apresentados, concluiu-se que não houve alterações substanciais que justificassem a revisão das análises ou das propostas de encaminhamento anteriormente formuladas. As informações prestadas pela Petrobras e pela ANP foram devidamente examinadas e verificou-se que os fundamentos técnicos e processuais das instruções anteriores permanecem válidos, não havendo necessidade de ajustes significativos, exceto pela exclusão da proposta de ciência à ANP, vinculada ao achado 3.

59. Dessa forma, as propostas de encaminhamento da última instrução de mérito podem ser mantidas, com ajustes pontuais decorrentes da análise dos novos elementos.

60. Em acréscimo, a unidade técnica verificou, em atenção ao despacho do Relator, que, à luz da Resolução-TCU 344/2022, as prescrições ordinária e intercorrente não teriam ocorrido. Em caso de inércia processual, ocorreriam somente em 5/12/2027.

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

61. Por todo o exposto, submetemos os autos à consideração superior, reiterando as propostas de encaminhamento contidas no parágrafo 10 do pronunciamento da unidade técnica de 13/8/2020 (peça 131) e no parágrafo 33 da última instrução de mérito deste acompanhamento (peça 181), com a promoção de ajustes, nos seguintes termos:

a) **dar ciência à Petrobras, com fundamento no art. 9º, incisos I e II, da Resolução-TCU 315/2020, no sentido de que:**

a.1) a aceitação da conversão do valor negociado para a alienação da NTS para moeda estrangeira, sem prévia fundamentação ou justificativa técnica e financeira que demonstrassem a compatibilidade desta decisão às práticas de gestão integrada de riscos cambiais da companhia, implicaram na assunção de risco cambial que impactou na redução do valor da venda em razão da flutuação da taxa de câmbio ocorrida da assinatura do SPA até a data do pagamento, 4/4/2017, em desacordo com os princípios constitucionais da razoabilidade, da eficiência e da economicidade (art. 37, caput, da Constituição Federal), bem como com as diretrizes da Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras que orientam que as negociações devem buscar as melhores condições para a Petrobras (item 3.3.1.5 da Sistemática de Abril/2014 e item 3.4.6 da Sistemática de 2016);

a.2) o mecanismo estabelecido no acordo de pré-fechamento para a compensação mensal entre a diferença do valor da tarifa estabelecido no GTA original e aquele pactuado no aditivo do GTA não retrata a efetiva diferença calculada para se estimar o valor da NTS em razão da não implementação do aumento de capacidade da Malha Gasbel II, o que leva a estatal a ser ressarcida por um valor que pode ser inferior àquele pelo qual foi calculada a redução de valor da NTS por ocasião da valoração do ativo, em contrariedade aos princípios da economicidade, da eficiência e da moralidade estatuídos no art. 37 da Constituição Federal;

b) recomendar à Petrobras, com fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, que promova alterações em sua Sistemática de Desinvestimentos, fazendo constar a previsão de que os ajustes de preço a serem feitos no fechamento das operações de alienação/aquisição de ativos devem sempre buscar a neutralidade entre as partes, ou seja, considerem as diferenças efetivamente observadas nas contas a serem ajustadas, evitando-se que sejam feitas com base em previsões, em atenção aos princípios da eficiência e moralidade, definidos no caput do art. 37 da Constituição da República de 1988;

- c) *informar os resultados da presente fiscalização à Comissão de Fiscalização Financeira e Controle da Câmara dos Deputados, em atendimento à Proposta de Fiscalização e Controle 97/2016 e ao subitem do 9.3 do Acórdão 2.377/2021-TCU-Plenário, Ministro-Relator Augusto Nardes, encaminhando-lhe o relatório, voto e acórdão que vier a ser proferido e alertando-lhe sobre o grau de confidencialidade de tais documentos e sobre a obrigação de manutenção do sigilo, de acordo com a legislação em vigor;*
- d) *encerrar o presente processo, após as comunicações pertinentes.*

É o Relatório.

VOTO

Trata-se de Relatório de Acompanhamento com o objetivo de examinar a regularidade da alienação de 90% da participação detida pela Petrobras na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) para o Fundo Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia (FIP), liderado pela Brookfield Brasil Asset Management Investimentos Ltda. (Brookfield), pelo valor de US\$ 5,1 bilhões.

2. O trabalho, voltado a avaliar a aderência da operação, transcorrida de 21/6/2015 a 4/4/2016, às práticas de mercado, à Sistemática de Desinvestimentos do Sistema Petrobras, à legislação pertinente e aos princípios da administração pública, buscou tratar as seguintes questões principais de auditoria:

Questão 1: O processo de seleção foi efetuado de acordo com as normas aplicáveis e com observância aos princípios da imparcialidade, isonomia e da obtenção da proposta mais vantajosa?

Questão 2: As taxas de desconto adotadas para fins de verificação da aceitabilidade da proposta foram calculadas com base em premissas condizentes com os riscos envolvidos e com as projeções da Petrobras e/ou do mercado?

Questão 3: As premissas adotadas para o cálculo dos fluxos de caixa da NTS eram razoáveis e adequadas?

Questão 4: O câmbio utilizado para converter o preço da alienação da NTS de reais para dólar foi compatível com as previsões de mercado?

Questão 5: A avaliação das propostas pela Brookfield foi realizada buscando as condições mais vantajosas para a Petrobras?

Questão 6: Os ajustes de preço no closing da operação foram efetuados de maneira razoável e adequada, e respeitaram as regras estabelecidas no SPA (*Sale and Purchase Agreement*)?

3. A partir da execução da fiscalização, a equipe de auditoria apontou nove achados principais, assim registrados no Relatório de Acompanhamento (peça 110):

Achado 1: Devido ao desequilíbrio no processo de negociação com a compradora, ocorreu a aceitação da conversão do valor da venda para moeda estrangeira em condições desfavoráveis à Petrobras, o que levou a estatal a assumir, de forma desarrazoada, grande parcela do custo de proteção ao risco cambial, acarretando a redução de aproximadamente R\$ 1,16 bilhões no preço de venda (6,67% do valor total);

Achado 2: Devido ao desequilíbrio no processo de negociação com a compradora, ocorreu a definição de condições desvantajosas para a Petrobras no ajuste de preço por adiantamento ou postergação do *closing*, o que levou a estatal a pagar valores não razoáveis pela postergação do fechamento da operação, ocasionando uma redução do preço da alienação da NTS em torno de R\$ 464,82 milhões;

Achado 3: Devido à não preparação do ativo para venda, ocorreu a incorporação no *Sale and Purchase Agreement* (SPA) de valor de tarifa prevista em minuta de aditivo para o contrato de transporte (GTA) da Malha de gás SE II não aprovado previamente pela ANP, o que leva à evidenciação de uma situação fática de utilização de uma tarifa de transporte de gás que não retrata os custos efetivamente incorridos pelo transportador em contrariedade à regulamentação do serviço de transporte de gás estabelecida na Resolução ANP 15/2014.

Achado 4: Devido à utilização de um valor da tarifa de transporte de gás da Malha SE II na avaliação da NTS inferior àquele estabelecido na minuta do aditivo ao GTA contido no

Anexo 2B do SPA, o mecanismo estabelecido no acordo de pré-fechamento para a compensação mensal entre a diferença do valor da tarifa estabelecido no GTA original e aquele pactuado no aditivo do GTA não retrata a efetiva diferença calculada para se estimar o valor da NTS em razão da não implementação do aumento de capacidade da Malha Gasbel II, o que leva a estatal a ser resarcida por um valor inferior àquele pelo qual foi calculada a redução de valor da NTS por ocasião da valoração do ativo.

Achado 5: Devido à ausência de análises críticas por parte da Petrobras, ocorreu a adoção, pelo assessor financeiro, de taxas de desconto calculadas com premissas e métodos tecnicamente frágeis, o que levou a maior incerteza na valoração do ativo, dificultando a aferição da adequação do preço de venda pactuado;

Achado 6: Devido à falta de dados disponíveis e ao fato de que os recebíveis não foram alienados fiduciariamente, a Petrobras não levou em consideração na valoração da NTS a redução do risco decorrente da conta centralizadora, o que levou a majoração indevida da taxa de desconto, ocasionando uma diminuição do valor de avaliação do ativo;

Achado 7: Devido à atualização do Ke e WACC no curso do processo de alienação, a Petrobras adotou, como base para a decisão de alienação, a despeito das ressalvas contidas nas notas técnicas da área financeira, avaliações econômico-financeiras feitas com parâmetros diferentes daqueles previamente aprovados pelas instâncias pertinentes, o que levou a utilização de taxas de desconto maiores, ocasionando valores de avaliação do ativo menores;

Achado 8: Devido às condições pactuadas no contrato firmado com o assessor financeiro, ocorreu o pagamento de comissão de êxito, o que leva a uma maior percepção do risco de viés nas avaliações econômico-financeiras, dificultando a verificação da adequação do preço pactuado para a NTS;

Achado 9: Devido ao não refazimento da fase não vinculante, à não comunicação a todos os interessados sobre mudanças nas condições do negócio e à assinatura de termo de exclusividade com o FIP, ocorreu uma falta de isonomia e limitação da competitividade no processo de seleção de interessados, o que levou a Petrobras a prosseguir no negócio com o FIP, mesmo com valores de oferta inferiores aos da avaliação interna não sensibilizada.

4. Os achados descritos resultaram originalmente em propostas de audiências (Achados 1 e 2), de oitiva (Achado 3) e de recomendações (Achados 5, 7 e 8). Não foram apresentadas propostas específicas no relatório para os Achados 4, 6 e 9.

5. Os apontamentos do Relatório de Acompanhamento (peça 110) foram objeto de seguidas manifestações, acompanhadas de novos elementos, trazidas pela Petrobras (peças 124-126, 128, 135-156, 223-224, 229-231), os quais, juntamente com respostas de outras medidas saneadoras (peças 173-174, 178-179, 197-211), foram examinados em novas instruções pela então Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural – SeinfraPetróleo, sucedida pela Unidade de Auditoria Especializada em Petróleo, Gás Natural e Mineração – AudPetróleo (peças 129-131, 159-161, 181-183, 188-190, 226-228). Em linhas gerais, os pronunciamentos das unidades técnicas concluíram pelo afastamento das propostas originais de audiências de gestores, pela insubstância do Achado 2 e pelo aprimoramento das propostas de recomendação e/ou de ciência, conforme sintetizado adiante.

6. Quanto ao **Achado 1**, o relatório final da equipe de fiscalização (peça 110) concluiu que a Petrobras teria feito concessões no processo de negociação com a Brookfield, impactando na redução do valor da venda em, pelo menos, US\$ 110.686.468,87 em razão da taxa de câmbio adotada para conversão (R\$ 3,35 por dólar), que não retratava a taxa de mercado à época, e, posteriormente, ainda teria arcado com perda cambial de R\$ 790.043.283,59, em razão da flutuação da taxa de câmbio ocorrida da assinatura do SPA até a data do pagamento, 4/4/2017. Adotando-se o câmbio do próprio

contrato (R\$ 3,35 por dólar), a redução total de valor da proposta da Brookfield, em reais, por conta da conversão do preço para o dólar teria sido da ordem R\$ 1,16 bilhões.

7. Tais concessões demonstrariam significativo desequilíbrio nas condições de negociação entre a Petrobras e a Brookfield, que poderia ter sido mitigado caso a estatal houvesse aberto a oportunidade para outros interessados que deixaram de apresentar propostas ou de prosseguir no certame, dentre outros motivos, por conta da exposição cambial a que estavam expostos.

8. A constatação motivou proposta original de audiência de diversos gestores (Sra. Anelise Quintão Lara, então Gerente Executiva de Aquisições e Desinvestimentos; Sr. Rodrigo Costa Lima e Silva, então Gerente Executivo de Gás Natural; Sr. Ivan de Souza Monteiro, então Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores; e Sr. Jorge Celestino Ramos, então Diretor Executivo de Refino e Gás Natural), por terem proposto e concorrido para a aceitação de condições negociais desfavoráveis à Petrobras.

9. Instada a se manifestar sobre o relatório de fiscalização (Despacho à peça 121), a Petrobras apresentou novas informações (peças 124-126 e 128), fundadas, entre outros: i) no contexto de flutuação da cotação cambial da época; ii) na inexistência, no mercado, de mecanismos de *hedge* de longo prazo; iii) no objetivo principal do programa de desinvestimentos da Petrobras de redução da alavancagem de recuperação financeira da companhia, cuja alavancagem era representada, majoritariamente, por dívidas assumidas em dólares americanos, de modo que a alteração da moeda da transação para dólares representaria para a Petrobras um *hedge* natural para o destino pretendido aos recursos de tal venda (pagamento de dívidas em dólares); e iv) no interesse mútuo das partes envolvidas pela mudança da moeda da transação.

10. Em análise detida da manifestação da Petrobras, a unidade técnica (instrução à peça 129), em síntese, ratificou suas conclusões anteriores no sentido de não restar demonstrado que foi efetuada uma análise prévia e detalhada, evidenciada de forma transparente e objetiva nos documentos que balizaram as decisões, destinada a demonstrar que os riscos incorridos com a conversão do valor do contrato para o dólar suplantavam a potencial redução do valor de venda.

11. Não obstante, a unidade técnica reconheceu a necessidade de reformular o encaminhamento original, de modo que a proposta de audiência fosse transformada em deliberação para que o TCU apenas dê ciência à Petrobras sobre a falha encontrada, nos termos da Resolução-TCU 315/2020 (destaques inseridos):

132. Tal mudança na proposta decorre do fato de que, a par das informações trazidas pela estatal, é forçoso reconhecer que, na realidade, como expresso pela própria Petrobras, em trecho transscrito a seguir, toda a discussão sobre a conversão do valor para o dólar estava inserida dentro de um contexto de negociação do valor da venda:

139. O desafio, portanto, era assegurar que o valor a ser definido para a transação da NTS, em dólares, fosse compatível com o valor atribuído pela Petrobras ao ativo. Dado já haver naquela ocasião uma referência de valor em reais, tal desafio era representado pela taxa de câmbio em que o valor da transação, em reais, seria convertido para dólares.

133. Ou seja, apesar de o relatório apontar que a referida decisão importou numa potencial redução do valor do contrato em aproximadamente R\$ 1,16 bilhão, não é possível falar que tenha havido estritamente um prejuízo, já que a definição do preço, como visto, acabou se dando através de um processo negocial e que o montante total da transação também esteve enquadrado dentro dos intervalos de avaliação apresentados nas *fairness opinions* (embora tenha havido falhas também relacionadas à emissão ou análise desses documentos, conforme achados 5, 7 e 8 do relatório final).

134. Ademais, não há como afirmar que tenha havido erro grosseiro, já que, como ora trazido pela Petrobras, a transação não deixou de ser examinada pela própria área financeira da Petrobras, em distintas instâncias, que efetivamente não apontou eventual desenquadramento da decisão em relação às práticas de gerenciamento integrado de riscos cambiais. A esse respeito, com relação à

governança do processo, a estatal enfatiza que a alienação passou por um rigoroso escrutínio, sendo considerada adequada aos interesses da Petrobras por diversas instâncias de análise e decisão, tais como: Comitê de Investimentos, Comitê Técnico Estatutário e de Relacionamento com Investidores, Diretoria Executiva, Comitê-Financeiro, Conselho de Administração e Assembleia de Acionistas (peça 124, p. 19).

135. Assim, ante a ausência de caracterização de dolo ou erro grosseiro, não há como propor especificamente a responsabilização dos gestores, em atenção ao disposto no art. 28 da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro – LINDB (Decreto-Lei 4.657/1942).

12. Concordo com o exame empreendido pela unidade técnica (peça 129; endossado à peça 226). Ponderados os fatos de que os elementos nos autos não caracterizam inequivocamente um prejuízo, e nem tampouco a ocorrência de erro grosseiro, não há que se falar em responsabilização dos gestores.

13. No caso, acolho a proposta dos pareceres no sentido de dar ciência à Petrobras, no sentido de que a aceitação da conversão do valor negociado para a alienação da NTS para moeda estrangeira, sem prévia fundamentação ou justificativa técnica e financeira que demonstrassem a compatibilidade desta decisão às práticas de gestão integrada de riscos cambiais da companhia, implicaram na assunção de risco cambial que impactou na redução do valor da venda em razão da flutuação da taxa de câmbio ocorrida da assinatura do SPA até a data do pagamento, 4/4/2017, em desacordo com os princípios constitucionais da razoabilidade, da eficiência e da economicidade, bem como com as diretrizes da Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras que orientam que as negociações devem buscar as melhores condições para a Petrobras.

14. Em relação ao **Achado 2**, o relatório final da equipe de fiscalização (peça 110) concluiu que o valor do ajuste de preço por adiantamento ou postergação do fechamento consignado no SPA de US\$ 47,8 milhões por mês de atraso teria sido negociado em patamares desiguais entre compradora e vendedora, tanto em razão de uma considerável discrepância nas taxas de juros de correção dos montantes devidos pela Petrobras e daqueles devidos pela Brookfield, bem como em razão do FIP ter sido remunerado pela Petrobras por uma valor que ela sequer havia gasto, uma vez que a subscrição das debêntures só ocorreria no *closing* da operação, ocasionando uma redução do preço de alienação da NTS (estimado R\$ 464,82 milhões).

15. Considerou a equipe de fiscalização que a Petrobras, ao aceitar estabelecer os mencionados ajustes nos termos propostos pela Brookfield, permitiu, de forma injustificada, que o preço pactuado acabasse sendo desequilibrado por um ajuste que beneficiava a parte compradora, em detrimento da neutralidade que deveria haver no ajuste.

16. O Achado 2 resultou em proposta original de audiência dos mesmos gestores arrolados no Achado 1, por terem proposto e concorrido para a aceitação de condições negociais desfavoráveis à Petrobras para o ajuste de preço por adiantamento ou postergação do *closing*, bem como em proposta de recomendação à Petrobras para implementação de mudanças na sistemática de desinvestimentos, alusivas à neutralidade dos ajustes de preço a serem feitos no fechamento das operações.

17. Em posterior manifestação nos autos, a Petrobras argumentou, em essência, que a o ajuste de preço por atraso ou antecipação no *closing* teve por base o a ideia de que a NTS possui um fluxo de caixa finito, de modo que, mantidas as condições macroeconômicas, o valor da companhia se reduz a cada dia, em razão da redução dos resultados futuros esperados com as atividades da empresa. Sob a ótica da Petrobras, o ajuste de preços decorre do equilíbrio entre: i) o caixa gerado pela empresa entre a data-base estabelecida como referência para a valoração da empresa (01/01/2017) e o fechamento da transação, que foi valorado pelo comprador, mas capturado pela Petrobras; e ii) o custo de oportunidade do valor da transação, dado que a Petrobras deixou de auferir os rendimentos de tal montante no mesmo período mencionado.

18. Nos elementos adicionais juntados, entre outros argumentos, a Petrobras, em síntese, esclareceu que a projeção do fluxo de caixa contida na planilha “PPA delay in USD Ajuste Acordado.xls” era influenciada pelos pagamentos dos juros das debêntures pelo FIP, de modo que a inserção da parcela de juros no cálculo (o que foi desfavorável à Petrobras no cálculo do ajuste de preço) foi compensada pela redução da geração de caixa projetado (o que foi favorável à Petrobras no cálculo do ajuste de preço).

19. Em análise dos novos elementos, a unidade técnica (peça 129) acolheu parcialmente as ponderações da Petrobras e concluiu pela elisão do Achado 2, afastando a proposta de audiência e promovendo ajustes na recomendação originalmente proposta:

195. (...) ante a demonstração de que a geração de caixa considerada na planilha original apresentada pela Petrobras a título de memória de cálculo estava influenciada pelo pagamento dos juros das debêntures, de forma que o efeito negativo de um para a Petrobras (os juros das debêntures) era compensado pelo efeito positivo do outro (a redução da geração de caixa ocasionada pelo pagamento dos juros), resta elidida a primeira parte do achado 2.

196. No que se refere à segunda parte do achado, restou esclarecido que a aplicação de taxas diferentes para corrigir o preço de aquisição (5,12%) e o fluxo de caixa da NTS (11,5%) se deu em razão do primeiro ser fixado em dólar e o segundo em reais. Ou seja, a aplicação de taxas diferentes, que levou à aceitação de condições negociais desfavoráveis à Petrobras para o ajuste de preço por adiantamento ou postergação do *closing*, decorreu da decisão de fixar o preço de aquisição da NTS em dólar, que foi objeto do Achado 1.

197. Pelo exposto, o achado 2 resta insubsistente, sendo desnecessário formular propostas de audiência.

198. Quanto à recomendação constante do item d.1.2 do relatório final da auditoria, o seu propósito é que os ajustes sejam feitos com as diferenças efetivamente observadas nas contas a serem ajustadas, e não com base em previsões, justamente para evitar que sejam feitas com base em visões ou prognósticos das partes.

199. Observe-se que este ajuste poderia ter considerado a geração de caixa que efetivamente ficaria com a Petrobras, da mesma forma que o valor do preço poderia ter sido feito adotando-se um índice de preço, o que o tornaria bem mais real.

20. Acolho, por seus fundamentos, o exame e as conclusões da unidade técnica (peça 129, endossado à peça 226), no sentido de considerar elidido o Achado 2, sendo pertinente expedir recomendação à Petrobras para que promova alterações em sua Sistemática de Desinvestimentos, fazendo constar a previsão de que os ajustes de preço a serem feitos no fechamento das operações de alienação/aquisição de ativos devem sempre buscar a neutralidade entre as partes, ou seja, considerem as diferenças efetivamente observadas nas contas a serem ajustadas, evitando-se que sejam feitas com base em previsões, em atenção aos princípios da eficiência e moralidade.

21. Quanto aos **Achados 3 e 4**, relacionados entre si, considero pertinente reproduzir excerto da instrução à peça 226 que traz resumo explicativo do contexto dos apontamentos:

(...) 35. Em termos sintéticos, a NTS tinha como atividade principal o transporte dutoviário de gás. A empresa, que era controlada pela Petrobras, possuía 2.050 km de gasodutos na Região Sudeste, divididos em cinco Malhas: Sudeste, SE II, Gasduc, Gastau e GASPAJ Paulínia – Jacutinga. A cada uma das malhas correspondia um contrato de transporte de gás entre Petrobras e NTS com parâmetros específicos (peça 110, p. 16).

36. A sistemática contratual entre Petrobras, chamada de carregador, e NTS, chamada de transportador, funcionava da seguinte forma: NTS e Petrobras mantinham contratos de transporte de gás de longo prazo chamados *Gas Transportation Agreement* (GTA). Esses contratos funcionavam sob cláusulas de *Ship or Pay*, onde o contratante do serviço de transporte de gás (Petrobras) se obrigava a pagar ao transportador (NTS) por 100% da capacidade contratada, independentemente da quantidade de gás efetivamente transportada (peça 110, p. 16).

37. Dos cinco GTAs que seriam transferidos para NTS, um deles, o GTA da Malha II, foi inicialmente firmado com uma previsão de aumento da capacidade de transporte de 49,4m³/dia até dez 2015 para 50,7 m³ de 2016 a 2023 e 51,4 m³ a partir de 2024. A Petrobras, como carregadora contratante desse serviço de transporte de gás, havia solicitado, ainda em 2014, a alteração do contrato para que não houvesse o aumento de capacidade (peça 110, p. 21).

38. A redução da capacidade contratada deveria ser formalizada mediante aditivo ao GTA, que deveria ser submetido à aprovação prévia da ANP, enquanto órgão regulador do setor. A minuta do aditivo ao GTA da Malha SE II, com a revisão tarifária decorrente da redução da capacidade de transporte, foi protocolada na ANP em 16/11/2016 (peça 110, p. 68).

39. Enquanto a ANP não aprovasse o aditivo, a Petrobras teria que pagar de acordo com quantidade contratada segundo a cláusula *Ship or Pay*, ou seja, a aprovação do aditivo e a consequente redução da capacidade contratada importaria em pagamento de tarifa a menor pela Petrobras.

40. Acontece que, mesmo antes de aprovada pela ANP, a descontratação da capacidade foi considerada no contrato de compra e venda de 90% das ações da NTS. O *Stock Purchase and Sale Agreement* (SPA), celebrado em 23/9/2016, estabeleceu as cláusulas de alienação das ações da NTS pela Petrobras ao Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações, gerido pela Brookfield (peça 110, p. 22 e 68).

41. O que aconteceu foi que o SPA foi celebrado tendo como parâmetro de avaliação econômico-financeira um preço menor pelos serviços de transporte de gás, pois considerava a redução da capacidade contratada, a despeito e independentemente da aprovação da ANP. Um preço menor pelos serviços de transporte importaria em menos receita e, portanto, menor *valuation* da NTS. Acontece que a ANP não aprovou o aditivo, assim a Petrobras, mesmo depois de ter alienado a NTS, foi obrigada a continuar pagando uma tarifa que considerava o aumento da capacidade de transporte do gasoduto.

42. Foi neste contexto que, no achado 3, se afirmou que o ativo não havia sido completamente preparado para venda, o que teria levado a Petrobras a fixar contratualmente uma tarifa para o serviço de transporte de gás com o FIP, sem a aprovação prévia pela ANP, o que levou à evidenciação de uma situação fática de utilização de uma tarifa de transporte de gás que não retratava os custos efetivamente incorridos pelo transportador em contrariedade à regulamentação do serviço de transporte de gás estabelecida na Resolução ANP 15/2014.

22. A constatação motivou proposta original de determinação à ANP para apresentação de informações sobre providências adotadas para análise e processamento da solicitação de autorização prévia da Petrobras para o aditivo de alteração da tarifa de serviço da Malha SE II (ampliação da capacidade do gasoduto Gasbel II).

23. Em instruções posteriores, houve o registro de que a Petrobras já havia alienado os 10% restantes que ainda detinha da NTS, bem como de que existia mecanismo de compensação no SPA, de modo que não haveria prejuízos financeiros para a Petrobras com o pagamento de uma tarifa maior do que a capacidade contratada.

24. O mecanismo de compensação mensal da parcela adicional da receita auferida pela NTS considera a diferença de valor entre (i) as tarifas originais (incluindo os investimentos das rampas do Gasbel II) e (ii) as tarifas originais revisadas (excluindo os investimentos das rampas do Gasbel II), tendo sido compensados pelo FIP à Petrobras desde o Fechamento. Tal compensação cessaria quando da celebração do aditivo de revisão das tarifas de transporte submetida à ANP em 2016, o que motivou atualização da proposta de encaminhamento para a expedição de ciência à mencionada agência reguladora de que “*o não processamento tempestivo da solicitação de autorização prévia formulada pela Petrobras e a NTS para o aditivo caracteriza o descumprimento de suas competências (...)*”.

25. No mais recente pronunciamento de mérito (peça 226), após novas diligências, a unidade técnica registrou que o aditivo em questão foi formalizado em novembro/2022, dispensando a medida (ciência) aventada anteriormente.

26. Especificamente com relação ao Achado 4, a unidade técnica ponderou que, tendo em vista o fato de a Petrobras já haver alienado os 10% remanescentes de sua participação na NTS, eventual medida poderia ser avaliada no âmbito do acompanhamento permanente efetuado pela unidade técnica quanto à gestão da Petrobras, de acordo com os critérios de risco, materialidade e relevância, sem prejuízo de, nestes autos, dar ciência à Petrobras de que o mecanismo de compensação não retrata a efetiva diferença calculada para se estimar o valor da NTS em razão da não implementação do aumento de capacidade da Malha Gasbel II.

27. Manifesto minha concordância com a proposta da AudPetróleo. Conforme bem observado pela unidade, é pertinente consignar a conclusão técnica desta Corte de que o mecanismo de compensação, embora mitigue os riscos associados, não retrata a efetiva diferença calculada para se estimar o valor da NTS.

28. Com relação ao **Achado 5**, o relatório final da equipe de fiscalização (peça 110) concluiu que a ausência de críticas por parte de Petrobras sobre as premissas usadas nas avaliações externas da NTS elevou a incerteza sobre a adequação do valor pactuado para a operação. No caso, considerando que a proposta do FIP foi aceita tomando como base, principalmente, o valuation do Santander, a verificação da adequação da proposta em relação ao real valor da NTS teria ficado prejudicada. O valor contratado de US\$ 5,2 bilhões (equivalente a US\$ 5,5 bilhões para 100% do ativo) estava aquém do mínimo no valuation interno da Petrobras elaborado com a visão vendedor (US\$ 5,8 bilhões). Também estava bem próximo ao limite inferior do intervalo no caso da avaliação interna para a visão comprador (US\$ 5,3 bilhões) e dos limites inferiores dos valuations do Credit Agricole (US\$ 5,4 bilhões) e do Bradesco (US\$ 5,3 bilhões).

29. O apontamento resultou em proposta original de recomendação à Petrobras para promoção de alterações em sua Sistemática de Desinvestimentos, mediante a inclusão de disposições quanto à necessidade de que, nos processos de alienação de ativos, sejam promovidas avaliações críticas sobre a consistência e a qualidade dos relatórios de *valuation* e *fairness opinions* eventualmente emitidos por assessores financeiros e/ou instituições contratadas, examinando-se as premissas, pressupostos e ressalvas, de modo a subsidiar a decisão dos administradores.

30. Sobre o assunto, em acolhimento aos exames posteriores da unidade técnica (peças 129 e 226), considero desnecessária a recomendação proposta, visto que o mesmo teor sugerido já foi objeto de determinação desta Corte no item 9.2.1 do Acórdão 2301/2013-Plenário (Rel. Min. Raimundo Carreiro), proferido em apreciação de processo de Solicitação do Congresso Nacional relacionada à alienação da Petrobras Argentina – PESA (TC 016.174/2016-0).

31. A proposta de recomendação suprimida também era pertinente ao **Achado 6** e ao **Achado 8**.

32. Ainda sobre o **Achado 8**, o relatório final de auditoria havia proposto outras duas recomendações que seriam dirigidas à Comissão de Valores Mobiliários e ao Banco Central e à Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest). Considerando que propostas similares haviam sido lançadas no TC 025.551/2014-0 (Tomada de contas especial referente à aquisição da refinaria de Pasadena pela Petrobras; pendente de apreciação de mérito), optou-se pela desnecessidade de manter tais propostas neste processo.

33. Quanto ao **Achado 7**, o relatório final da equipe de fiscalização (peça 110) concluiu que a Petrobras sensibilizou as taxas de desconto de modo a permitir a aceitação da proposta para aquisição da NTS, uma vez que as avaliações com a utilização dos parâmetros no “caso base” resultavam em uma avaliação do ativo em valores superiores ao valor da oferta, sem a justificativa técnica e econômico-financeira específica e detalhada que esclarecesse a razão de os parâmetros sensibilizados serem cabíveis, oportunos e pertinentes para fins de balizamento da tomada de decisão, a despeito da existência de notas técnicas em sentido diverso.

34. Sobre as premissas macroeconômicas para a avaliação da NTS, a Petrobras esclareceu que trabalhava com três cenários corporativos “equiprováveis” (intitulados Coral, Cardume e Correnteza). Uma vez aprovado qual dos cenários deveria ser utilizado como referência para avaliação, as decisões nos processos de desinvestimentos, em suas diversas fases, deveriam ser tomadas considerando os resultados da avaliação obtidos com fundamento nas premissas do cenário corporativo aprovado (“caso-base”).

35. Em análise do achado, ponderou a unidade técnica ser prática comum nos processos de avaliação de ativos a adoção de cenários base para fins de balizamento da decisão, ainda que admitida a análise de sensibilidade para determinadas premissas e a avaliação de cenários alternativos. Mas, caso a decisão venha a ser tomada considerando-se tais sensibilidades e cenários alternativos, distanciando-se da referência principal, deve haver aposição de justificativas específicas, adequadas e formalizadas.

36. O achado resultou em proposta original de recomendação à Petrobras para ajustes na Sistemática de Desinvestimentos, fazendo constar (i) a recomendação de que as decisões em processos de desinvestimentos, em suas diversas fases, sejam tomadas considerando-se os resultados da avaliação no “caso-base”; (ii) a obrigatoriedade de que as decisões que venham a ser tomadas considerando também os resultados das “análises de sensibilidade”, nas situações em que a avaliação no “caso-base” demonstre o não enquadramento da proposta recebida, sejam precedidas de justificativa técnica e econômico financeira específica e detalhada que esclareça o porquê de os parâmetros sensibilizados serem cabíveis, oportunos e pertinentes para fins de balizamento da tomada de decisão; (iii) a necessidade de comprovação de que os parâmetros utilizados nas análises de sensibilidade foram devidamente explicitados e analisados no pacote de informações que instrui a decisão e aceitos pelas instâncias competentes (CA e/ou DE), em atenção aos princípios da eficiência e moralidade, definidos no caput do art. 37 da Constituição da República de 1988.

37. Acerca dessa matéria, em acolhimento aos exames posteriores da unidade técnica (peças 217 e 226), considero desnecessária a recomendação proposta, visto que por meio do Acórdão 2.479/2021-Plenário (Rel. Min. Walton Alencar Rodrigues), já foi proferida recomendação com teor semelhante, em apreciação de Relatório de Acompanhamento na Petrobras na alienação da Refinaria Landulpho Alves (Rlam).

38. Por fim, sobre o **Achado 9**, o relatório final da equipe de fiscalização (peça 110) apontou uma falta de isonomia e limitação da competitividade no processo de seleção de interessados, pois não houve o refazimento da fase não vinculante, com a comunicação a todos os interessados sobre mudanças nas condições do negócio, tendo a Petrobras prosseguido no negócio com o FIP, mesmo com valores de oferta inferiores aos da avaliação interna não sensibilizada.

39. Em relação à constatação, deixou-se de fazer proposição específica, uma vez que a Sistemática de Desinvestimento em vigor já prevê que o processo volte à etapa anterior quando houver mudanças significativas que impactem na formulação de propostas dos interessados.

40. No contexto geral da fiscalização, em visão ampla dos achados registrados, anuo à conclusão da unidade técnica de que existiram fragilidades tanto no processo de avaliação econômico-financeira do ativo quanto nos processos de seleção do comprador e de conversão do valor da oferta para moeda estrangeira, que, quando tomados em conjunto, dificultaram, em alguma medida, a obtenção de um nível razoável de asseguração de que os montantes recebidos pela Petrobras na alienação estejam efetivamente adequados ao potencial econômico-financeiro do ativo vendido.

41. Nesse sentido, e considerando que os achados apontados no relatório da equipe de fiscalização foram objeto de exames mais aprofundados a partir de novos elementos juntados aos autos pela Petrobras e esclarecimentos prestados pela ANP, em diferentes oportunidades, resultando em

aprimoramentos no encaminhamento proposto, creio que os fundamentos técnicos e processuais justificam adequadamente as medidas de ciência e de recomendação a serem expedidas à Petrobras.

42. Registro, ainda, que tendo em vista a determinação contida no subitem 9.3 do Acórdão 2.377/2021-Plenário (Rel. Min. Augusto Nardes), os resultados da presente fiscalização deverão ser apresentados ao Congresso Nacional, com os alertas de praxe sobre o grau de confidencialidade e manutenção do sigilo das informações, de acordo com a legislação em vigor.

Do exposto, VOTO por que seja adotado o acórdão que ora submeto à apreciação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 8 de dezembro de 2025.

ANTONIO ANASTASIA
Relator

ACÓRDÃO Nº 2898/2025 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 019.336/2017-9.
2. Grupo I – Classe de Assunto: V – Relatório de Acompanhamento.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgão/Entidade: Petróleo Brasileiro S.A.
5. Relator: Ministro Antonio Anastasia.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Unidade de Auditoria Especializada em Petróleo, Gás Natural e Mineração (AudPetróleo).
8. Representação legal: Jose Davi Cavalcante Moreira (52440/OAB-DF), Hélio Siqueira Júnior (62.929/OAB-RJ) e outros, representando Petróleo Brasileiro S.A.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de Relatório de Acompanhamento autuado para avaliar a regularidade da venda de 90% da participação da Petrobras na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS).

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão do Plenário, diante das razões expostas pelo Relator, em:

9.1 dar ciência à Petrobras, com fundamento no art. 9º, incisos I e II, da Resolução-TCU 315/2020, no sentido de que:

9.1.1. a aceitação da conversão do valor negociado para a alienação da NTS para moeda estrangeira, sem prévia fundamentação ou justificativa técnica e financeira que demonstrassem a compatibilidade desta decisão às práticas de gestão integrada de riscos cambiais da companhia, implicaram na assunção de risco cambial que impactou na redução do valor da venda em razão da flutuação da taxa de câmbio ocorrida da assinatura do SPA até a data do pagamento, 4/4/2017, em desacordo com os princípios constitucionais da razoabilidade, da eficiência e da economicidade (art. 37, caput, da Constituição Federal), bem como com as diretrizes da Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras que orientam que as negociações devem buscar as melhores condições para a Petrobras (item 3.3.1.5 da Sistemática de Abril/2014 e item 3.4.6 da Sistemática de 2016);

9.1.2. o mecanismo estabelecido no acordo de pré-fechamento para a compensação mensal entre a diferença do valor da tarifa estabelecido no *Gas Transportation Agreement* (GTA) original e aquele pactuado no aditivo do GTA não retrata a efetiva diferença calculada para se estimar o valor da NTS em razão da não implementação do aumento de capacidade da Malha Gasbel II, o que leva a estatal a ser resarcida por um valor que pode ser inferior àquele pelo qual foi calculada a redução de valor da NTS por ocasião da valoração do ativo, em contrariedade aos princípios da economicidade, da eficiência e da moralidade estatuídos no art. 37 da Constituição Federal;

9.2 recomendar à Petrobras, com fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315, de 2020, que promova alterações em sua Sistemática de Desinvestimentos, fazendo constar a previsão de que os ajustes de preço a serem feitos no fechamento das operações de alienação/aquisição de ativos devem sempre buscar a neutralidade entre as partes, ou seja, considerem as diferenças efetivamente observadas nas contas a serem ajustadas, evitando-se que sejam feitas com base em previsões, em atenção aos princípios da eficiência e moralidade, definidos no caput do art. 37 da Constituição da República de 1988;

9.3. informar os resultados da presente fiscalização à Comissão de Fiscalização Financeira e Controle da Câmara dos Deputados, em atendimento à Proposta de Fiscalização e Controle 97/2016 e ao subitem 9.3 do Acórdão 2.377/2021-TCU-Plenário, Ministro-Relator Augusto Nardes, encaminhando-lhe relatório, voto e este acórdão e alertando-lhe sobre o grau de confidencialidade de tais documentos e sobre a obrigação de manutenção do sigilo, de acordo com a legislação em vigor;

9.4. encerrar o presente processo, após as comunicações pertinentes.

10. Ata nº 50/2025 – Plenário.

11. Data da Sessão: 8/12/2025 – Extraordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2898-50/25-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Vital do Rêgo (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Aroldo Cedraz, Bruno Dantas, Jorge Oliveira, Antonio Anastasia (Relator) e Jhonatan de Jesus.

13.2. Ministro-Substituto presente: Marcos Bemquerer Costa.

(Assinado Eletronicamente)

VITAL DO RÊGO

Presidente

(Assinado Eletronicamente)

ANTONIO ANASTASIA

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA

Procuradora-Geral