



**TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO**

Aviso nº 1436 - GP/TCU

Brasília, 21 de novembro de 2022.

Senhor 1º Vice-Presidente,

Encaminho a Vossa Excelência cópia do Acórdão nº 2.386/2022, para conhecimento, em especial no que tange às informações constantes do subitem 9.2 da referida Deliberação, proferida pelo Plenário desta Corte de Contas, na Sessão Ordinária de 26/10/2022, ao apreciar o TC-012.271/2022-5, da relatoria do Ministro Augusto Nardes.

O mencionado processo trata de Solicitação do Congresso Nacional enviada ao TCU por Vossa Excelência, mediante o Ofício nº 155/2022/CFFC-P, de 30/6/2022, relacionado à Proposta de Fiscalização e Controle nº 14/2022, de autoria do Deputado Leo de Brito.

Consoante disposto no subitem 9.3 da aludida Decisão, encaminho-lhe também cópia do inteiro teor dos Acórdãos nºs 977/2022-TCU-Plenário e 1.876/2021-TCU-Plenário.

Informo que, nos termos do subitem 9.7 do citado Acórdão nº 2.386/2022, a Solicitação em tela foi considerada integralmente atendida.

Por oportuno, informo que o Relatório e o Voto que fundamentam o Acórdão nº 2.386/2022 podem ser acessados no endereço eletrônico [www.tcu.gov.br/acordaos](http://www.tcu.gov.br/acordaos).

Atenciosamente,

*(Assinado eletronicamente)*

**MINISTRO BRUNO DANTAS**  
Vice-Presidente, no exercício da Presidência

A Sua Excelência o Senhor  
Deputado Federal AUREO RIBEIRO  
1º Vice-Presidente da Comissão de Fiscalização Financeira e Controle  
Câmara dos Deputados  
Brasília - DF

## ACÓRDÃO Nº 2386/2022 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 012.271/2022-5.
2. Grupo I – Classe de Assunto: II - Solicitação do Congresso Nacional.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgão/Entidade: Petróleo Brasileiro S.A.
5. Relator: Ministro João Augusto Ribeiro Nardes.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetróleo).
8. Representação legal: Juliana Carvalho Tostes Nunes (131998/OAB-RJ), representando Petróleo Brasileiro S.A.

## 9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos que tratam de Solicitação do Congresso Nacional relativa ao Ofício 155/2022/CFFC-P, de 30/6/2022, por meio do qual o Exmo. Sr. Deputado Federal Áureo Ribeiro, 1º Vice-Presidente da Comissão de Fiscalização Financeira e Controle da Câmara dos Deputados, requisita a esta Corte de Contas – em virtude de aprovação, pela referida comissão, da Proposta de Fiscalização e Controle 14/2022, de autoria do Deputado Federal Leo de Brito, nos termos do Relatório Prévio emitido pelo Deputado Federal Jorge Solla – a realização de fiscalização sobre a informação de que a Petrobras S.A. vendeu a Refinaria Isaac Sabbá (Reman) por valor correspondente a 70% do seu valor, e sem estudos que determinassem o impacto na região Norte do país;

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

9.1. conhecer da presente solicitação, por estarem preenchidos os requisitos de admissibilidade previstos nos artigos 38, inciso I, da Lei 8.443/1992, 232, inciso III, do Regimento Interno do TCU e 4º, inciso I, alínea “b”, da Resolução - TCU 215/2008;

9.2. comunicar ao solicitante, Exmo. Sr. Deputado Federal Áureo Ribeiro, 1º Vice-Presidente da Comissão de Fiscalização Financeira e Controle da Câmara dos Deputados, que este Tribunal já realizou as duas fiscalizações que resultaram nos acórdãos a seguir relacionadas, que atendem aos objetivos demandados:

9.2.1. acompanhamento realizado na empresa Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras), com o objetivo de avaliar os processos de desinvestimento dos ativos da Refinaria Isaac Sabbá (Reman), Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) e Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste (Lubnor) - Acórdão 977/2022-TCU-Plenário;

9.2.2. auditoria de natureza operacional para verificar como o Governo Federal tem atuado para reorganizar o mercado nacional de refino de petróleo, tendo em vista os desinvestimentos pretendidos pela Petrobras - Acórdão 1.876/2021-TCU-Plenário;

9.3. enviar cópia dos acórdãos referenciados no item anterior ao solicitante, Exmo. Sr. Deputado Federal Áureo Ribeiro, 1º Vice-Presidente da Comissão de Fiscalização Financeira e Controle da Câmara dos Deputados, acompanhado dos respectivos relatórios e votos que os fundamentaram;

9.4. estender, por força do art. 14, inciso III, da Resolução-TCU 215/2008, os atributos definidos no art. 5º daquela resolução aos processos TC 024.764/2020-5 e TC 003.245/2020-9, uma vez reconhecida a conexão do respectivo objeto com o da presente solicitação;

9.5. juntar cópia deste acórdão, acompanhado de seu relatório e voto, aos processos conexos TC 024.764/2020-5 e TC 003.245/2020-9, conforme determina o art. 14, inciso V, da Resolução - TCU 215/2008;

9.6. enviar cópia deste acórdão ao solicitante, informando-lhe que o relatório e voto que o fundamentam podem ser acessados no endereço eletrônico [www.tcu.gov.br/acordaos](http://www.tcu.gov.br/acordaos); e

9.7. considerar a solicitação integralmente atendida e encerrar o presente processo, nos termos dos arts. 169, inciso II, do Regimento Interno do TCU e 17, inciso II, da Resolução - TCU 215/2008.

10. Ata nº 41/2022 – Plenário.

11. Data da Sessão: 26/10/2022 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2386-41/22-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Bruno Dantas (na Presidência), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Augusto Nardes (Relator), Vital do Rêgo, Jorge Oliveira e Antonio Anastasia.

13.2. Ministros-Substitutos convocados: Augusto Sherman Cavalcanti e Marcos Bemquerer Costa.

13.3. Ministro-Substituto presente: Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

**BRUNO DANTAS**

Vice-Presidente, no exercício da Presidência

(Assinado Eletronicamente)

**AUGUSTO NARDES**

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

**CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA**

Procuradora-Geral

## ACÓRDÃO Nº 977/2022 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 024.764/2020-5.
- 1.1. Apenso: 044.567/2021-9
2. Grupo I – Classe de Assunto V: Acompanhamento.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Entidade: Petróleo Brasileiro S/A.
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: Hélio Siqueira Júnior (62.929/OAB-RJ), Luciana Chamusca Ferreira Guerra (19.720/OAB-BA), Juliana Carvalho Tostes Nunes (131.998/OAB-RJ), André de Almeida Barreto Tostes (20596/OAB-DF), Eduardo Luiz Ferreira Araújo de Souza (54.217/OAB-DF), Ellen Cristiane Jorge Oliveira (19821/OAB-DF), Taísa Oliveira Maciel (118.488/OAB-RJ), Viviane do Nascimento Pereira Sá (130.645/OAB-RJ) e Marco Aurelio Ferreira Martins (194793/OAB-SP), representando Petróleo Brasileiro S/A.
9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de acompanhamento realizado na empresa Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras), com o objetivo de avaliar os processos de desinvestimento dos ativos da Refinaria Isaac Sabbá (Reman), Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) e Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste (Lubnor).

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

  - 9.1. considerar que a Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras) atendeu, sob ponto de vista formal, aos ditames da Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras, relativamente ao processo de desinvestimento da Refinaria Isaac Sabbá (Reman), no âmbito do Projeto Phil, *omissis...*, não tendo sido identificadas impropriedades ou irregularidades nos demais aspectos avaliados, quais sejam, a adequação do preço ofertado para a venda, a oportunidade do momento de venda, e a devida fundamentação e informação do processo decisório;
  - 9.2. encaminhar cópia deste Acórdão à Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras), informando-a de que o conteúdo da decisão poderá ser consultado no endereço [www.tcu.gov.br/acordaos](http://www.tcu.gov.br/acordaos);
  - 9.3. manter o sigilo dos autos, tornando público, apenas, este acórdão, bem como o relatório e voto que o fundamentam;
  - 9.4. restituir o presente processo para as providências finais elencadas neste Acórdão, relativas ao tratamento do sigilo da informação, e prosseguimento do acompanhamento quanto aos demais ativos do projeto de alienação de refinarias, *omissis...*, nos termos do subitem 95.3 do Anexo da Portaria-Segecex 27 de 9/12/2016.
10. Ata nº 16/2022 – Plenário.
11. Data da Sessão: 4/5/2022 – Ordinária.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-0977-16/22-P.

## 13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Ana Arraes (Presidente), Walton Alencar Rodrigues (Relator), Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Vital do Rêgo e Antonio Anastasia.

13.2. Ministros-Substitutos convocados: Augusto Sherman Cavalcanti e Marcos Bemquerer Costa.

13.3. Ministros-Substitutos presentes: André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

**ANA ARRAES**

Presidente

(Assinado Eletronicamente)

**WALTON ALENCAR RODRIGUES**

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

**CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA**

Procuradora-Geral

GRUPO I – CLASSE V – Plenário

TC 024.764/2020-5 [Apenso: TC 044.567/2021-9]

Natureza: Relatório de Acompanhamento

Entidade: Petróleo Brasileiro S/A.

Representação legal: Hélio Siqueira Júnior (62.929/OAB-RJ), Luciana Chamusca Ferreira Guerra (19.720/OAB-BA), Juliana Carvalho Tostes Nunes (131.998/OAB-RJ), André de Almeida Barreto Tostes (20596/OAB-DF), Eduardo Luiz Ferreira Araújo de Souza (54.217/OAB-DF), Ellen Cristiane Jorge Oliveira (19821/OAB-DF), Taísa Oliveira Maciel (118.488/OAB-RJ), Viviane do Nascimento Pereira Sá (130.645/OAB-RJ) e Marco Aurelio Ferreira Martins (194793/OAB-SP), representando Petróleo Brasileiro S/A.

SUMÁRIO: ACOMPANHAMENTO. DESINVESTIMENTOS DA PETROBRAS. PROJETO DE ALIENAÇÃO DE REFINARIAS. AUSÊNCIA DE IMPROPRIEDADES OU IRREGULARIDADES, QUANTO À ADEQUAÇÃO DO PROCESSO OFERTADO, OPORTUNIDADE DE VENDA E FUNDAMENTAÇÃO DO PROCESSO DECISÓRIO. RESTITUIÇÃO DOS AUTOS À UNIDADE TÉCNICA. CIÊNCIA.

## RELATÓRIO

Adoto, como relatório, instrução acolhida pelo escalão dirigente da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetróleo), com as omissões dos trechos cuja informação foi classificada como confidencial pela Petrobras, com fundamento no art. 8º, § 3º, inciso III, c/c art. 11, inciso III, da Resolução-TCU 294/2018 (peça 46).

A instrução completa da Unidade Técnica, sem o tratamento de sigilo, consta da peça 47:

### **I. INTRODUÇÃO**

*Trata-se de acompanhamento realizado na empresa Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) com o objetivo de avaliar os objetos de desinvestimentos do Projeto Phil omissis...: Refinaria Gabriel Passos (Regap), Refinaria Isaac Sabbá (Reman), Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) e Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste (Lubnor). Nessa oportunidade, está em análise especificamente o processo de desinvestimento da Reman.*

#### **I.1. Deliberação que originou o trabalho**

*1. Insta informar que o acompanhamento da carteira de desinvestimentos da Petrobras no biênio de 2019-2020 é realizado no âmbito do TC 009.508/2019-8, em atenção ao item 9.6.1 do Acórdão 442/2017-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro José Múcio Monteiro, que determinou que fossem identificados, com base em critérios de relevância, materialidade e risco, os projetos que deveriam ser objeto de fiscalização específica, após deliberação do Plenário.*

*2. Por sua vez, por meio do item 9.2 do Acórdão 1.177/2020-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Walton Alencar Rodrigues, exarado no supracitado processo, foi autorizada a atuação do presente acompanhamento referente ao projeto Phil omissis... O item 9.3 do referido Acórdão, com base no art. 14, inciso III, da Resolução TCU 215/2008, estendeu os atributos definidos no artigo 5º da referida Resolução aos processos de acompanhamento dos desinvestimentos das*

*refinarias da Petrobras.*

## **II. VISÃO GERAL DO OBJETO**

### **Contextualização do desinvestimento**

*3. Deve-se destacar, inicialmente, que o contexto do presente desinvestimento é permeado por aspectos regulatórios e relacionados à defesa da concorrência que vão além das questões estratégicas da Petrobras na sua decisão empresarial de investir e desinvestir em determinados ativos.*

*4. Frise-se, em primeiro lugar, que o desinvestimento da Reman é decorrente de determinação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), que estabeleceu termo de ajustamento de conduta exigindo da Petrobras a venda de pelo menos oito refinarias, o equivalente a aproximadamente 50% da capacidade de refino brasileiro. Têm-se conhecimento que no âmbito daquela autarquia, diversas empresas e associações ingressaram com denúncias contra a Petrobras alegando abuso de poder dominante e práticas anticompetitivas em razão da política de preços de combustíveis praticada pela empresa.*

*5. Tal medida tem o potencial de extinguir o monopólio de fato da Petrobras e diminuir seu poder de mercado, o que viabiliza a entrada de diversos investidores privados, inicialmente comprando as refinarias, e posteriormente permitindo a construção de novas refinarias e infraestrutura logística, sendo um primeiro passo essencial para a atração do investimento necessário à criação de um mercado competitivo e ao atendimento da demanda futura de combustíveis do país.*

*6. Nesse sentido o Conselho Nacional de Política Energética editou a Resolução CNPE 9/2019, que estabelece como interesse da política energética nacional diversas diretrizes para a promoção da livre concorrência no setor de refino de petróleo, por ocasião da realização dos desinvestimentos nacionais.*

*7. Deve-se levar em consideração, ainda, que a eventual prática de preços abaixo da paridade internacional por força do poder de mercado da Petrobras pode caracterizar-se como prática anticompetitiva e até mesmo dumping e ensejar, além dos já citados processos no Cade, diversas ações judiciais por parte de importadores de combustíveis, pequenas refinarias e produtores de bens substitutos, como o de álcool combustível, podendo causar ressarcimentos e multas bilionárias.*

*8. Sobre esse aspecto cabe destacar que há por volta de 30 ações em curso impetradas pelo setor sucroalcooleiro envolvendo a política de preços da Petrobras, as quais envolvem valores muito expressivos, sendo que até o momento os valores líquidos giram em torno de R\$ 65 bilhões. Destaque-se que na maioria das citadas ações judiciais os valores ainda são ilíquidos e têm potencial de atingir valores também bilionários (TC 030.033/2016-0, peça 88).*

*9. A abertura de mercado no setor de refino há muito tempo vem sendo debatida, pois após 24 anos da quebra do monopólio da Petrobras na exploração da cadeia do petróleo (ocasionado pela promulgação da Emenda Constitucional 9, de 1995 e posterior publicação da Lei 9.478/1997), e, diferentemente do ocorrido no segmento de exploração e produção, que experimentou sensível abertura e se beneficiou da participação de várias empresas nacionais e internacionais, o refino e a logística primária de combustíveis frustraram os objetivos pretendidos pelo legislador de atrair investimentos privados e estimular a competição naquele elo da cadeia, mantendo-se concentrados na estatal.*

*10. Diversamente do que aconteceu nos setores de telecomunicações e energia elétrica, por exemplo, nos quais a quebra de monopólio estatal foi seguida de um plano de desestatização dos ativos, no caso do segmento de refino e logística de combustíveis, a quebra do monopólio da*

*Petrobras aconteceu apenas sob o espectro legal (art. 53 da Lei 9.478/1997).*

11. *Apesar de todo o arcabouço jurídico relacionado à cadeia do petróleo indicar um mercado aberto, com livre concorrência e liberdade de preços, a manutenção da infraestrutura de refino e logística concentrada na Petrobras resultou em barreiras a novos entrantes no segmento, caracterizando um “monopólio de fato” que, por sua vez, provoca ineficiências econômicas típicas de mercados imperfeitos.*

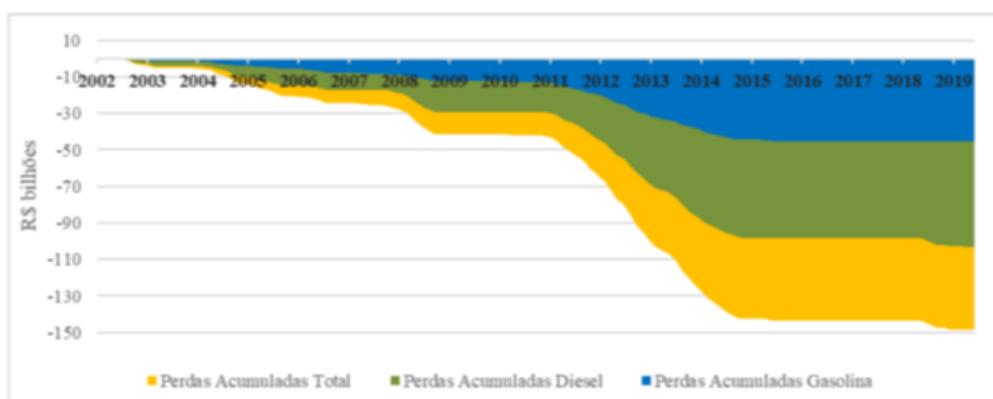
12. *Monopólios de qualquer natureza, sobretudo sem regulação econômica, como é o caso do refino de petróleo no Brasil, permitem ao agente monopolista o arbitramento de preços. Decorre dessa característica a possibilidade de elevação injustificada de preços para a obtenção de lucros extraordinários, com conseqüente redução da eficiência econômica geral ou, no caso de estatais, com a redução do preço para o alcance de políticas públicas ou metas macroeconômicas, em detrimento de sua rentabilidade empresarial.*

13. *Muito embora possa parecer positivo, à primeira vista, controlar a inflação, utilizando o monopólio no refino da Petrobras para a redução dos preços de combustíveis, verificou-se, na prática, diversos efeitos nocivos tanto à empresa quanto ao país, bem como diversas infrações à legislação vigente.*

14. *Nesse sentido, pode-se fazer referência à fiscalização realizada pelo TCU por meio do TC 030.033/2016-0, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, que teve como um dos objetivos verificar o comportamento e as conseqüências da política de preços de combustíveis da Petrobras de 2002 a 2019. Essa fiscalização constatou que a Petrobras, sob a justificativa de se evitar oscilações excessivas de preço dos combustíveis no mercado nacional, praticou, de 2010 a 2014, preços abaixo dos valores registrados no mercado internacional, ocorrendo, inclusive, a venda de combustíveis no país por valores inferiores aos valores de compra praticados nas importações realizadas pela estatal, proporcionando, ao longo desses anos, perda de receitas da ordem de R\$ 150 bilhões (valores não atualizados) para o caixa da empresa.*

15. *Em termos acumulados, conforme ilustra a Figura 1, essa perda de receita líquida pela Petrobras (perda nominal não atualizada) passou de cerca de R\$ 40 bilhões em 2010 para mais de R\$ 140 bilhões ao final de 2014. O cômputo do resultado acumulado das diversas políticas de preços adotadas pela Petrobras para a gasolina e para o diesel, entre 2002 e o primeiro semestre de 2019, é uma perda de receita líquida nominal estimada em quase R\$ 150 bilhões. Desse total, o diesel foi o principal responsável, com perdas nominais de cerca de R\$ 103 bilhões, seguido pela gasolina, com R\$ 45 bilhões. Por serem valores nominais, não consideram o efeito do tempo e da inflação para sua atualização, o que, seguramente, mais que dobraria o valor dessa perda financeira.*

Figura 1 – Perda de receita líquida (acumulada) da Petrobras, em virtude da prática de preços abaixo do mercado internacional, em R\$ bilhões



Fonte: elaboração própria a partir de dados fornecidos pela Petrobras (TC 030.033/2016-0)

16. A renúncia a esse expressivo valor somado a investimentos malsucedidos por problemas de corrupção e planejamento, boa parte deles no próprio refino, levaram a estatal a uma precária situação econômico-financeira, com alto nível de endividamento e aumento expressivo do risco de crédito e insolvência nos anos que se seguiram.

17. Também se destaca que a deterioração dos indicadores da empresa refletiu naturalmente nos proventos recebidos pela União como seu acionista controlador. Durante o período de 2002 a 2013, os dividendos pagos pela Petrobras à União permaneceram em um patamar médio de R\$ 2,37 bilhões. No entanto, nos anos em que a companhia apresentou prejuízos contábeis não houve o pagamento de dividendos, notadamente entre 2014 e 2017.

Figura 2 – Dividendos pagos pela Petrobras ao acionista controlador (União), em R\$ bilhões



Fonte: elaboração própria a partir de dados fornecidos pela Petrobras (TC 030.033/2016-0)

18. Além disso, a Petrobras, por ser sociedade de economia mista listada em bolsa de valores, tendo inclusive ações negociadas no exterior (19,44% do total), com composição acionária privada superior a 63% das ações totais (<https://www.investidorpetrobras.com.br/visao-geral/composicao-acionaria/>), deve buscar alcançar seus objetivos legais e estatutários nos quais não se incluem o controle de inflação ou o subsídio de preços de combustíveis em detrimento de sua lucratividade.

19. A eventual utilização da estatal para esses objetivos, sem os devidos ressarcimentos por parte do Estado, pode ensejar desvio de finalidade em detrimento aos seus acionistas e frontal ilegalidade, considerando o disposto no §2º do art. 8º da Lei das Estatais, com graves repercussões no valor de mercado da empresa e ajuizamentos de ações coletivas no Brasil e no exterior, com potencial de causar enormes prejuízos à Petrobras e à União, e deletérias consequências para a sua financiabilidade, solvência, lucratividade, distribuição de dividendos e capacidade de investimentos.

20. Fato é que enquanto a Petrobras for detentora do monopólio do refino, sempre haverá riscos de ingerências indevidas na definição dos preços dos combustíveis por grupos de interesses, sejam de iniciativa do Governo ou de agentes privados.

21. Registre-se como exemplos a greve dos caminhoneiros em 2018, cuja principal pauta se relacionou ao preço dos combustíveis; recentemente as críticas realizadas por parte do Presidente da República em razão dos sucessivos aumentos de preços de combustíveis praticados pela Petrobras, em decorrência da desvalorização do real e aumento das cotações internacionais do Brent; e as recentes manifestações de políticos pregando abertamente a interferência do Governo para a redução do preço do combustível vendido pela Petrobras na refinaria.

22. Note-se que esses fatos recentes tiveram repercussão imediata no mercado de capitais e no mercado de câmbio, causando expressiva queda no Ibovespa e, especialmente, no valor das

*ações da empresa e desvalorização do real.*

23. *Os problemas decorrentes do monopólio no refino não se limitam a esses aspectos. Em fiscalização realizada por meio do TC 003.245/2020-9, de relatoria do Ministro Walton Alencar Rodrigues, que objetivou avaliar a transição para o novo mercado de refino após o desinvestimento das oito refinarias pela Petrobras, para cumprimento do acordo firmado junto ao Cade, identificaram-se riscos relacionados ao descompasso entre a capacidade da infraestrutura nacional de refino e logística primária e a demanda de combustíveis do país.*

24. *Atualmente, embora o país seja exportador de petróleo, o Brasil já não possui capacidade de refino suficiente para atendimento de todo o mercado nacional de gasolina, diesel e GLP, entre outros combustíveis, sendo importador líquido desses derivados.*

25. *Potencializa o problema o crescimento projetado do mercado de combustíveis, decorrente do crescimento econômico, que demandará vultosos investimentos tanto na infraestrutura de refino como na logística de internalização, movimentação e estocagem de combustíveis. Estudos realizados mostram cenários de necessidades de investimentos novos, até o final dessa década, que podem alcançar a quantia de R\$ 45 bilhões (TC 003.245/2020-9, peça 81, p. 40) para garantir a capacidade de refinamento e transporte adequada às necessidades do país.*

26. *A ausência de investimentos no refino tornará o Brasil cada vez mais dependente da importação de derivados, o que não é estrategicamente desejável, tratando-se de insumos essenciais para o desenvolvimento normal das relações econômicas internas. Mas sem investimentos na cadeia logística de internalização e movimentação de combustíveis, em seus vários segmentos, poderá ocorrer aumento de custo e, no extremo, até o estrangulamento da movimentação e transporte de combustíveis com consequente desabastecimento de localidades.*

27. *Contudo, a existência do monopólio da Petrobras na cadeia do refino afasta o investimento privado. Ocorre que o risco de prática de preços na refinaria abaixo da paridade internacional inviabiliza economicamente negócios privados relacionados tanto ao refino quanto à importação de combustíveis e traz reflexos negativos também em relação à produção de substitutos (biocombustíveis).*

28. *As empresas ligadas ao negócio de refino não têm segurança e previsibilidade para realizar investimentos que, por características deste segmento econômico, são muito elevados e de maturação de longo prazo, sabendo do risco de ver sua lucratividade destruída por preços, eventualmente, abaixo do custo de produção. Já os importadores não têm incentivos para investir em estrutura de logística e estocagem pela mesma razão, já que esse monopólio gera o risco de preços praticados internamente menores que os internacionais de importação, situação já verificada no passado. Em relação aos biocombustíveis, reduções injustificadas no valor de venda da gasolina retiram a competitividade de venda de álcool combustível, diminuindo rentabilidade no setor e reduzindo investimentos em toda a cadeia produtiva da agricultura de cana de açúcar, processamento nas usinas de álcool e logística de transporte e distribuição do biocombustível.*

29. *Dessa forma, a manutenção da situação vigente de monopólio no refino obrigaria a Petrobras a destinar boa parte do seu capital disponível para aumento da estrutura de refino e logística primária sem os quais poderia colapsar, em certas localidades, o abastecimento de combustíveis em futuro não muito distante. Além disso, várias das refinarias colocadas à venda são ativos construídos há décadas e necessitam de revitalizações, substituições e manutenções com elevados e crescentes valores.*

Tabela 1 – Ano de inauguração das refinarias em processo de desinvestimento

Refinarias	Ano de inauguração
RLAM	1950
RNEST	2014
REPAR	1977
REFAP	1968
REGAP	1968
REMAN	1957
LUBNOR	1966
SIX	1972

Fonte: Estudo de valuation das refinarias à venda, elaborado pela XP Investimentos em 4/4/2021 (peça 64 do TC 024.763/2020-9)

30. *Fiscalização do TCU, ocorrida por meio do TC 003.502/2016-3, de relatoria do Ministro José Múcio Monteiro, Acórdão 1.839/2018-TCU-Plenário, verificou que nos primeiros anos da década de 2000 até o início de 2015, a Petrobras envidou esforços para concepção e construção de quatro grandes empreendimentos com o objetivo de ampliar sua capacidade de refino no Brasil. Por volta de 2006, a estatal planejava investir pouco mais de US\$ 12 bilhões (valores não atualizados) para aumentar a capacidade de processamento nacional em cerca de 1.200 kbpd (kbpd = mil barris de petróleo por dia), o que representava um acréscimo de cerca de 70% na capacidade então instalada no país.*

31. *Passados 10 anos, o orçamento desses empreendimentos chegou a ultrapassar US\$ 80 bilhões, dos quais cerca de US\$ 30 bilhões foram desembolsados (valores não atualizados), entretanto, apenas cerca de 100 kbpd foram acrescidos à capacidade do parque de refino nacional em decorrência desses novos empreendimentos. Ou seja, investiu-se em torno de duas vezes e meia o valor total estimado para quase dobrar a capacidade de refino do Brasil, mas o resultado foi um acréscimo de apenas 10% da capacidade esperada de refino, ao custo de cerca de US\$ 30 bilhões.*

32. *Esses fatos indicam, em uma eventual alteração no Plano Estratégico da Petrobras no sentido de realocar investimentos para o refino com o objetivo de atender à crescente demanda de combustíveis do mercado brasileiro, o impacto em volume de recursos no orçamento de investimentos da estatal.*

33. *O Plano Estratégico da Petrobras prevê para o período 2021-2025 investimentos da ordem de US\$ 55 bilhões, dos quais US\$ 46 bilhões estão destinados a exploração e a produção de petróleo, sendo que sua maior parte será direcionada ao pré-sal.*

34. *A lógica dessa escolha reside no fato de o pré-sal brasileiro, embora necessite de bilionários investimentos em inúmeras plataformas de capacidades gigantescas de processamento para produção ultraprofunda, possui elevadíssima produtividade e rentabilidade. O Plano Estratégico 2021/25 da Petrobras indica que o custo de produção do barril de petróleo do pré-sal está em US\$ 2,5/barril, tratando-se de um dos menores custos produtivos do mundo, se assemelhando às jazidas do oriente médio.*

35. *Por outro lado, as margens do refino, conforme atestam os estudos de EVTEA apresentados pela Petrobras neste processo, são bastante reduzidas e eventualmente negativas.*

36. *Como o capital disponível para investimento é limitado, escolhas eficientes precisam ser feitas. Sob a ótica empresarial, a escolha da Petrobras de priorizar investimentos no pré-sal, e não no refino, é economicamente racional e potencializa os resultados da empresa, resultando em*

maior lucratividade, dividendos para a União e investimento futuro, com geração de emprego, renda e exportação para o país.

37. Dessa forma, para o Brasil é absolutamente necessária a atração de investimentos privados para a melhoria da capacidade do refino e da logística primária. Investimentos cuja atração não seria possível no caso da manutenção do monopólio. Por isso, a quebra desse monopólio por meio dos desinvestimentos previstos do parque de refino da Petrobras não somente é desejável do ponto de vista empresarial como também coerente com as orientações da Política Energética Nacional inscritas na Resolução CNPE 9/2019.

38. Diante desses fatos e argumentos – refletidos também na motivação estratégica do desinvestimento, como se verá no tópico seguinte –, esclarece-se que essa fiscalização parte do pressuposto da necessária venda das refinarias pela Petrobras.

39. Esse desinvestimento, no entanto, somente pode ocorrer a preços razoáveis e com a estrita observância das normas aplicáveis. É exatamente a esses pontos a que se dedica essa fiscalização.

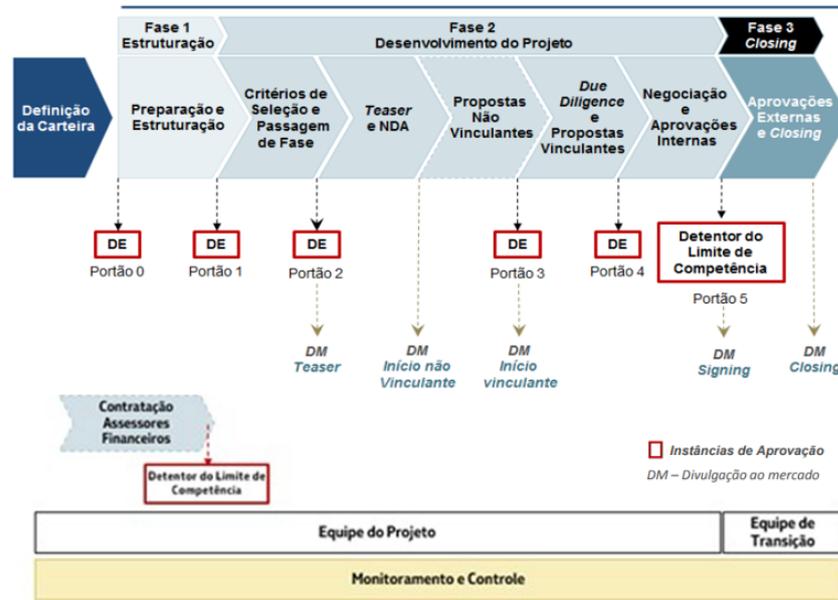
#### **Sistemática de desinvestimentos da Petrobras e o Projeto Phil**

40. Diante da necessidade de concretizar os seus desinvestimentos, a Petrobras desenvolveu uma metodologia para alienação de empresas e ativos, a qual foi consolidada em um normativo interno intitulado “Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras”, aplicando-se a sétima revisão na presente fiscalização. De acordo com as definições do documento, o projeto de desinvestimento é aquele que visa à transferência de titularidade, total ou parcial de bens e/ou direitos pertencentes à Petrobras ou às empresas integrantes do sistema Petrobras.

41. O normativo dispõe que os desinvestimentos devem ser realizados, em regra, por meio de processo competitivo, de modo a assegurar a possibilidade de obtenção da proposta mais vantajosa, devendo ser observados os princípios constitucionais que regem a Administração Pública, os direitos dos acionistas, as obrigações assumidas pela empresa/ativo, e a confidencialidade de informações estratégicas e protegidas por sigilo legal, da companhia, da empresa/ativo ou relacionadas ao projeto de desinvestimento.

42. De acordo com o Fluxograma dos Projetos de Desinvestimentos, reproduzido na Figura 3, tem-se que os projetos são compostos de três fases: a) Fase 1 – Estruturação; b) Fase 2 – Desenvolvimento; e c) Fase 3 – Encerramento.

Figura 3 – Fluxograma dos processos de Desinvestimentos



Fonte: Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras

43. A definição da carteira de ativos a serem desinvestidos pela Petrobras é uma etapa prévia ao início do projeto de desinvestimento e consiste na identificação de oportunidades que integrarão a carteira de desinvestimentos, cuja competência é da área de estratégia e organização e das áreas de negócios da companhia. Essa triagem deve ser realizada visando à aderência do portfólio aos objetivos da Petrobras e deve considerar, entre as principais motivações, o alinhamento estratégico e a atratividade dos indicadores financeiros. Esta etapa é subsidiada por um relatório de entrada, que contém informações relevantes sobre a empresa ou ativo objeto do desinvestimento.

44. Na Fase 1 - Estruturação, são avaliadas alternativas de modelos de negócio de desinvestimento total ou parcial, tais como: private placement, oferta pública de ações ou permuta de ativos. São elaboradas nesta fase a estimativa preliminar de valor, análise de riscos, o cronograma do projeto, a estimativa do fator de sucesso do projeto e relatório de preparação do ativo.

45. A Fase 2 - Desenvolvimento destina-se à realização do processo competitivo. Nela são realizadas consultas ao mercado e o processo competitivo. Nessa etapa, ainda, são definidos os critérios de seleção e classificação de potenciais compradores, são recebidas ofertas não-vinculantes e vinculantes, e ocorrem as negociações e aprovações internas.

46. A Fase 3 - Fechamento se destina à obtenção das aprovações externas, implementação das condições precedentes e o fechamento do projeto de desinvestimento. O fechamento, ou closing, é o evento de conclusão do projeto de desinvestimento, quando ocorre a transferência do objeto de alienação e o recebimento de parte relevante ou integral do valor correspondente, após implementação das condições precedentes.

47. Faz-se mister observar na Figura 3 que os portões constituem instâncias de aprovação das etapas mais relevantes do processo pela Diretoria Executiva ou de outro órgão colegiado competente, de modo que, em cada um destes marcos processuais, há a constituição de um pacote de documentos que é submetido à deliberação colegiada para se avaliar o prosseguimento do projeto para a próxima etapa.

48. O Portão 0 do Projeto Phil foi instrumentalizado pelo omissis..., que conteve como

Anexo 1 o Relatório de Entrada (datado de 1/5/2019). O referido DIP submeteu à Diretoria Executiva (DE) da Petrobras proposta de "Revisão da Carteira de Parcerias, Aquisições e Desinvestimentos para a inclusão do projeto de desinvestimento Phil em substituição aos projetos de desinvestimento Quintana e Bandeira".

49. Cabe destacar que a execução do Projeto Phil, a partir do Portão 1, omissis.... (que não se deve confundir com as fases do processo de desinvestimento delineadas na Sistemática, razão pela qual, para efeitos deste relatório, serão nomeadas também como "Grupos"), sendo que avançou primeiro omissis.... A divisão do Projeto Phil omissis.... buscou garantir celeridade ao processo, considerando o desafio de preparação das oito refinarias para venda.

50. Os Portões 1 e 2 omissis.... do projeto foram aprovados nos termos omissis.... Já os Portões 1 e 2 da omissis.... do projeto foram aprovados nos termos do omissis....

51. O Portão 3 omissis.... foi aprovado nos termos do omissis...., de 14/11/2019. Conforme o Comunicado ao Mercado publicado em 22/11/2019 no sítio eletrônico de Relações com Investidores da Petrobras (<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado>), teve início naquela data a fase vinculante para os ativos da Fase/Grupo 1 do Projeto Phil.

52. O Portão 3 omissis.... Regap foi aprovado nos termos do omissis...., de 11/12/2019. Conforme o Comunicado ao Mercado publicado em 20/12/2019 no citado sítio eletrônico de Relações com Investidores da Petrobras, teve início naquela data a fase vinculante para a Regap.

53. O Portão 3 omissis.... - Reman, SIX e Lubnor foi aprovado nos termos do omissis.... Conforme o Comunicado ao Mercado publicado em 31/1/2020 no citado sítio eletrônico de Relações com Investidores da Petrobras, teve início naquela data a fase vinculante para Reman, SIX e Lubnor.

54. Encontra-se disponibilizada, em ambiente de data room virtual, toda a documentação correspondente aos portões já aprovados.

55. A motivação estratégica para o desinvestimento em refino se sustenta em três eixos: (i) alocação de capital: busca de melhor alocação de capital, priorizando a participação em segmentos com maior vantagem competitiva e maior rentabilidade; (ii) ambiente regulatório: redução da concentração econômica da Petrobras no setor de refino, para alinhamento à orientação de órgãos reguladores que visam promover uma dinâmica competitiva de preços, e de modo a dissociar a Petrobras como a única responsável pelo abastecimento do mercado, pelas despesas de capital (Capex) na expansão de capacidade, e pela formação de preços; e (iii) aumento da resiliência: necessidade de geração de recursos para a redução do nível de alavancagem da empresa, tornando-a mais resiliente à variação de preços do Brent.

56. Essa estratégia se alinha às diretrizes de portfólio da empresa para o ciclo de planejamento 2021-2025, que tem como um de seus objetivos realizar gestão ativa de portfólio de forma a maximizar o valor da companhia. Ademais, como já se disse, a redução da participação da Petrobras no refino foi objeto de ajuste com o Cade, mediante celebração de Termo de Compromisso de Cessação, no qual assentou-se, dentre outros, o compromisso de execução integral do Projeto Phil com prazo final para 31/12/2021 (com possibilidade de prorrogação por mais um ano).

57. No âmbito do TC 009.508/2019-8 verificou-se, do exame da documentação apresentada quanto ao Projeto Phil até o Portão 3 omissis...., e Portão 2 da omissis...., que a condução do processo teve adequado grau de aderência aos procedimentos ditados pela Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras.

58. Todavia, diante da alta materialidade e complexidade que revestem o projeto,

sobremaneira denotadas nos valores, riscos e dissinergias registradas naqueles autos, cujo desenvolvimento e tratamento se antecipou que demandariam especial atenção nas etapas seguintes, foi determinada pelo Acórdão 1.177/2020-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Walton Alencar Rodrigues, a análise dos demais portões em processo específico.

59. Dessa forma, a presente fiscalização tem por objeto o Projeto Phil omissis..., que visa a alienação de 100% da participação das refinarias Regap, Reman, SIX e Lubnor, com suas respectivas logísticas de suprimento de petróleo e escoamento de derivados associadas, através de processos competitivos individuais.

60. O modelo de alienação escolhido foi o de venda da refinaria por meio da criação de subsidiárias 100% Petrobras (“NewCo”), com a finalidade específica de receberem os aportes dos ativos no âmbito de cada cluster (refinaria com sua logística de suprimento de matéria-prima e escoamento de derivados associada) que venha a ser alienado, de forma que a totalidade das ações das sociedades criadas possam ser transferidas ao eventual comprador, no closing de cada processo competitivo.

61. Mais especificamente, o objeto do presente relatório é a Refinaria Isaac Sabbá – Reman, cujo processo de desinvestimento é o mais avançado dentro do Projeto Phil omissis.... A Reman está localizada no município de Manaus, no estado do Amazonas, e está interligada por um conjunto de dutos ao terminal aquaviário (TA) de Manaus, que não possui tancagem própria, mas permite internação de petróleo e movimentação (envio e recebimento) de derivados.

62. O polo de venda de Manaus está ligado à refinaria. O polo de venda de Itacoatiara também fica localizado no estado do Amazonas e pode ser atendido tanto pela Reman como por outras refinarias.

63. Com capacidade de processamento de 46 kbpd, o que representa 2,0% da capacidade de produção da Petrobras, a refinaria produz GLP, nafta petroquímica, gasolina, querosene de aviação, óleo diesel, óleo combustível, asfalto e outros derivados. A Reman tem capacidade de armazenamento de 2.197 mil barris em 50 tanques, sendo 7 para petróleo (693 mil barris) e 43 para derivados e outros produtos (1.505 mil barris).

### **II.1. Delimitação do escopo e do não-escopo do trabalho**

64. Como já mencionado, os Portões 0 a 2 da Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras, para o Projeto Phil omissis..., foram acompanhados no âmbito do supracitado TC 009.508/2019-8, e não foram identificados indícios de irregularidades que demandassem atuação específica do Tribunal naquelas etapas. Dessa forma, tais portões, de forma geral, não são objeto da presente fiscalização.

65. Contudo, os documentos e as análises realizadas naquela ocasião serviram de subsídios para a determinação dos pontos de maior risco, relevância e materialidade para a definição do escopo da presente fiscalização, que abrange os Portões 3, 4 e 5 da Sistemática, referentes, respectivamente, às etapas de propostas vinculantes e de negociação. Por outro lado, é relevante notar que não fazem parte do escopo da presente fiscalização o closing e o carve out do projeto.

66. O escopo e não-escopo aqui apresentado, em que pese tratar especificamente da alienação da Reman, tomou como modelo a fiscalização realizada sobre o processo de alienação da Refinaria Landulpho Alves (Rlam), no âmbito do Projeto Phil omissis.... (TC 024.763/2020-9, peça 78) – o primeiro dos ativos de refino a ter o contrato de compra e venda assinado –, sem prejuízo das devidas adaptações, de acordo com a evolução do projeto como um todo e das especificidades do processo de venda. O acompanhamento da alienação da Rlam foi apreciado em 13/10/2021, resultando na prolação do Acórdão 2.479/2021 – TCU – Plenário, de relatoria do

Ministro Walton Alencar Rodrigues.

67. *Destaque-se, nesse sentido, que a presente fiscalização incluiu o exame de aderência à Sistemática para os procedimentos relacionados ao Portão 3 da Reman, porquanto, diferentemente do que ocorrera para a Rlam, não haviam sido contemplados anteriormente no TC 009.508/2019-8.*

68. *Para essa etapa, portanto, seguindo a metodologia simplificada adotada no âmbito daquele processo de acompanhamento geral da Carteira de Desinvestimentos da Petrobras quanto ao Portão 3 dos ativos da omissis..., teve-se por objetivo, de modo geral, a verificação de conformidade dos procedimentos adotados com a Sistemática.*

69. *Sem prejuízo desse enfoque mais amplo, vale registrar que os aspectos mais relevantes dessa fase de propostas não-vinculantes – também referida como "fase não-vinculante" – são: o refinamento da estimativa interna preliminar de valor do ativo, consubstanciada no Relatório Interno Preliminar de Avaliação Econômico-Financeira (RIPAEF), a competitividade do processo (em vista da quantidade de acordos de confidencialidade firmados e ofertas não-vinculantes recebidas), a compatibilidade entre os valores das ofertas não-vinculantes e o resultado do valuation interno preliminar, e a classificação de propostas à fase seguinte.*

*Desse modo, fazem parte do escopo da presente fiscalização os seguintes documentos e/ou informações referentes ao Portão 3: teaser, acordo de confidencialidade e declaração de conformidade, Instruction Letter, Memorando Descritivo (Infomemo), resultados do Relatório Interno Preliminar de Avaliação Econômico-Financeira (RIPAEF), propostas não-vinculantes, e DIP de submissão à DE contendo as justificativas para a classificação das propostas não-vinculantes.*

70. *Retomando a referência adotada no processo de desinvestimento da Rlam, sobremaneira para o planejamento da ação de controle, verificou-se, na etapa não-vinculante daquele feito, que foram apresentadas propostas com elevada assimetria de valor ante a avaliação interna realizada pela Petrobras, fazendo com que a Comissão de Alienação recomendasse as seguintes providências para a etapa subsequente:*

*a) análise crítica das premissas consideradas no valuation interno;*

*b) comparação do valuation interno com referências de transações similares; e*

*c) fundamentar e detalhar as premissas dos Planos de Negócios das refinarias nas Management Presentations com os potenciais compradores na tentativa de trazer as ofertas vinculantes para a faixa de valor da Petrobras.*

71. *Dessa forma, devido à elevada materialidade dos ativos e do risco de subvalorização dos mesmos, avalia-se na etapa de proposta vinculante se tais providências foram tomadas no intuito de esclarecer a adequação das avaliações internas e se as informações necessárias foram disponibilizadas aos potenciais compradores para que suas propostas estejam compatíveis com o valor de mercado das refinarias.*

72. *Além disso, verifica-se se a estimativa de valor do ativo, que serve de parâmetro decisório na aceitação das ofertas, foi adequadamente estabelecida. Para tanto, escrutinou-se as premissas e os parâmetros mais relevantes dos estudos econômico-financeiros realizados para valorar os ativos, bem como verificou-se se o valuation interno foi definido com base em estudo econômico-financeiro robusto, com a utilização de premissas consistentes, fidedignas e factíveis, e informações extraídas de fontes oficiais ou reconhecidas de mercado. Verificou-se, ainda, aspectos relacionados aos valuations externos (visão compradora do ativo).*

73. *Outro ponto relevante é o que trata da classificação das propostas para a fase de negociação. Verifica-se se houve isonomia nessa fase e se foram adotados critérios objetivos para*

a escolha da proposta vencedora e se foram estabelecidas as condições necessárias para a etapa de negociação, no intuito de se atingir a melhor proposta para a Petrobras.

74. Assim, mais especificamente, os seguintes documentos e/ou informações referentes ao Portão 4 fazem parte do escopo da presente fiscalização: comprovante de atendimento às recomendações da comissão de licitação quanto às discrepâncias mais relevantes entre as avaliações internas e as propostas não-vinculantes; cartas convite; due diligences; rubricas mais relevantes dos RIAEFs; avaliações externas; propostas vinculantes; e o DIP de submissão à DE contendo as justificativas para a classificação das propostas vinculantes e as condições para início das negociações.

75. Por sua vez, no Portão 5 verifica-se se as alterações na proposta vinculante foram adequadamente justificadas e resultaram em uma proposta vantajosa para a Petrobras. Além disso, também se verifica se houve alteração do objeto da licitação, caso em que, por uma questão de isonomia e no intuito de se obter a proposta mais vantajosa, o processo deve voltar para a fase competitiva.

76. Nesse sentido, devido à sua relevância para o processo decisório, fazem parte do escopo, especialmente, os seguintes documentos e/ou informações relativos ao Portão 5: Relatório da Comissão de Alienação contendo as análises realizadas para a seleção da melhor proposta, as justificativas para esta seleção, e o resultado final do Processo Competitivo; pontos mais relevantes das fairness opinions; Parecer de Conformidade e DIP de aprovação da transação pelas instâncias competentes.

### **II.1.1. Relatório da CGU**

77. Importante mencionar que a Secretaria Federal de Controle Interno (SFC), órgão de controle interno do Poder Executivo Federal, realizou fiscalização nos desinvestimentos dos ativos de refino da Petrobras, cujo objeto, embora tenha se aprofundado mais no processo de alienação da Rlam, guarda estreita relação de conexão com a fiscalização ora em execução.

78. O relatório final da auditoria foi emitido ainda em fevereiro de 2021, de maneira que a Petrobras se utilizou das conclusões da CGU e a partir delas produziu novos documentos e análises que serviram para melhor informar os agentes decisores no seguimento do processo.

79. Outrossim, em virtude da conexão entre a fiscalização da CGU e o presente acompanhamento, respeitando a independência das instâncias de controle quanto às conclusões exaradas, as informações contidas no referido relatório serão aproveitadas, quando oportuno, no deslinde das questões de auditoria apresentadas a seguir.

80. O Apêndice A deste relatório apresenta informações mais detalhadas acerca do trabalho realizado pela CGU e as conclusões alcançadas.

### **II.2. Questões de auditoria**

81. Considerando o escopo e o não escopo do trabalho e em virtude da análise dos documentos encaminhados e das reuniões realizadas, foram elaboradas as seguintes questões de auditoria:

Tabela 2 – Questões de auditoria

Questão	Título do tópico nesta instrução
---------	----------------------------------

<i>Questão 1: Os procedimentos adotados pela Petrobras na fase de propostas não-vinculantes (após o Portão 2) tiveram adequado grau de aderência às prescrições da Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras?</i>	<i>Conformidade da fase não-vinculante com a Sistemática</i>
<i>Questão 2: A Petrobras tomou as providências necessárias para que os proponentes tivessem acesso às informações necessárias para a elaboração de propostas vinculantes compatíveis com o valor entendido pela Petrobras como justo para o ativo?</i>	<i>Elaboração das propostas vinculantes</i>
<i>Questão 3: O valor que servirá de critério para verificar se a proposta é vantajosa para a Petrobras foi adequadamente estabelecido?</i>	<i>Valuation interno de referência</i>
<i>Questão 4: As possíveis discrepâncias entre as avaliações externas e as avaliações internas foram adequadamente tratadas pela Petrobras?</i>	<i>Discrepâncias entre os valuations</i>
<i>Questão 5: A seleção da proposta vinculante para negociação foi feita de forma adequada?</i>	<i>Seleção da proposta vinculante para negociação</i>
<i>Questão 6: O objeto foi alterado na negociação?</i>	<i>Alteração do objeto na fase de negociação</i>
<i>Questão 7: A negociação realizada resultou em uma proposta vantajosa para a Petrobras?</i>	<i>Vantajosidade da alienação</i>

Fonte: Elaboração própria a partir da matriz de planejamento

82. Os trabalhos foram realizados em conformidade com as Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (Portaria-TCU 280, de 8/12/2010, alterada pela Portaria-TCU 168, de 30/6/2011) e com observância aos Padrões de Auditoria de Conformidade estabelecidos pelo TCU (Portaria-Segecex 26, de 19/10/2009).

83. Como fonte de informações, utilizou-se a documentação disponibilizada pela Petrobras a este Tribunal, em ambiente de data room virtual (sistema iDeals), normativos internos, legislação aplicável e sistemas informatizados disponíveis no TCU. Cabe destacar, em especial, a documentação correspondente à aprovação dos Portões 3, 4 e 5 do projeto: omissis.... (submissão do Portão 3 à Diretoria Executiva), omissis.... (submissão do Portão 4 à Diretoria Executiva), omissis.... (submissão do Portão 5 à Diretoria Executiva), e omissis.... (informação de pauta para deliberação pelo Conselho de Administração).

84. Este relatório seguiu o disposto na Portaria-Segecex 27, de 9/12/2016, que aprova o Manual de Acompanhamento do TCU. Em prol da clareza e da completude, foram retratados os procedimentos e análises executadas ao longo da auditoria.

### **III. EXAME TÉCNICO**

85. De forma geral, o principal critério para verificar a regularidade da atuação dos gestores na alienação da Reman é a norma regente do processo de desinvestimento, que, aqui utilizada como referência, é a Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras (Sistemática), parte integrante do Padrão SINPEP PP-1PBR-00258-I, utilizada a sétima revisão para efeitos dessa fiscalização, aprovada pela Diretoria Executiva da Petrobras em 18/12/2020 e vigente desde 23/12/2020 (peça 23). É importante mencionar que a norma é periodicamente revisada, e que a maior parte do desenvolvimento do projeto Phil foi balizada pela versão anterior – sexta revisão, vigente desde 20/8/2019. As duas versões não apresentam diferenças dignas de nota quanto aos aspectos abordados. Vale mencionar, ainda, a recente aprovação da oitava revisão da Sistemática, em 8/9/2021, cujas alterações são tratadas em maior detalhe na seção III.3.

86. Além disso, para verificar se a atuação dos responsáveis no processo de desinvestimento foi legal e legítima deve-se levar em consideração o disposto nos arts. 153 e 154 da Lei 6.404/1976, in verbis:

*Art. 153 O administrador da companhia deve empregar, no exercício de suas funções, o cuidado e diligência que todo homem ativo e probo costuma empregar na administração dos seus próprios negócios.*

*Art. 154. O administrador deve exercer as atribuições que a lei e o estatuto lhe conferem para lograr os fins e no interesse da companhia, satisfeitas as exigências do bem público e da função social da empresa.*

87. Trata-se do “dever de diligência”, esperado dos administradores públicos e, em especial, de sociedades de economia mista, que contempla diversos componentes que consideram a complexidade dos processos de governança e cadeias decisórias dessas organizações.

88. Os componentes que interessam para o presente caso foram muito bem explicitados no referencial teórico sintetizado no Acórdão 1.839/2018-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro José Múcio Monteiro:

I) o **dever de vigiar** que está relacionado a um monitoramento sistemático da entidade e tem um caráter proativo, segundo o qual “exige-se que o administrador exerça o devido acompanhamento sistemático dos negócios da companhia com o intuito de monitorar seu andamento e verificar a execução das diretrizes estabelecidas e das decisões tomadas”;

II) o **dever de investigar** que está relacionado a um momento decisório específico, a partir da necessidade de aprofundamento de investigações de temas específicos, sempre que houver algum sinal de alerta (“red flag”). Nesse sentido, “cabe aos administradores um olhar crítico sobre as propostas de deliberação, com o objetivo de identificar possíveis incompletudes ou erros”; e

III) o **dever de se informar**, segundo o qual “os administradores não podem se furtar de usar em seu processo decisório as informações relevantes que lhes tenham sido disponibilizadas, tampouco se eximir do dever de exigir a disponibilização das informações suficientes e necessárias para subsidiar sua tomada de decisão”.

89. Além do dever de diligência, outro critério importante a ser observado diz respeito ao “dever de lealdade” também previsto na Lei da S.A., mais especificamente no que diz respeito à primeira parte do inciso II do art. 155, in verbis:

*Art. 155. O administrador deve servir com lealdade à companhia e manter reserva sobre os seus negócios, sendo-lhe vedado:*

(...)

*II - omitir-se no exercício ou proteção de direitos da companhia ou, visando à obtenção de vantagens, para si ou para outrem, deixar de aproveitar oportunidades de negócio de interesse da companhia; (grifo nosso)*

90. Referidos critérios, bem como, outros específicos aplicáveis à cada questão de auditoria, tais como boas práticas, jurisprudência e a doutrina especializada afeta à matéria serão cotejados com a atuação dos gestores materializada na documentação encaminhada pela Petrobras ao Tribunal referente ao projeto de desinvestimento Phil omissis.....

91. Importante registrar que a documentação apresentada pela Petrobras foi encaminhada a este Tribunal em ambiente de data room virtual (sistema iDeals), devidamente provido dos artefatos necessários à segurança da informação. Assim, em virtude do volume e da alta sensibilidade e confidencialidade, a extração das informações aqui reproduzidas, bem como sua subsequente análise, deu-se com base no exame direto da referida documentação fonte, sem traslado para os autos. Cabe ratificar, ademais, que foram também apresentados naquele ambiente, quando aplicáveis, as manifestações de assessoria jurídica e os comprovantes de envio ou disponibilização de informações aos potenciais compradores.

92. Passa-se dessa forma, a análise das questões de auditoria.

### III.1. Conformidade da fase não-vinculante com a Sistemática

93. Conforme a Sistemática de Desinvestimentos, após a aprovação do Portão 2 pela Diretoria Executiva, ocorrem a divulgação da oportunidade (teaser) e a assinatura de acordo de confidencialidade e declaração de conformidade, com o envio de instruction letter e memorando descritivo (infomemo) aos potenciais compradores que os firmaram. Por fim, há a emissão do Relatório Interno Preliminar de Avaliação Econômico-Financeira (RIPAEF) e o recebimento das propostas não-vinculantes – caso se tenha definido, no Portão 2, pela realização dessa etapa.

94. A fase não-vinculante se encerra com a aprovação do Portão 3 pela DE, em que se definem os potenciais compradores que irão passar para a etapa de propostas vinculantes. O Portão 3 da Fase/Grupo 2, para as refinarias Reman, Lubnor e SIX, foi aprovado nos termos do DIP PORTFOLIO 30/2020, de 23/1/2020 (dele constando, como Anexo 4, o Relatório da Comissão de Alienação).

95. Os critérios de seleção dos potenciais compradores para recebimento do teaser foram definidos com o suporte do assessor financeiro (Citibank), considerando que os ativos seriam objeto de processos competitivos individuais, geridos de forma independente, podendo ou não compartilhar critérios de participação e/ou avaliação de propostas.

96. Foram aplicados os seguintes critérios para a seleção de potenciais compradores a receberem o teaser da Reman: omissis....

97. A fim de propiciar maior competitividade, considerando o elevado ticket previsto para as transações, também foi permitida a apresentação de oferta conjunta (consórcio).

98. Aplicados esses critérios, e desconsiderados os potenciais compradores que, quando do convite para omissis..., manifestaram não ter interesse no segmento, **foram identificados pelo assessor financeiro omissis... potenciais compradores para a Reman, para os quais foi enviado o teaser**. A realização de screening (Anexo 4 do Relatório da Comissão) pela área jurídica não apontou contrapartes impedidas de participar devido a sanções comerciais.

99. Importa acrescentar que, após a publicação do teaser no portal da Petrobras, ficou aberta a possibilidade de participação no processo a qualquer empresa que atendesse aos critérios de seleção, mediante manifestação de interesse até o dia 25/10/2019.

100. **Foram assinados, para a Reman omissis... acordos de confidencialidade (Non Disclosure Agreements – NDA) e igual número de declarações de conformidade (Compliance Certificates – CC), de modo que foi esse número de potenciais compradores que receberam a instruction letter e o infomemo.**

101. Além disso, em virtude da grande quantidade de dívidas verificadas com relação ao negócio de refino no Brasil, manifestadas nas interações realizadas entre o assessor financeiro e os potenciais interessados, foi realizado processo de perguntas e respostas durante a fase não-vinculante, conforme os prazos e condições definidos na instruction letter.

102. O RIPAEF relativo à Reman (e Lubnor) constou do omissis.... (Anexos 16 e 17 do Relatório da Comissão de Alienação). No RIPAEF é calculado o Equity Value (EV), que é o valor da empresa (ativo) que pertence aos acionistas. O EV é mensurado a partir do Business Enterprise Value (BEV), acrescido dos ativos não operacionais e descontado da dívida e demais passivos não operacionais.

103. Para o valuation interno preliminar, visão vendedor (Petrobras), foram utilizadas as premissas omissis..., obtendo-se os seguintes valores para o Equity Value da Reman:

Tabela 3 – Equity Value da Reman (em US\$ milhões), no valuation interno preliminar

Reman			
Avaliação Interna	PNG 19-23		
	Resiliência	Base	Crescimento
RIPAEF	omissis....	omissis....	omissis....

Fonte: elaboração própria, com base no RIPAEF da Reman

104. À semelhança do RIPAEF dos ativos da omissis.... e da Regap, também para a Reman (e a Lubnor) foi considerada, no cenário omissis..... Já nos cenários omissis.....

105. Adicionalmente, como é usual nos valuations internos, foi calculado o equity value considerando sensibilidade à variação da TMA omissis..., mantidos os demais parâmetros. Adicionalmente, pressupondo que o próximo valuation interno da Reman teria como base as premissas do PE 20-24, foram elaboradas as respectivas sensibilidades, com variação na TMA, observando-se impactos redutores sobre os fluxos de caixa projetados.

106. **Foram recebidas omissis.... ofertas não-vinculantes (Non-Binding Offers – NBO, Anexos 20, 21 e 22 do Relatório da Comissão de Alienação) para a Reman, cujos valores constam a seguir:**

Tabela 4 – Ofertas não-vinculantes (NBO) para a Reman (em US\$ milhões)

Reman				
Ofertas	omissis....			
	omissis....	omissis....	omissis....	omissis....
Não-vinculantes (NBO)	omissis....	omissis....	omissis....	omissis....

Fonte: elaboração própria, conforme informações fornecidas pela Petrobras

107. **Todas as propostas foram classificadas à fase vinculante pelo critério omissis.....**

#### **Análise da Seinfra petróleo**

108. Conforme o acompanhamento do Projeto Phil que vinha sendo realizado no âmbito do TC 009.508/2019-8 (Acompanhamento da Carteira de Desinvestimentos da Petrobras no Biênio 2019-2020), a condução do projeto observou, em seus aspectos mais relevantes, os procedimentos prescritos pela Sistemática no desenvolver dos Portões 0 (entrada na Carteira) a 2 (definição dos critérios de seleção e passagem de fase).

109. Assim, aplicando o mesmo enfoque ao desenvolvimento procedimental que culminou com a aprovação do Portão 3 do projeto, **a presente questão buscou verificar se os procedimentos adotados pela Petrobras na fase de propostas não-vinculantes (após o Portão 2) tiveram adequado grau de aderência às prescrições da Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras, a fim de garantir a essa fase a efetividade como principiadora do processo competitivo.**

110. Os principais documentos elaborados nessa etapa são o teaser, o acordo de confidencialidade, a declaração de conformidade, a instruction Letter, o memorando descritivo (infomemo) e o Relatório Interno Preliminar de Avaliação Econômico-Financeira (RIPAEF).

111. À exceção do RIPAEF, que deve ser emitido previamente mas não deve ser acessado pela Comissão de Alienação, seus membros, e o Gerente Geral do Projeto antes do evento de abertura das ofertas não-vinculantes, os demais são documentos que antecedem e subsidiam a

elaboração das ofertas, em especial o infomemo e a instruction letter. O exame realizado demonstrou que tais elementos foram elaborados em conformidade com a Sistemática, contiveram as informações necessárias em nível de detalhamento adequado para a fase, e foram enviados de forma isonômica a todos os potenciais compradores interessados e que firmaram os devidos acordos de confidencialidade e declarações de conformidade.

112. O RIPAEF, por sua vez, foi elaborado com base nas premissas do PNG 2019-2023 da Petrobras, vigente à época de sua emissão, e obtido pela Comissão de Alienação após o evento de abertura das propostas não-vinculantes, conforme apregoa a Sistemática. O RIPAEF seguiu, ainda, o padrão interno “Diretrizes para Análise Econômico-Financeira de Projetos de Desinvestimento e Aquisições – Padrão SINPEP DI-1PBR-00170”, e tem a finalidade de suportar a análise e tomada de decisão quanto à classificação das propostas não-vinculantes.

113. Cabe ressaltar que os teasers da Reman foram enviados a omissis.... potenciais compradores, identificados pelo assessor financeiro segundo os critérios definidos no projeto, do que resultou a assinatura de omissis.... acordos de confidencialidade e declarações de conformidade, indicando um número razoável de interessados.

114. Para a fase seguinte, de ofertas vinculantes, foram classificadas todas as quatro proponentes, de acordo com o critério omissis.....

115. Verifica-se, assim, do exame da documentação apresentada quanto ao desenvolvimento dos procedimentos adotados pela Petrobras na fase de propostas não-vinculantes, que se seguiram ao Portão 2 e levaram à aprovação do Portão 3 da Reman, que a condução do processo teve adequado grau de aderência aos procedimentos ditados pela Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras.

### **III.2. Elaboração das propostas vinculantes**

116. De acordo com a Sistemática de Desinvestimentos e o fluxograma do processo, após a aprovação do Portão 3 pela Diretoria Executiva, inicia-se o processo competitivo propriamente dito. Nesta etapa são realizados a emissão da carta convite (ou Process Letter), que é o instrumento convocatório do processo, a due diligence, que é o conjunto de atos investigativos realizados pelos potenciais compradores com o objetivo de avaliar a empresa/ativo e formular a proposta vinculante, e, por fim, o recebimento e a classificação das propostas vinculantes.

117. Conforme exposto na seção anterior, ao final da fase não-vinculante, encerrada com a aprovação de passagem pelo Portão 3, nos termos propostos omissis..., restaram classificadas para a fase vinculante todas as quatro propostas não-vinculantes (NBO) apresentadas para a Reman.

118. Dessa forma, a presente questão busca esclarecer se a Petrobras tomou as providências necessárias para que os proponentes tivessem acesso às informações necessárias para a elaboração de propostas vinculantes compatíveis com o valor projetado pela Petrobras para o ativo. Para tanto faz-se necessário verificar se foram disponibilizadas, de forma igualitária, todas as informações necessárias para a elaboração da proposta vinculante; se foram adotadas as providências para o ajuste do valuation interno (análise das premissas e comparação com transações similares) e para o esclarecimento das premissas com os potenciais compradores nas Management Presentations; bem como, se todas as questões dos proponentes foram adequadamente respondidas.

119. Convém salientar que o valuation interno é elaborado e tem características ligeiramente distintas a cada fase do processo de desinvestimento – é dizer, há refinamento e atualização de premissas, conforme a fase do processo e o momento em que é elaborado.

120. O Relatório Interno Preliminar de Avaliação Econômico-Financeira (RIPAEF) é o

*valuation interno preliminar, elaborado segundo a ótica do vendedor, e serve de referência para a classificação de propostas à fase vinculante. No caso da Reman, o RIPAEF teve por base as premissas econômicas do PNG 2019-2023 da Petrobras, então vigente, nada obstante tenha também apresentado sensibilidades ao que já se dispunha quanto ao PNG 2020-2024, que estava em elaboração à época de sua emissão (novembro/2019).*

*121. O Relatório Interno de Avaliação Econômico-Financeira (RIAEF), por sua vez, é o valuation interno "definitivo" (embora sujeito a atualizações e ajustes, é o último valuation interno previsto na Sistemática), também elaborado segundo a ótica do vendedor, que serve de referência para, ao final da fase vinculante, selecionar a melhor proposta e dar início à fase de negociação. Tem por base as premissas associadas ao plano estratégico que estiver vigente quando de sua elaboração, de modo que, na transição entre o RIPAEF e o RIAEF, pode haver, além do refinamento já esperado devido ao avanço do processo, a atualização das premissas base.*

*122. Embora não haja relação direta entre esses valuations e a elaboração das propostas, vez que o RIPAEF e o RIAEF são de uso interno da Petrobras e não são dados a conhecer pelos potenciais compradores, é relevante aferir se há compatibilidade entre os elementos referenciais que orientam um e outro, bem como se houve o devido refinamento e atualização das avaliações internas, para garantir valia à comparação entre as propostas vinculantes e os resultados do RIAEF.*

*123. O relato detalhado da verificação dos procedimentos adotados pela Petrobras nesses quesitos, cotejados com as prescrições da Sistemática para essa fase, consta do Apêndice B deste relatório.*

#### **Análise da Seinfrapetróleo**

*124. Conforme o acompanhamento do Projeto Phil que vinha sendo realizado no âmbito do TC 009.508/2019-8 (Acompanhamento da Carteira de Desinvestimentos da Petrobras no Biênio 2019-2020), adicionado da análise realizada na seção anterior deste relatório, a condução do projeto observou, em seus aspectos mais relevantes, os procedimentos prescritos pela Sistemática no desenvolver dos Portões 0 (entrada na Carteira) a 3 (entrada na fase vinculante).*

*125. Como visto, os principais documentos que antecederam e subsidiaram a elaboração das ofertas não-vinculantes para a Reman, em especial o Infomemo e a Instruction Letter foram elaborados em conformidade com a Sistemática, contiveram as informações necessárias em nível de detalhamento adequado para a fase, e foram enviados de forma isonômica a todos os potenciais compradores interessados e que firmaram o Acordo de Confidencialidade. Cabe lembrar que **os teasers dos ativos da omissis.... (dentre eles a Reman) foram enviados a omissis.... potenciais compradores, dentre os quais omissis.... relativos à Reman, identificados pelo assessor financeiro segundo os critérios definidos no projeto, do que resultou a assinatura de omissis.... acordos de confidencialidade e declarações de conformidade, indicando um número razoável de interessados.***

*126. Para a fase seguinte, de ofertas vinculantes, foram classificadas todas as omissis.... proponentes da fase não-vinculante: omissis.....*

*127. Os procedimentos na fase vinculante também seguiram, nos aspectos mais relevantes, todas as prescrições da Sistemática. Os principais documentos e procedimentos destinados à apresentação de informações aos potenciais compradores demonstraram-se adequados. A Management Presentation ofereceu um leque amplo de informações, tanto sobre o ativo em si quanto sobre os aspectos correlatos, como o mercado nacional de refino e a regulação; ofereceu ainda um histórico dos dados mais importantes para eventuais projeções pelo potencial comprador, além de projeções na visão da Petrobras, alinhadas às premissas então válidas (PNG 2019-2023). Foram realizadas visitas físicas aos ativos (Site Visits). Diversos aspectos foram*

posteriormente complementados e aprofundados em Expert Sessions, bem como foram também abordados através de amplo procedimento de Perguntas e Respostas (Q&A) e requisição de documentos, permitindo o ajuste sob demanda às necessidades dos potenciais compradores. A amplitude desses procedimentos, o alto índice de atendimento às demandas (de acordo com a Petrobras, todas as demandas consideradas cabíveis foram atendidas), e a forma isonômica e segura de oferecimento das informações denotaram observância aos propósitos da Sistemática.

128. **É possível concluir da documentação examinada, portanto, que não há indícios de que as informações necessárias para o amplo conhecimento dos ativos e dos principais temas a eles relacionados não tenham sido disponibilizados de maneira adequada, suficiente e isonômica aos potenciais compradores, oferecendo-lhes, de forma igualitária, os subsídios requeridos para a elaboração da proposta vinculante.**

129. *Ao todo, foram feitas 199 perguntas sobre aspectos relativos ao cluster Reman, sendo todas respondidas previamente ao recebimento das propostas vinculantes. As perguntas e respectivas respostas foram disponibilizadas no VDR a todos os participantes do cluster Reman, conforme preconiza a Sistemática no item 6.7.7.1.*

130. **Assim, do exame realizado, conclui-se que não há indícios de que as informações necessárias para a elaboração da proposta vinculante não tenham sido disponibilizadas de forma igualitária, e que todas as questões dos proponentes, quando cabíveis, não tenham sido adequadamente respondidas.**

131. *Quanto ao ajuste do valuation interno, as principais providências adotadas (detalhadas no Apêndice B) têm relação com a atualização das premissas, conforme o plano estratégico vigente da Petrobras. Inicialmente, como já constava previsto no RIAEF, a transição se faria das premissas do PNG 2019-2023 para as premissas do PE 2020-2024, cuja fundamentação foi explicitada em relatório interno; nada obstante, a superveniência da pandemia mundial de Covid-19, com a conseqüente desaceleração brusca da economia, gerando um choque de demanda, somada, no lado da oferta, ao desacordo inicial entre os grandes produtores, ocasionou nova revisão de premissas e cenários, consolidados no PE 2020-2024 Pós-Covid – restando estes, por fim, como referenciais do RIAEF.*

132. *Nada obstante, insta frisar, não foram tais premissas ajustadas as mesmas que foram esclarecidas junto aos potenciais compradores. Conforme a Sistemática, não há comunicação direta entre a elaboração do RIAEF – que, além disso, somente é dado a conhecer pela Comissão de Alienação após a abertura das propostas vinculantes – e os procedimentos de apresentação de informações aos potenciais compradores que caracteriza a fase vinculante.*

133. *Além disso, para efeitos de avaliação pelo comprador, é de se imputar maior relevância à apresentação detalhada, integral e fidedigna de dados, especialmente os históricos – o que, pelo exame dos documentos apresentados, julga-se adequadamente providenciado –, que de visões baseadas em projeções do vendedor, vez que o potencial comprador se acerca de assessores e especialistas para a realização de suas próprias projeções.*

134. *No mais, a diferença geral entre as premissas apresentadas aos potenciais compradores e as premissas utilizadas com base para o valuation interno foi positiva – é dizer, o conjunto daquelas traduz-se em visão mais otimista, podendo ter como efeito um aumento no valuation do comprador, e não o contrário, como se observa ter ocorrido comparando-se as ofertas não-vinculantes com as vinculantes.*

135. *Importa reconhecer, ademais, que os impactos da crise provocada pela pandemia mundial de Covid-19, bem como os possíveis impactos de médio e longo prazo de eventuais mudanças de hábitos dela decorrentes, encontravam-se ainda em seara nebulosa à época de elaboração das vinculantes, com assimilação parcial e em empirismo precário pelos agentes*

econômicos, de modo que as diferenças de visão podem ser relevantes e altamente dependentes do nível de prudência adotado.

136. Do exposto, **conclui-se que não há indícios de que as providências adotadas pela Petrobras para o ajuste do valuation interno (do RIPAEF para o RIAEF) e para o esclarecimento das premissas com os potenciais compradores nas Management Presentations tenham sido inadequadas ou insuficientes.**

### III.3. Valuation interno de referência

137. No âmbito do processo de desinvestimentos da Petrobras, a decisão final pela alienação ou não do ativo é permeada por diversos aspectos que podem ser levados em consideração, tais como condições mercadológicas e estratégicas, eventuais necessidades de caixa ou de corte de custos, questões regulatórias e concorrenciais, dentre outros. Contudo, não restam dúvidas de que os relatórios de avaliação econômico-financeira (valuation) internos são especialmente importantes para o suporte a essa decisão.

138. Esses documentos são essenciais para que o tomador de decisão avalie a vantajosidade ou não para a empresa do ponto de vista econômico e é por isso que sua análise deve ser pormenorizada e detalhada. Somente a partir dessa percepção econômica é que é possível considerar o contexto da venda envolvendo outros aspectos.

139. O ponto de partida para estimar o valor de venda do ativo é a elaboração de estudos internos que apresentem o valor do ativo na visão da Petrobras (visão vendedor). Esses estudos consideram as vantagens e desvantagens competitivas, sinergias e riscos inerentes a integração do ativo no portfólio e nas operações da companhia, e são consubstanciados em relatórios de avaliação econômico-financeira internos.

140. A Sistemática prevê que tais relatórios (tanto o preliminar – RIPAEF, quanto o emitido na fase vinculante – RIAEF) devem ser emitidos considerando os cenários corporativos referenciais vigentes, ou seja, os cenários corporativos constantes do plano estratégico vigente, cada qual com suas premissas e parâmetros associados.

141. Além disso, para a avaliação dos ativos de forma integrada às suas operações, a Petrobras utiliza o otimizador do PLANINV, ferramenta própria que indica a solução que gera o menor custo global para o sistema atender o mercado brasileiro de derivativos.

142. Isto posto, considerando a relevância do valuation interno para a tomada de decisão no processo de desinvestimento, **a presente questão busca verificar se o valor estabelecido do ponto de vista do vendedor como critério para a alienação da Reman foi adequadamente estabelecido;** para tanto se faz necessário verificar, em especial, se foram utilizadas premissas e parâmetros razoáveis e consistentes na elaboração dos estudos econômico-financeiros, se foram realizadas análises de sensibilidade quantitativa e qualitativa das premissas mais relevantes, e se foram devidamente consideradas as características e especificidades do ativo para a otimização de seu valor econômico.

143. Com esse fito, é importante tomar de empréstimo os elementos colhidos e as análises realizadas quando do acompanhamento da alienação da Refinaria Landulpho Alves (Rlam), no processo TC 024.763/2020-9, que foi o primeiro dos ativos de refino em desinvestimento a ser fiscalizado, sobretudo quanto a três tópicos que se entrelaçam quanto à construção do valuation interno de referência e à análise da vantagem econômica em eventual transação: (i) a evolução e os aspectos de coerência e razoabilidade das principais premissas e parâmetros de cada plano estratégico que serviu de referência para as avaliações econômico-financeiras internas (RIPAEF: PNG 2019-2023; RIAEF e atualizações: PE 2020-2024, PE 2020-2024 Pós-Covid e PE 2021-2025); (ii) a adequação do momento para a venda, em vista das disrupções causadas na economia

mundial pela pandemia de Covid-19; e (iii) e a forma de utilização dos cenários corporativos no estabelecimento do referencial interno de valor para a tomada de decisão.

144. Tais elementos e análises, assim como as conclusões então obtidas, são igualmente pertinentes e aplicáveis à Reman, e, portanto, ao objeto do presente relatório, constando compilados, de forma detalhada, no Apêndice C, e utilizados ao longo do exame que se segue.

#### **Utilização dos cenários corporativos e definição da referência principal de valor**

145. A Sistemática para Desinvestimentos da Petrobras assim dispõe sobre a emissão das avaliações econômico-financeiras para os projetos de desinvestimentos:

6.6.5. Para **emissão das avaliações econômico-financeiras** para os Projetos de Desinvestimentos, observadas as regras estabelecidas nos subitens 6.6.2 a 6.6.4 e 6.6.6 a 6.6.15, são aplicáveis as seguintes visões:

(a) *Visão Vendedor*, obrigatória, em que é estimado o valor do ativo de forma incremental e integrado ao portfólio da Petrobras, **com os cenários corporativos referenciais vigentes**, e;

(b) *Visão Comprador*, opcional, em que é estimado o valor do Projeto de Desinvestimento para Potenciais Compradores, desintegrado do portfólio Petrobras e considerando premissas alinhadas as condições existentes de mercado.

6.6.6. A metodologia de avaliação econômica para a emissão dos relatórios descritos nos itens 6.6.3 e 6.6.4 deve seguir as orientações previstas nas “Diretrizes para Análise Econômico-Financeira de Projetos de Desinvestimento e Aquisições – Padrão SINPEP DI-1PBR-00170”, pois tem a finalidade de suportar a análise e tomada de decisão quanto a propostas não-vinculantes e vinculantes.

6.6.7. *Análise Determinística*: As avaliações econômico-financeiras **deverão utilizar, preferencialmente, a metodologia de fluxo de caixa descontado. A avaliação na Visão Vendedor deve fazer uso dos cenários corporativos** e ser feita de forma incremental e integrada ao portfólio da companhia.

(Grifo nosso)

146. Extrai-se do normativo que, para o cálculo do valuation interno, deve ser utilizada preferencialmente a metodologia do FCD, o que requer a projeção de fluxos da caixa futuros. Faz-se necessária, assim, a elaboração de uma visão hipotética de futuro, ou seja, de um cenário, que, para resultar em uma percepção razoável de valor, deve ser coerente, internamente consistente e que tenha possibilidade de acontecer. Essa visão de futuro é construída mediante projeções de premissas de investimentos, receitas, custos, despesas e outras rubricas, que devem ser geradas em consonância com o cenário pré-concebido.

147. Ocorre que, como já destacado anteriormente, a citada Sistemática determina que o valuation interno seja calculado levando em consideração não apenas um, mas os três cenários corporativos distintos que são utilizados pela Petrobras para fins de decisão sobre investimentos e desinvestimentos.

148. Embora não se discuta que a utilização de cenários pode ser útil para o planejamento da empresa, pois decisões de investimentos e desinvestimentos requerem análises em horizontes de longo prazo que estão associadas a níveis de incerteza muito elevados, **a decisão pela venda ou não de um ativo deve ser assertiva e baseada em uma percepção plausível de valor naquele momento.**

149. Esse tema – a forma de utilização dos cenários corporativos no estabelecimento do referencial interno de valor para a tomada de decisão – foi objeto de discussão primeiramente empreendida e aprofundada nos trabalhos de acompanhamento da alienação da Rlam, conforme mencionado anteriormente, e consta em detalhes no Apêndice C deste relatório.

150. Apesar de não terem sido identificados achados de auditoria naquele acompanhamento, vislumbrou-se risco na adoção de faixa de valores – formada entre os resultados de valuation no cenário mais adverso (pessimista) e o mais benéfico (otimista) à companhia – como baliza para a tomada de decisão.

151. Convém reproduzir, a seguir, as conclusões lá apresentadas:

O planejamento estratégico da Petrobras contempla três cenários corporativos, que contêm as premissas utilizadas no valuation interno dos ativos em desinvestimento: um cenário intermediário (atualmente denominado Base), que reflete, assim, uma visão intermediária dos possíveis cenários futuros, com base em correlações históricas de suas principais determinantes, e incorpora mudanças estruturais já consumadas e políticas públicas para o mercado de energia já anunciadas ou implementadas; um cenário pessimista (atualmente denominado Resiliência), e um cenário otimista (atualmente denominado Crescimento), que refletem descrições possíveis estados futuros com quebras estruturais ainda não ocorridas ou confirmadas, ou seja, ainda não observadas de forma relevante e persistente nas séries históricas e nas correlações entre as séries de dados, diferenciando-se entre si pelo viés desses possíveis estados futuros para os negócios da companhia.

Desse modo, enquanto o cenário Base é constituído por premissas e projeções elaboradas por metodologia tecnicamente conservadora, historicamente consonante e de maior consenso no mercado, os demais cenários representam imagens alternativas de futuro, cuja probabilidade não pode ser estimada. No caso do plano estratégico vigente (PE 2021-2025), conforme assevera a Petrobras, a diferenciação (viés benéfico ou prejudicial) entre os cenários Resiliência e Crescimento se dá, mormente, pelo ritmo das alterações que se vislumbra na transição da matriz energética atual para fontes não fósseis – no Resiliência, essa transição é projetada em um ritmo mais acelerado, e no Crescimento, em um ritmo mais lento.

Embora não se discuta a validade e a utilidade do uso desses cenários nas estimativas de valor, vez que permite alguma mensuração do impacto, em termos econômicos, das possíveis alterações estruturais futuras, e desse modo, permite também visualizar o grau de incerteza a que está sujeita a avaliação, a utilização dos correspondentes resultados de valuation como limites inferior e superior de uma faixa de valores, dentro da qual estaria, automaticamente, o valor aceitável para o ativo, representa elevado risco de distorção – e, portanto, de subavaliação –, tanto maior quanto foi a amplitude da faixa resultante.

É consenso na literatura técnica especializada em valuation que a utilização de faixa de valores com amplitude excessiva tem serventia limitada para os tomadores de decisão. Além da elevada incerteza, possibilita aos gestores interpretações enviesadas por visões pessoais. Na seara normativa, pode-se verificar a aplicação de restrições à amplitude da faixa de valuation, por exemplo, no Decreto 2.594/1998 e na Instrução CVM 361, de 5/3/2002.

Além disso, embora não se possa quantificar as probabilidades de ocorrência para cada cenário, é consensual que a metodologia que lastreia a construção do cenário intermediário é vista como mais robusta pelo mercado e seus agentes. Tanto assim que, como exposto anteriormente, são as premissas referentes ao cenário intermediário as utilizadas pela Petrobras em suas principais decisões empresariais, notadamente seus investimentos, bem como suas análises de impairment, além de serem essas as premissas sujeitas a auditoria independente e objeto de controle pelos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley (SOx).

Concluiu-se, portanto, diante do risco identificado e dos fatos e argumentos expostos, que, em regra, **a justificativa pela vantajosidade do desinvestimento deverá considerar como referência principal o valuation interno calculado com base no cenário caracterizado como intermediário, ou central, que reflete a metodologia de técnica mais conservadora e as premissas mais historicamente consistentes e consensuais de mercado, utilizado de forma generalizada em todas as decisões da empresa – denominado, no plano estratégico vigente da Petrobras, como "cenário Base".**

Isso não significa, todavia, desconsiderar a validade da utilização dos valuations internos nos

*demais cenários como elementos adicionais e subsidiários relevantes à tomada de decisão, especialmente para que se possa estimar os impactos de eventuais transformações estruturais prejudiciais ou benéficas no valor do ativo, assim como sua sensibilidade às premissas e projeções, além de evidenciar o grau de incerteza da avaliação.*

*Tampouco se defende que exista impropriedade ou desvantagem intrínseca em se negociar abaixo (ou acima) dessa referência principal. O que ressalta é que, diante de uma oferta inferior ao valor de referência, é necessário recorrer a elementos adicionais na investigação da vantajosidade do negócio, e que a justificativa de eventual transação abaixo do valuation interno de referência deverá nele se orientar, precipuamente.*

152. Diante disso, formulou-se proposta de recomendação à Petrobras, para que que promovesse ajustes na Sistemática de Desinvestimentos de modo a contemplar a orientação de que, **“em regra, a justificativa pela vantajosidade do desinvestimento deverá considerar como referência principal o valuation interno calculado com base no cenário corporativo caracterizado como intermediário, que reflita a metodologia de técnica mais sedimentada e as premissas mais historicamente consistentes e consensuais de mercado, utilizado de forma generalizada em todas as decisões da empresa, incluindo, na mesma Sistemática, maior detalhamento quanto aos procedimentos informativos adicionais a serem adotados quando o valor proposto pelo potencial comprador estiver abaixo do valuation interno de referência principal”**.

153. Por conseguinte, sugeriu-se, no Relatório de Acompanhamento da alienação da Rlam (peça 78, TC 024.763/2020-9), expedir recomendação à Petrobras para que promovesse ajustes na Sistemática de Desinvestimentos, de modo a contemplar essa orientação, incluindo maior detalhamento quanto aos procedimentos informativos adicionais a serem adotados quando o valor proposto pelo potencial comprador estiver abaixo do valuation interno de referência principal.

154. A proposição foi acolhida pelo Tribunal em 13/10/2021, na prolação do Acórdão 2.479/2021 – TCU – Plenário, de relatoria do Ministro Walton Alencar Rodrigues. A Petrobras, no entanto, julgando pertinente e contributivo para a melhoria de seus processos de desinvestimento o entendimento exposto, antecipou-se e o incorporou à sua Sistemática por meio da oitava revisão – aprovada em 9/8/2021 pela Diretoria Executiva da companhia –, assim dispondo em seus itens 7.2.3 e 7.2.3.1:

7.3.2. Caso o valor da transação se situe em patamar inferior ao Cenário Base constante do Relatório Interno de Avaliação Econômico-Financeira, a pauta deverá conter tópico específico esclarecendo aos decisores os fatores que justificam a vantajosidade da transação, fundamentada, minimamente, nas seguintes análises adicionais, a serem emitidas por RISCOS:

- a) Identificação e avaliação de riscos e oportunidades da alternativa de postergação da venda;
- b) Análise quantitativa dos riscos do valor do ativo no Cenário Base, considerando as incertezas das principais variáveis que o afetam, para fins de comparação com o valor da proposta e com o seu valor nos demais cenários corporativos.

7.3.2.1. A justificativa da vantajosidade prescindirá das análises adicionais descritas no item 7.3.2. quando o valor da transação for maior ou igual a 95% do valor constante do Cenário Base.

155. As análises efetuadas no presente acompanhamento balizam-se, igualmente, nessa consideração.

#### **Premissas e parâmetros das avaliações econômico-financeiras internas**

156. Conforme exposto anteriormente, segundo a Sistemática de Desinvestimentos, na etapa de propostas não-vinculantes deve ser produzido o Relatório Interno Preliminar de Avaliação Econômico-Financeira (RIPAEF), documento que deve fornecer uma perspectiva de valor mais apurada do que a existente no Relatório de Estruturação. À medida em que o processo vai

avançando, a estimativa de valor deve ser refinada, resultando na produção do Relatório de Avaliação Econômico-Financeira (RIAEF), na etapa das propostas vinculantes. A Sistemática prevê, ainda, que o RIPAEF e o RIAEF devem ser emitidos considerando os cenários corporativos referenciais vigentes que, no momento, são os cenários Resiliência (mais pessimista), Base (central) e Crescimento (mais otimista).

157. Tais relatórios, como já dito, devem seguir o padrão interno da Petrobras específico que disciplina a elaboração dos Relatórios Internos de Avaliação Econômico-Financeiras denominado “Padrão SINPEP DI-1PBR-00170 - Diretrizes para Análise Econômico-Financeira de Projetos de Desinvestimento do Sistema Petrobras”.

158. Dessa forma, o RIPAEF da Reman foi emitido por meio do DIP DESEMPENHO 14/2020, de 17/1/2020, e teve por base as premissas do PNG 2019-2023; por sua vez, **o RIAEF original da Reman constou do DIP DESEMPENHO 199/2020, de 15/10/2020**, e teve por base as premissas do PE 2020-2024 Pós-Covid (inicialmente chamado de PE 2021-2025; todavia, o PE 2021-2025 de fato somente veio ser concluído e aprovado em 25/11/2020, e com características distintas daquele, conforme se detalha no Apêndice C deste relatório).

159. Posteriormente, em vista do delongamento acarretado ao processo de desinvestimento da pelos eventos e restrições decorrentes da pandemia de Covid-19, o que fez com que a fase de negociação viesse a ser concluída somente em 2021, portanto já na vigência do PE 2021-2025 (aprovado em 25/11/2020), similarmente ao que ocorreu com a Rlam, **foi emitida, em 25/6/2021, uma análise complementar para atualização do RIAEF da Reman às premissas desse novo plano e considerando, ademais, as alterações resultantes das negociações dos contratos de fornecimento de óleo e gás e arrendamento e prestação de serviços pela Transpetro. Nessa análise, vale mencionar, foram quantificados e incorporados ao equity value omissis.....**

160. Por fim, após a realização de bid final – em vista das alterações nos contratos, consoante requer a Sistemática –, considerando que a omissis..., e que os atrasos no cronograma do projeto demandavam nova revisão na estimativa do closing, **foi emitida, em 7/7/2021, nova análise complementar para atualização do RIAEF da Reman, incorporando ao equity value omissis.....**

161. Como se observa, **as avaliações econômico-financeiras internas da Reman perpassaram as premissas e parâmetros de quatro planos estratégicos distintos: PNG 2019-2023, PE 2020-2024, PE 2020-2024 Pós-Covid e PE 2021-2025.** Assim, à exceção do PNG 2019-2023, utilizado no valuation interno preliminar (RIPAEF), cuja validade como referencial restou fortemente prejudicada pelas circunstâncias e eventos extraordinários do ano de 2020, foram analisados a evolução e os aspectos de coerência e razoabilidade das principais premissas e parâmetros desses planos estratégicos, com especial enfoque naqueles relacionados ao negócio de refino. O Apêndice C deste relatório consigna o detalhamento dessa análise, sem prejuízo da síntese que se traz a seguir.

162. Segundo a Petrobras, são omissis... as premissas de maior impacto em seus negócios de modo geral, e que, por conseguinte, são as mais representativas no processo de planejamento da companhia: omissis.....

163. Ainda de acordo com a companhia, quanto ao segmento de refino, mais especificamente, este “é influenciado, predominantemente, pela diferença entre os preços dos derivados produzidos (receita) e o preço de compra de petróleo (custo), ou seja, a margem de refino”. Essa margem é fator relevante também na projeção do volume processado na refinaria, que “resulta da otimização das oportunidades que a Petrobras possui para alocação relativa do seu petróleo e de seus derivados, frente a percepção de demanda global por petróleo e por derivados”. Para essa otimização, como dito antes, a empresa utiliza o PLANINV.

164. Desse modo, afora algumas especificidades de curto prazo, especialmente a incerteza relativa à trajetória do Brent, em vista das expectativas que se tinha quanto à dinâmica de produção no final de 2019, **os cenários traçados para o PE 2020-2024 – Crescimento, Base e Resiliência – se caracterizaram, de acordo com a descrição do plano, da seguinte maneira:**

*No cenário Crescimento, omissis.....*

*No cenário Base, omissis.....*

*No cenário Resiliência, omissis.....*

*(grifos nossos)*

165. O PE 2020-2024 estava em fase final de construção à época de elaboração do RIPAEF (final de 2019). Assim, este, que veio a ser emitido em janeiro de 2020, embora balizado no PNG 2019-2023, contemplou algumas sensibilidades ao PE 2020-2024, que se acreditava seria o referencial para o RIAEF, considerando o cronograma previsto e o ritmo usual de andamento dos processos de desinvestimento.

166. Entretanto, dois eventos ocorridos no início de 2020 vieram a alterar drasticamente esse panorama: o choque de demanda causado pela pandemia de Covid-19, mormente face às medidas de isolamento preventivo, e o choque de oferta causado pelo fracasso das negociações, no início de março de 2020, a respeito da extensão do acordo de cortes de produção entre os países membros da OPEP a Rússia.

167. Apenas no início de abril é que os países membros e não membros da OPEP anunciaram novo acordo pelo qual se estabeleceu um cronograma de redução de produção, pré-definido até o final de 2021 e alinhado com uma perspectiva de redução das medidas de isolamento. Apesar do severo corte de produção – segundo especialistas, o mais severo da indústria de petróleo –, a avaliação, naquele momento, era de que a medida não reequilibraria o mercado tão logo, servindo apenas como uma forma de reduzir o impacto negativo do superávit de mercado e desacelerar a queda dos preços.

168. Além desses eventos disruptivos, o potencial de mudança de hábitos trazido pela pandemia – de que as soluções que estão sendo adotadas durante o período de isolamento social, como o trabalho remoto, sejam preservadas e se tornem perenes em algum grau – trouxe consigo também a possibilidade de um impacto permanente sobre o crescimento da demanda por energia no longo prazo.

169. Esses acontecimentos alteraram fortemente o ponto de partida a ser considerado em quaisquer projeções econômicas, e demandaram ágil resposta na revisão do plano estratégico, culminando no **PE 2020-2024 Pós-Covid** (inicialmente referido como PE 2021-2025, consoante exposto anteriormente), que, à semelhança do anterior, foi composto pelos cenários Crescimento, Base e Resiliência, assim resumidamente caracterizados:

**Crescimento:** omissis.....

**Base:** omissis....

**Resiliência:** omissis....

*(grifos nossos)*

170. No relatório que expôs a fundamentação do PE 2020-2024 Pós-Covid, ressaltou-se o contexto extraordinário em que ocorreram as projeções desse plano, ainda carente, à época, da divulgação de revisões de cenários de longo prazo por algumas instituições de mercado, o que acabou prejudicando, em alguma medida, a comparabilidade das previsões.

171. Cabe assinalar que, segundo a Petrobras, o **PNG 2019-2023, apesar de traçar**

*também três cenários omissis..... A título de exemplo, o fator de utilização do refino (FUT) no cenário Coral (pior cenário) do PNG 2019-2023, projetava índices omissis..... Noutra ponta, ainda antes dos acontecimentos de 2020, a Agência Internacional de Energia já apontava a tendência iminente de redução na demanda por combustíveis fósseis no horizonte 2018-2040, previsão essa acompanhado por outros grandes players mundiais do refino. omissis.....*

172. *Essa característica – omissis.... – veio se mostrar bastante distintiva em comparação com os planos subsequentes (PE 2020-2024 e PE 2020-2024 Pós-Covid). Assim, o cenário Resiliência, já a partir do PE 2020-2024, procurou suprir uma visão mais conservadora para o refino nacional. Nada obstante, sobreveio a pandemia, agravando a incerteza e inserindo maior pessimismo nas visões de momento. O PE 2020-2024 Pós-Covid, portanto, respondeu a essa contingência. omissis.... Cabe destacar, contudo, que do PE 2020-2024 para o 2020-2024 Pós-Covid, as maiores diferenças ou impactos repousaram sobre omissis.....*

173. *É relevante consignar que, no curso do acompanhamento da venda da Rlam, foram obtidos e analisados os estudos e as justificativas que fundamentaram os parâmetros e as premissas corporativas utilizadas nos PE 2020-2024 e 2020-2024 Pós-Covid bem como os dados de entrada (parâmetros e premissas corporativas) do PNG 2019-2023 e do PE 2020-2024 Pós-Covid que alimentaram o sistema PLANINV, além de outras análises críticas e justificativas acerca de pontos relevantes para a valoração de ativos de refino, conforme detalha o supracitado Apêndice C deste relatório (tópico C.2), tendo-se concluído que foram apresentados estudos e argumentos razoáveis para justificar os parâmetros e as premissas corporativas utilizadas no PE 2020-2024 Pós-Covid – os quais referenciaram também o RIAEF original da Reman.*

174. *Subsequentemente, com a transição do PE 2020-2024 Pós-Covid para o PE 2021-2025, foram analisadas as principais alterações entre os planos, com foco nas premissas mais influentes na valoração da Rlam, e, por consequência, dos demais ativos de refino.*

175. *Convém pontuar, entretanto, que, diferentemente dos efeitos observados na atualização do RIAEF da Rlam para o PE 2021-2025, para a Reman omissis.... (vide tabela e análise no tópico seguinte).*

176. *De acordo com a Petrobras, para o PE 2021-2025 foi, essencialmente, revisado o omissis.....*

177. *Ponderou-se que, quando da elaboração do PE 2020-2024 Pós-Covid, em abril de 2020, ainda restavam dúvidas no mercado acerca da efetividade dos acordos entre os produtores de petróleo para redução da sobreoferta, omissis..... Ao longo do restante de 2020, no entanto, observou-se uma recuperação mais rápida, ajudando a equilibrar o mercado de petróleo, omissis.....*

178. *Quanto ao crackspread do diesel, omissis.....*

179. *No entanto, quando da elaboração do PE 2021-2025, verificou-se omissis.....*

180. *Somou-se a isso a queda abrupta na demanda por QAV devido à restrição de voos internacionais na pandemia, o que causou alteração no perfil de produção das refinarias no mundo todo, a fim de reduzir a oferta do derivado, e teve como consequência o aumento de oferta e dos estoques de diesel.*

181. *Em vista desses excedentes, em setembro de 2020 o crackspread do diesel omissis.....*

182. *No que se refere omissis....., são destacadas duas causas: omissis.....*

183. *Na visão da Petrobras, desses três movimentos, os fatores de maior impacto na diferença de avaliação dos ativos de refino entre os dois planos estratégicos foram omissis.....*

184. *Em vista disso, no acompanhamento da venda da Rlam, considerando a relevância do*

diesel e da gasolina no mix de produtos daquela refinaria – derivados de igual relevo para o resultado da Reman, em especial o diesel –, foram solicitados à Petrobras dados que permitissem analisar e obter evidências que corroborassem a trajetória dos cracksreads desses produtos.

185. Embora esse exame tenha utilizado a Rlam como caso concreto, **suas conclusões quanto às tendências relativas às margens de refino podem ser extrapoladas, em alguma medida, às demais refinarias do Projeto Phil.** Considerando que a dinâmica de formação do cracksread lhes é comum, a proporção em que tal extrapolação se mostrará mais ou menos válida dependerá das especificidades de cada ativo quanto aos dados de entrada (preços dos petróleos de carga da refinaria) e de saída (preços dos produtos na saída da refinaria).

186. A análise, reproduzida integralmente no Apêndice C deste relatório (tópico C.7), concluiu que omissis.....

187. No caso específico do valuation da Reman, conforme se detalhará no tópico seguinte, foram consideradas **duas visões distintas** para o futuro operacional da refinaria: uma, **padrão**, considerando a continuidade da operação normal, que se intitulou “**Caso PE 2021-2025**”, e outra, **alternativa**, considerando a operação da Reman como refinaria até omissis....., e passando a operar exclusivamente como terminal a partir de omissis....., que se intitulou “**Caso Proposto**”.

188. Assim, as alterações de premissas que tiveram maior impacto no refino em geral, sobre as quais se discorreu acima – omissis..... –, estão também associadas à valoração da Reman no dito Caso PE 2021-2025.

189. Contudo, como a visão de valor **no Caso Proposto** demonstrou ser omissis....., foi dedicado maior detalhamento às premissas especificamente mais relevantes para esse caso – premissas estas que, devido à projeção de desativação do refino a partir de omissis....., se relacionam predominantemente com a atividade logística, de modo que omissis.....

190. Apesar dessa predominância, a visão de valor no Caso Proposto procurou utilizar as melhores premissas disponíveis de modo geral, fazendo uso de um ajuste, em relação ao PE 2021-2025, omissis..... Uma exposição mais detalhada desse ajuste consta do Apêndice C deste relatório (tópico C.8).

191. Na fase de operação como terminal, em que a movimentação de petróleo e derivados no terminal aquaviário de Manaus (Teman) é a principal fonte de resultado nas projeções da Reman, o diesel se destaca como o principal produto movimentado. No período de operação da refinaria, o petróleo também teve participação relevante.

192. Conforme descreve a Petrobras, os volumes de produtos movimentados:

omissis.....

193. Além dos volumes movimentados em si, **a receita com a atividade logística do terminal depende também do valor das tarifas praticadas**, omissis.....

194. São, portanto, **três as premissas de maior impacto na valoração da Reman** sob o Caso Proposto: omissis..... Vale destacar, com relação às margens dos derivados, que, uma vez que não afetam os resultados da operação como terminal, são menos relevantes para a Reman do que nas demais refinarias em desinvestimento.

195. As projeções do volume de movimentação baseiam-se nas indicações de utilização do terminal dadas pelo PLANINV, em consonância com as projeções de demanda de derivados da região de influência. No cenário Base, omissis.....

196. À título de comparação, para visualização das grandezas, assim como da participação de importadores no market share local, a produção líquida média de derivados na Reman entre 2015 e 2020 foi de 37 kbpd, ao passo que as projeções para o período entre 2021 e 2025 indicam

uma média de omissis..... Segundo a Petrobras, omissis.....

197. Quanto à tarifa de movimentação, destaca-se a incerteza existente quanto ao valor que tomará após o desligamento das unidades de refino, e, conseqüentemente, a sensibilidade do valuation a alterações na premissa (o tópico seguinte traz a estimativa, em valores, dessa sensibilidade). omissis.....

198. No que se refere à influência do câmbio, uma vez que as tarifas de movimentação são definidas em reais, eventual apreciação da moeda brasileira frente à americana resultará em tarifas maiores em dólar. omissis.....

199. Releva notar, ainda, como se mencionou acima, que as projeções contemplam também eventuais receitas obtidas com a “venda de derivados formulados pelo próprio terminal”. Explica a Petrobras que:

*Além da prestação de serviços logísticos, o **Teman pode formular gasolina** a partir de correntes intermediárias. Essa atividade é realizada apenas nas ocasiões em que as premissas de preços da gasolina acabada em Manaus e de aquisição dos intermediários permite a obtenção de margens positivas.*

200. Por fim, é importante fazer menção a alguns elementos informativos adicionais que foram produzidos por ocasião do processo de venda da Rlam, mas que, porquanto se debruçam sobre aspectos que igualmente tocam às demais refinarias do Projeto Phil, lhes são também aplicáveis. O Apêndice C deste relatório apresenta (sob os tópicos C.9, C.10 e C.11) uma exposição mais detalhada desses elementos, a seguir sintetizados.

201. Foi emitida, pela área técnica da Petrobras responsável pelos estudos econômico-financeiros, uma **nota técnica sobre aderência do processo de valuation no Projeto Phil**. A nota expõe o arcabouço metodológico e processual aplicável e discorre sobre a metodologia utilizada, enfatizando alguns pontos, como a consideração de todo o perímetro da transação, que considera não apenas o valor do ativo individualmente, mas também os demais efeitos decorrentes da transação, e a governança das principais premissas para as avaliações econômicas.

202. Além disso, a Petrobras contratou **parecer técnico da Fundação Getúlio Vargas (FGV) acerca das premissas e cenários** utilizados para a avaliação dos ativos do Projeto Phil. A FGV concluiu, ao cabo da análise realizada, que, “coletada toda a evidência disponível (...), não parece à FGV existir nenhum problema metodológico ou empírico no uso dos cenários da Petrobras para gerar as variáveis chave” do valuation.

203. Finalmente, a Petrobras contratou uma **avaliação, pela consultoria especializada IHS Markit, das principais premissas utilizadas no valuation** da Rlam – relativas, portanto, ao PE 2021-2025 e ao negócio de refino, de modo que a avaliação também serve à Reman. A consultoria comparou as projeções da Petrobras com as suas próprias projeções e concluiu que, de modo geral, as premissas utilizadas pela Petrobras são direcionalmente consistentes com as expectativas de variáveis e condições de mercado. Observou, ainda, que a definição e utilização de cenários pela Petrobras segue princípios similares e comuns às práticas e considerações empregadas pelas maiores companhias do setor de energia na avaliação de robustez de suas estratégias e portfólios de investimento e desinvestimento.

#### **Valuation interno de referência da Reman**

204. Conforme mencionado anteriormente, o **RIAEF da Reman constou do omissis.....**, e teve por base as premissas do PE 2020-2024 Pós-Covid.

205. Além da avaliação da refinaria e seus ativos logísticos associados na forma usual (horizonte de operação como refinaria, que chamaremos de Caso Padrão), foi também realizada a avaliação considerando a operação da Reman como refinaria até omissis....., e passando a operar

exclusivamente como terminal a partir de omissis.....

206. Essa visão operacional alternativa, para efeitos da avaliação econômico-financeira, foi denominada **Caso Proposto**, sendo que, de acordo com a Petrobras:

(...) os resultados da avaliação apresentados no RIAEF indicaram que o **Caso Proposto** omissis..... Isso ocorre porque omissis..... Consideram-se na avaliação do Caso Proposto os ganhos do TEMAN apenas como ativo logístico, contemplando o recebimento de tarifas pela utilização do ativo por terceiros e o ganho obtido nas operações de formulação de derivados e a diferença de custos relacionados à operação do ativo como refinaria; (...) (grifos nossos)

207. Os estudos econômico-financeiros mostraram que, considerando a operação contínua da refinaria (Caso Padrão), e excluindo os resultados dos ativos logísticos, o máximo de valor presente líquido (VPL) acumulado seria atingido em omissis.....

208. Assim, considerando-se as premissas dos cenários do PE 2020-2024 Pós-Covid, Taxa Mínima de Atratividade (TMA) real de 10,1% a.a., em termos reais, para o horizonte de operação como refinaria e, 8,6% a.a., em termos reais para o horizonte de operação como terminal, metodologia de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) omissis....., foram estimados os seguintes valores para o BEV (Business Enterprise Value), que é o valor econômico gerado pelo fluxo de caixa operacional do ativo a partir dos seus ativos e passivos operacionais (soma do Resultado Operacional dos ativos aos custos remanescentes) da Reman:

Tabela 5 – BEV da Reman (em US\$ milhões), no valuation interno de 15/10/2020

Reman			
BEV (RO + custos remanescentes)	PE 2020-2024 Pós-Covid		
	Resiliência	Base	Crescimento
RIAEF – Caso Padrão	omissis.....	omissis.....	omissis.....
RIAEF – Caso Proposto	omissis.....	omissis.....	omissis.....

Fonte: elaboração própria, com base no RIAEF da Reman

209. Já o Equity Value, que incorpora ao valor do BEV os efeitos de contas não operacionais (tais como omissis.....) que devem ser consideradas para a quantificação do valor incremental dos ativos para a Petrobras, calculado nos três cenários corporativos disponíveis, apresentou os seguintes resultados:

Tabela 6 – Equity Value da Reman (em US\$ milhões), no valuation interno de 15/10/2020

Reman			
Equity Value	PE 2020-2024 Pós-Covid		
	Resiliência	Base	Crescimento
RIAEF – Caso Padrão	omissis.....	omissis.....	omissis.....
RIAEF – Caso Proposto	omissis.....	omissis.....	omissis.....

Fonte: elaboração própria, com base no RIAEF da Reman

210. Os resultados obtidos indicaram, como se observa da tabela acima, que o Caso Proposto apresenta vantagem econômica na valoração da Reman. Nesse aspecto, o RIAEF demonstrou que omissis.....

211. É importante constar, omissis....., “que a tarifa de movimentação do terminal

originalmente utilizada no RIPAEF omissis..... No RIAEF, a tarifa de referência foi atualizada, omissis.....

212. Posteriormente, em 25/6/2021, foi emitida a atualização do RIAEF com as premissas do PE 2021-2025, por meio do documento omissis..... A atualização considerou, ainda, as alterações resultantes das omissis.....(pelas razões detalhadas no Apêndice C, tópico C.8), omissis.....

213. Na atualização foram também quantificados e incorporados ao equity value os efeitos dos omissis..... As taxas de desconto foram atualizadas conforme as taxas vigentes para cada segmento (refino, transporte) na companhia omissis.....

214. Assim, considerando-se as premissas dos cenários do PE 2021-2025, Taxa Mínima de Atratividade omissis....., metodologia de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) com fluxo explícito projetado de omissis....., foram estimados os seguintes valores para o BEV (soma do Resultado Operacional dos ativos aos custos remanescentes) da Reman:

Tabela 7 – BEV da Reman (em US\$ milhões), na atualização do valuation interno de 25/6/2021

Reman			
BEV (RO + custos remanescentes)	PE 2021-2025		
	Resiliência	Base	Crescimento
1ª atualização do RIAEF – Caso Padrão	omissis.....	omissis.....	omissis.....
1ª atualização do RIAEF – Caso Proposto	omissis.....	omissis.....	omissis.....

Fonte: elaboração própria, com base no documento ISA PBR-2021-0038810

215. Já o Equity Value (que inclui os impactos não operacionais, como omissis.....) apresentou os seguintes resultados:

Tabela 8 – Equity Value da Reman (em US\$ milhões), na atualização do valuation interno de 25/6/2021

Reman			
Equity Value	PE 2021-2025		
	Resiliência	Base	Crescimento
1ª atualização do RIAEF – Caso Padrão	omissis.....	omissis.....	omissis.....
1ª atualização do RIAEF – Caso Proposto	omissis.....	omissis.....	omissis.....

Fonte: elaboração própria, com base no documento omissis.....

216. A análise trouxe também alguns múltiplos RO/Ebitda e de capacidade, ressaltando-se, todavia, omissis.....

217. Além dessas ressalvas, nota-se que os múltiplos RO/Ebitda apresentam omissis.....

218. Quanto aos múltiplos transacionais EV/Ebitda – para os quais se aplicam, igualmente, as ressalvas acima quanto à validade comparativa –, a atualização do RIAEF assinala que, historicamente, as empresas de refino negociam a um múltiplo de pouco omissis..... A sensibilidade aos múltiplos transacionais, considerando o Caso Proposto e no cenário Base (do PE 2021-2025), apresentou os seguintes resultados:

Tabela 9 – Sensibilidade aos múltiplos EV/Ebitda da Reman (em US\$ milhões), na atualização do valuation interno de 25/6/2021

Reman				
Equity Value	Caso Proposto, cenário Base do PE 2021-2025			
	omissis.....	omissis.....	omissis.....	omissis.....
Ebitda 2022 (US\$ 21 MM)	omissis.....	omissis.....	omissis.....	omissis.....
Ebitda 2023 (US\$ 24 MM)	omissis.....	omissis.....	omissis.....	omissis.....

Fonte: elaboração própria, com base no documento ISA PBR-2021-0038810

219. Convém destacar, ainda, os resultados das sensibilidades omissis..... A tabela a seguir apresenta os respectivos resultados:

Tabela 10 – Sensibilidades do Resultado Operacional da Reman (em US\$ milhões), na atualização do valuation interno de 25/6/2021

Reman			
Resultado Operacional (RO)	PE 2021-2025		
omissis.....	omissis.....	omissis.....	omissis.....
	omissis.....	omissis.....	omissis.....
omissis.....	omissis.....	omissis.....	omissis.....
	omissis.....	omissis.....	omissis.....
omissis.....	omissis.....	omissis.....	omissis.....
	omissis.....	omissis.....	omissis.....
omissis.....	omissis.....	omissis.....	omissis.....
	omissis.....	omissis.....	omissis.....

Fonte: elaboração própria, com base no documento omissis.....

220. Conforme antes mencionado, para a avaliação da Reman no Caso Proposto omissis.....

221. Por derradeiro, em 7/7/2021, foi emitida, por meio do documento omissis....., nova análise complementar para atualização do RIAEF da Reman. A análise complementar foi requisitada pela área de Portfolio omissis..... As tabelas a seguir apresentam, respectivamente, o BEV e o Equity Value resultantes dessa análise complementar:

Tabela 11 – BEV da Reman (em US\$ milhões), na atualização do valuation interno de omissis.....

Reman			
BEV (RO + custos remanescentes)	PE 2021-2025		
	Resiliência	Base	Crescimento
2ª atualização do RIAEF – Caso Padrão	omissis.....	omissis.....	omissis.....
2ª atualização do RIAEF – Caso Proposto	omissis.....	omissis.....	omissis.....

Fonte: elaboração própria, com base no documento omissis.....

Tabela 12 – Equity Value da Reman (em US\$ milhões), na atualização do valuation interno de 7/7/2021

Reman			
Equity Value	PE 2021-2025		
	Resiliência	Base	Crescimento
2ª atualização do RIAEF – Caso Padrão	104,3	200,6	408,1
2ª atualização do RIAEF – Caso Proposto	112,5	202,7	397,6

Fonte: elaboração própria, com base no documento omissis.....

222. A tabela seguinte compila os valores obtidos nas avaliações internas realizadas no âmbito do processo de desinvestimento para a Reman:

Tabela 13 – Evolução do valuation interno da Reman, no Caso Proposto (Equity Value, em US\$ milhões)

Reman			
Equity Value	Caso Proposto*		
	Resiliência	Base	Crescimento
RIPAEF – PNG 2019-2023 (17/1/2020)	omissis.....	omissis.....	omissis.....
RIAEF – PE 2020-2024 Pós-Covid (15/10/2020)	omissis.....	omissis.....	omissis.....
1ª atualização do RIAEF – PE 2021-2025 (25/6/2021)	omissis.....	omissis.....	omissis.....
2ª atualização do RIAEF – PE 2021-2025 (7/7/2021)	omissis.....	omissis.....	omissis.....

Fonte: elaboração própria, com base no omissis.....

\* omissis.....

223. omissis.....:

Tabela 14 – Discriminação dos impactos das premissas na 1ª atualização do valuation interno da Reman, no Caso Proposto (Equity Value, em US\$ milhões)

Reman				
Equity Value (EV)	Cenário Base – Caso Proposto			
	RIAEF – PE 2020-2024 Pós-Covid (15/10/2020)	Parcelas com impacto negativo no EV	Parcelas com impacto positivo no EV	1ª atualização do RIAEF – PE 2021-2025 (25/6/2021)
Equity Value no RIAEF – PE 2020-2024 Pós-Covid (15/10/2020)	omissis.....			
omissis.....			omissis.....	
omissis.....		omissis.....		
omissis.....		omissis.....		
omissis.....		omissis.....		
omissis.....			omissis.....	

<i>omissis.....</i>			<i>omissis.....</i>	
<i>omissis.....</i>		<i>omissis.....</i>		
<i>Equity Value após a 1ª atualização do RIAEF – PE 2021-2025 (25/6/2021)</i>				<i>omissis.....</i>
<b>Total</b>	<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>

Fonte: adaptação da Figura 36 da Análise Complementar ao RIAEF de 25/6/2021 (documento ISA PBR-2021-0038810)

224. Como se observa, comparando-se com a avaliação anterior, que se baseou no Caso Proposto e nas premissas do PE 2020-2024 Pós-Covid, as alterações mais relevantes foram: *omissis.....*

225. *omissis.....*

226. *omissis.....*

*omissis.....*

227. *omissis.....*

**Análise quantitativa de riscos: estimativa de incerteza sobre o valor da Reman**

228. Em atendimento a recomendação da CGU, consignada no Relatório de Avaliação referente ao acompanhamento efetuado por aquele órgão de controle, mencionado anteriormente e objeto de detalhamento no Apêndice A deste relatório, a Petrobras aplicou técnica probabilística e emitiu nota apresentando uma análise quantitativa de riscos para estimar probabilisticamente a incerteza sobre o valor estimado para a Reman.

229. A nota descreve a metodologia empregada, definindo as seguintes variáveis (premissas) como mais relevantes para a definição de valor da Reman, e, portanto, utilizadas de forma estocástica na análise quantitativa de riscos *omissis.....*:

*omissis.....*

230. A análise considerou a indicação do Caso Proposto, com a atividade de refino na Reman mantida até *omissis.....*, e operando apenas como terminal logístico a partir de *omissis.....*. Além disso:

*omissis.....* (grifo nosso)

231. Assim, utilizando a simulação de Monte Carlo, foram obtidos os percentis de distribuição de probabilidade do valor presente líquido (VPL) da Reman, destacando-se os principais na tabela a seguir:

Tabela 15 – Valores dos principais percentis da distribuição de probabilidade obtida para o VPL da Reman (em US\$ milhões)

Percentil	VPL (US\$ MM)
<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>
<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>
<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>

<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>

Fonte: análise quantitativa de riscos do valor da Reman, elaborada pela Petrobras

232. Assim, de acordo com a distribuição, com intervalo de confiança de 90%, tem-se o valor da refinaria variando *omissis.....*

233. A nota destaca, por fim, que:

[...] *omissis.....*

**Análise da Seinfra petróleo**

234. Analisando as informações que compuseram o RIAEF *omissis.....* e suas respectivas Análises Complementares (documentos *omissis.....*) não foram encontrados indícios de irregularidades na sua formulação técnica ou forma.

235. A atualização das avaliações internas, de acordo com o conjunto de premissas do novo plano estratégico aprovado pela companhia, é medida recomendável para que se tenha referências de valor devidamente alicerçadas no contexto econômico e de visões de futuro que possui a companhia no momento de tomada de decisão final acerca do desinvestimento.

236. **Foram devidamente destacadas e justificadas as premissas de maior impacto no valor do ativo e nas atualizações do valuation interno.** Importa assinalar que as premissas e parâmetros de maior relevo para o segmento de refino, no bojo dos planos estratégicos aplicáveis, já haviam sido objeto de minucioso exame por ocasião do acompanhamento da venda da Rlam (TC 024.763/2020-9), no qual não foram constatadas razões para contestar a razoabilidade e consistência das premissas utilizadas. A íntegra desse exame foi trazida para o Apêndice C deste relatório (em especial, sob os tópicos C.1, C.2, C.6 e C.7)), tendo-se destacado supra, sinteticamente, os aspectos mais relevantes.

237. Naquele feito, a Petrobras apresentou as séries históricas e as projeções utilizadas para cada uma das principais premissas, de forma a permitir a aferição e, quando aplicável, o cotejo com os dados constantes das planilhas de valuation (cálculo dos fluxos de caixa descontados) da Rlam – o que foi possível replicar aqui, vez que igualmente foram disponibilizadas pela Petrobras as planilhas de valuation da Reman. Vale repisar que foram apresentadas as fontes utilizadas, tanto para histórico como para previsões *omissis.....*

238. Adicionalmente, no que tange especificamente à Reman, foi demonstrada a vantagem econômica *omissis.....*

239. *omissis.....*

240. *omissis.....*

241. Foram realizadas, ainda, estimativas da sensibilidade do Resultado Operacional da Reman (vide Tabela 10, supra) *omissis.....*

242. Retomando, uma vez mais, o paralelo feito com o desinvestimento da Rlam, as questões levantadas pela CGU e pelo TCU no decorrer dos respectivos acompanhamentos daquele processo fizeram com que a Petrobras agregasse alguns elementos adicionais de grande valia para a robustez do processo e da informação do processo decisório.

243. Dois deles, embora elaborados por ocasião concreta do processo de venda da Rlam, dizem respeito a aspectos pertinentes também às demais refinarias em desinvestimento: (i) o parecer técnico da FGV acerca das premissas e cenários utilizados nas avaliações dos ativos

constituintes do Projeto Phil; e (ii) a avaliação, pela consultoria especializada IHS, das premissas de valuation da Rlam (e, por conseguinte, dos ativos de refino). O detalhamento de ambos foi trazido para este relatório sob o Apêndice C (tópicos C.10 e C.11), e suas conclusões corroboraram as atingidas por esta Unidade Técnica, mediante o exame de todo o conjunto de dados fornecido pela Petrobras – planilhas, séries de dados de premissas e projeções, descrição de metodologias e controles, além de toda a justificativa apresentada –, no sentido de que o processo de elaboração das avaliações internas possui adequada consistência e fundamentação.

244. Cabe ressaltar, a despeito de tais constatações, que a solidez do processo não exime os resultados de valuation da possibilidade de estarem, ao fim, ainda revestidos de significativa incerteza, sobretudo inerente às premissas e projeções. O que é indispensável é que as melhores informações disponíveis acerca da incerteza, qualitativa e quantitativamente, sejam levadas aos tomadores de decisão.

245. Nesse intuito, ainda como repercussão do citado trabalho da CGU no caso da Rlam, a Petrobras realizou também para a Reman uma análise probabilística, utilizando a simulação de Monte Carlo, com o fito de estimar a incerteza sobre o valor do ativo. omissis.....

246. **Conclui-se, do exame realizado, que a justificativa das premissas e parâmetros utilizados na elaboração da avaliação econômico-financeira interna do ativo se demonstrou adequada e suficiente, não se tendo identificado razões para contestar-lhes a razoabilidade e consistência.**

247. **Outrossim, não foram constatados quaisquer indícios de irregularidade ou impropriedade na metodologia ou nos procedimentos aplicados, em especial quanto à aderência à Sistemática para Desinvestimentos da Petrobras, de modo que é possível considerar que o valor estabelecido do ponto de vista do vendedor como critério para a alienação da Reman – o valuation interno de referência – foi adequadamente estabelecido.**

#### **III.4. Discrepâncias entre os valuations**

248. Além da avaliação interna na visão do vendedor, substanciada no RIAEF, a Sistemática prevê, na passagem pelo Portão 4, a emissão opcional de uma avaliação externa (valuation report), na visão do comprador (considerando o ativo desintegrado do portfólio da Petrobras e premissas alinhadas às condições existentes de mercado), a qual deverá ser realizada preferencialmente pelo assessor financeiro contratado para o projeto.

249. Adicionalmente, para balizar a tomada de decisão na passagem pelo Portão 5, deverá ser contratada, junto a entidade(s) distinta(s) do assessor financeiro (consultorias externas), a emissão de uma ou mais (no mínimo duas, para ativos com valor de venda superior a US\$ 1 bilhão) fairness opinions (parecer sobre o valor justo da transação). A Sistemática faculta, ainda, a emissão (adicional) de fairness opinion pelo próprio assessor financeiro (a qual não se confunde com o valuation report mencionado no parágrafo anterior, sendo avaliações feitas em momentos distintos e com enfoque e propósito específicos).

250. Por fim, também visando subsidiar a tomada de decisão, a Sistemática estabelece que a Comissão de Alienação elabore análise comparativa entre as visões de valor obtidas por meio das análises econômico-financeiras, de modo a evidenciar o valor da transação proposta para a Petrobras e a sustentar as proposições quanto ao desfecho do projeto de desinvestimento.

251. Dessa forma, **a presente questão busca esclarecer se a Petrobras justificou as discrepâncias mais relevantes entre as avaliações externas e internas. Para tanto faz-se necessário verificar se foram devidamente emitidas as avaliações prescritas pela Sistemática, e se foi efetuada a análise comparativa entre as visões de valor obtidas.**

252. No âmbito do processo de venda da Reman, além do RIAEF, cujo desenvolvimento e

resultados finais foram detalhados na questão anterior, foi emitido um valuation report pelo assessor financeiro (Citibank), e duas fairness opinions por consultorias externas (G5 Partners e Rothschild).

253. Importa aduzir, conforme esclarece o DIP de aprovação de Portão 5, que, embora a Petrobras encaminhe suas premissas para as consultorias externas, o caráter de independência de tais avaliações é preservado, de forma que todas as premissas utilizadas na elaboração das fairness opinions são de responsabilidade e justificadas por cada instituição emissora.

#### **Valuation Report do Citibank**

254. O valuation report emitido pelo Citibank, em 14/10/2020, assumiu taxas de inflação e câmbio conforme projetadas em setembro de 2020, fator de utilização constante baseado na média histórica dos últimos 5 anos omissis....., margens de refino brutas projetadas omissis....., com horizonte projetivo de 5 anos para o fluxo de caixa descontado e valor terminal estimado omissis.....

255. Releva destacar que **o valuation report não considerou a visão operacional do Caso Proposto** na Reman, omissis.....

256. A faixa de valores obtida foi omissis....., pelo fluxo de caixa descontado (FCD). Ainda na visão comprador, o valuation report estimou as faixas de avaliação utilizando múltiplos de companhias comparáveis, chegando às faixas de omissis.....

257. Adicionalmente, o valuation report estimou valores na visão vendedor, pelos métodos de fluxo de caixa descontado e de múltiplos de companhias comparáveis, tanto para premissas baseadas em junho de 2020 como setembro de 2020. Para as premissas baseadas omissis.....

#### **Fairness Opinion do G5 Partners**

258. A fairness opinion emitida pelo G5 Partners, em 30/6/2021, assumindo o valor de venda de US\$ 189,5 milhões, considerou a transação justa, sob perspectiva financeira, para a Petrobras.

259. O G5 Partners efetuou sua análise de valuation seguindo a metodologia FCD, com base nas informações fornecidas pela Petrobras, considerando: “(i) entendimento do histórico operacional (ii) entendimento dos termos da Transação e dos ativos nela incluídos e; (iii) expectativas futuras operacionais da Reman, incluindo a mudança da operação omissis..... A instituição consigna que foram discutidos com a Petrobras as principais premissas, aspectos financeiros e documentos relativos à transação, assinalando ter levado em consideração “outras informações, estudos financeiros, análises, pesquisas e critérios financeiros, econômicos e de mercado” que julgou relevantes.

260. A avaliação considerou projeções financeiras para o período 2021-2030 (fluxo explícito de 10 anos, com valor terminal omissis....., referenciadas no cenário Base da Petrobras, com os devidos ajustes e validações. O horizonte operacional pressupôs a operação da Reman “no refino de petróleo somente até omissis....., passando posteriormente a operar apenas como um terminal, atuando no armazenamento, distribuição e comercialização de derivados do petróleo nos seus tanques e dutos”. Além disso, considerou que omissis..... A data base utilizada na avaliação foi omissis.....

261. A taxa de desconto utilizada foi de omissis....., obtida do WACC, com o cálculo devidamente discriminado, omissis.....

262. Com esses parâmetros, **a faixa de valores resultante do valuation do G5 Partners para a Reman foi de omissis.....**

#### **Fairness Opinion do Rothschild**

263. *A fairness opinion emitida pelo Rothschild, em 30/6/2021, assumindo o valor de venda de US\$ 189,5 milhões, considerou a transação justa, sob perspectiva financeira, para a Petrobras.*

264. *O Rothschild efetuou análises de valuation seguindo as metodologias DCF, múltiplos de transações precedentes no setor de refino global, e múltiplos de empresas comparáveis globalmente.*

265. *Na metodologia DCF, o Rothschild considerou quatro cenários construídos a partir de previsões do plano de negócios (estratégico) da Petrobras, com os ajustes que julgou adequados: (i) Caso Base, com drivers de mercado esperados/normalizados para volumes e margens; (ii) Caso Crescimento, com drivers de mercado favoráveis para volumes e margens; (iii) Caso Resiliência, com drivers de mercado estressados (pessimistas) para volumes e margens; e (iv) Sensibilidade ao Caso Base, refletindo os resultados históricos normalizados para crack spread e Brent.*

266. *omissis.....*

267. *omissis.....*

268. *Na metodologia de múltiplos de transações precedentes, o Rothschild agrupou comparáveis em dois segmentos: omissis..... Foi apresentado o detalhamento das transações utilizadas e dos dados considerados.*

269. *Na metodologia de múltiplos de empresas comparáveis globalmente, o Rothschild igualmente considerou separadamente os segmentos de refino e de terminais de granéis líquidos. omissis..... Foi apresentado o detalhamento das empresas e dos dados considerados.*

#### **Atualização do Valuation Report do Citibank**

270. *O Citibank emitiu, em 9/7/2021, uma atualização de seu valuation report anterior, considerando as atualizações feitas até 21/6/2021 pela Petrobras em seus planos de negócios para a Reman – contemplando, inclusive, as previsões operacionais conforme o Caso Proposto (que não havia sido considerado no valuation report anterior), com refino e terminal operando em conjunto até omissis....., e apenas o terminal logístico operando de 2026 em diante.*

271. *Na avaliação por FCD foram considerados três casos, conforme as previsões constantes dos planos de negócios fornecidos pela Petrobras: Caso Base, Caso Resiliência, e Caso Base ajustado pelo histórico. Neste, dentre outros ajustes, buscou-se refletir uma precificação independente para petróleo e derivados, e projeções de taxa de câmbio conforme omissis.....*

272. *Os fluxos projetados explícitos foram de 10 anos (2021-2030), com valor terminal estimado omissis.....*

273. ***As faixas de valores obtidas foram:*** omissis.....

274. *Adicionalmente, foram estimadas as faixas de avaliação utilizando múltiplos de companhias comparáveis globais (do segmento de refino), chegando às faixas de omissis.....*

#### **Análise Comparativa entre as Visões de Valor (pela Comissão de Alienação)**

275. *Como subsídio para a tomada de decisão, a Sistemática incumbe a Comissão de Alienação da elaboração de comparativo entre as visões de valor obtidas por meio das análises econômico-financeiras, de modo a evidenciar o valor da transação proposta para a Petrobras, e a sustentar as proposições acerca da conclusão do projeto de desinvestimento.*

276. *Assim, a Comissão elaborou e apresentou a análise comparativa, tanto em seu relatório final como no DIP de aprovação de Portão 5 e respectivas apresentações às instâncias decisórias competentes. Além da exposição gráfica da comparação de resultados entre propostas, avaliações econômicas internas (em ambos os PE 2020-2024 Pós-Covid e PE 2021-2025) e fairness opinions, a Comissão apresentou comparativo entre os principais parâmetros (período de projeção, taxa de*

crescimento, taxa de desconto) e as premissas mais influentes omissis..... utilizadas em cada valuation, e gráfico football field com os resultados das fairness opinions nas diversas metodologias.

277. O relatório da Comissão detalhou as características (premissas, metodologia e outros pontos relevantes) essenciais de cada avaliação, incluídas as fairness opinions, bem como apresentou tabela comparativa dessas características.

278. Adicionalmente, a fim de subsidiar a melhor leitura das fairness opinions, o DIP de Portão 5 consignou:

omissis..... (...)

As Fairness Opinion consideram somente o resultado operacional do ativo para fins de avaliação (visão stand alone), diferentemente da avaliação interna da Petrobras, que considera adicionadas ao resultado operacional do ativo, todas as dissinergias causadas pela desintegração do ativo da Petrobras com a venda (visão vendedor).

279. Por fim, a Comissão de Alienação elencou uma série de considerações decorrentes de sua análise comparativa, das quais cumpre destacar:

a) omissis.....;

b) omissis.....;

c) omissis.....;

d) omissis..... ;

e) omissis.....;

f) omissis..... ;

g\_ O valor da oferta da Atem foi considerado justo pelas 2 fairness opinions emitidas.

**Análise da Seinfra petróleo**

280. Considerando os valores centrais de cada faixa de valuation, conforme a Tabela 16, abaixo, é possível efetuar uma comparação simples entre os seus resultados, em que se constata que a maior discrepância ocorreu omissis....., consoante se analisou na seção III.3 e no Apêndice C.

281. Dentre as avaliações que se basearam nas premissas mais recentes, no entanto, observou-se razoável alinhamento:

Tabela 16 – Comparativo entre os valuations internos e externos da Reman

Valuation	Valor central da faixa de Equity Value, em US\$ MM
RIAEF – PE 2020-2024 Pós-Covid, Caso Proposto (outubro/2020)	omissis.....
Valuation Report – Citibank – visão comprador* (outubro/2020)	omissis.....
Valuation Report – Citibank – visão vendedor* (outubro/2020)	omissis.....
1ª Atualização do RIAEF – PE 2021-2025, Caso Proposto (junho/2021)	omissis.....
2ª Atualização do RIAEF – PE 2021-2025, Caso Proposto (julho/2021)	omissis.....
Fairness Opinion – G5 Partners, método DCF, cf. Caso Proposto (junho/2021)	omissis.....

<i>Fairness Opinion – Rothschild, método DCF, premissas Caso Base, cf. Caso Proposto (junho/2021)</i>	<i>omissis.....</i>
<i>Fairness Opinion – Rothschild, método DCF, premissas Caso Base historicamente normalizado, cf. Caso Proposto (junho/2021)</i>	<i>omissis.....</i>
<i>Atualização do Valuation Report – Citibank – visão comprador, premissas Caso Base, cf. Caso Proposto (julho/2021)</i>	<i>omissis.....</i>
<i>Atualização do Valuation Report – Citibank – visão comprador, premissas Caso Base historicamente ajustado, cf. Caso Proposto (julho/2021)</i>	<i>omissis.....</i>

Fonte: Elaboração própria, com base na documentação fornecida pela Petrobras

\* Não foi considerada a visão operacional na forma do Caso Proposto.

282. Conforme esclareceu a Comissão de Alienação em seu relatório para o Portão 5, são enviadas às instituições que elaboram as *fairness opinions* alguns dos conjuntos de premissas da Petrobras, como referência; todavia, elas possuem autonomia para utilizá-las ou ajustá-las conforme julgarem apropriado. De igual modo ocorre quanto à metodologia. Assim, embora a Petrobras tenha sugerido a elaboração de um cenário "historicamente ajustado", para melhor comparação com a sua avaliação interna no cenário Base, pode-se notar que o G5 Partners declinou de sua utilização, utilizando metodologia própria e única.

283. Outro diferencial é que as *fairness opinions* consideram somente o resultado operacional do ativo, enquanto as avaliações internas incorporam outras parcelas de valor relativas à transação e seus efeitos para a Petrobras (vantagens e desvantagens competitivas próprias, custos remanescentes, sinergias e dissinergias, riscos próprios, entre outros). Tudo isso posto em consideração, as diferenças observadas não apresentaram discrepâncias que mereçam destaque.

284. Além disso, analisando-se cada *fairness opinion* individualmente, quanto a premissas, parâmetros e metodologia utilizados na avaliação por fluxo de caixa descontado, verifica-se que foram suficientemente detalhadas, que apresentam consistência interna e razoabilidade, e que seguem práticas usuais e amparadas na literatura do tema. Vale notar que foram devidamente detalhadas as composições das taxas de desconto utilizadas (WACC – custo de capital médio ponderado), e que em todas as avaliações (das *fairness opinions*) o fluxo de caixa explicitamente projetado foi de 10 anos, seguido por valor terminal (perpetuidade).

285. É também importante analisar a utilidade, em tese, das avaliações elaboradas sob metodologias alternativas, como as por múltiplos. As diferentes metodologias, também conhecidas e amparadas na literatura do tema, servem especialmente para evidenciar a faixa de incerteza a que estão submetidas essas avaliações. No presente caso, considerando a projeção de que a Reman manteria as operações de refino *omissis.....*, mantendo daí em diante apenas as atividades de terminal logístico, os resultados de tais metodologias devem ser vistos com especial cuidado, devido às restrições que essa peculiaridade operacional traz à comparabilidade com empresas ou transações semelhantes.

286. Quanto ao tratamento dado pela Petrobras à conformação das *fairness opinions*, conforme por ela informado em resposta a diligência feita no acompanhamento relativo à Rlam, precedente a este, reproduzida também no Apêndice C deste relatório, a companhia deu cumprimento ao Acórdão 2.301/2019-TCU-Plenário por meio da Orientação 10/2019, divulgada no *omissis.....*, estabelecendo um questionário de avaliação a ser preenchido pelos gerentes ou coordenadores antes da submissão de Portão 5. Sendo constatado, das respostas a esse questionário, que não foram atendidas as especificações de referência, o gerente ou coordenador

deverá solicitar à instituição que elaborou a *fairness opinion* o saneamento das não-conformidades, registrando no formulário da avaliação as ressalvas identificadas e as medidas de correção adotadas.

287. Além disso, em sede de análise crítica, a própria Sistemática prescreve à Comissão de Alienação a elaboração de comparativo entre as visões de valor obtidas. Assim, o relatório da Comissão, referente ao Portão 5, contemplou essa análise comparativa – a qual foi trazida em síntese, acima, sob tópico próprio.

288. Do exposto, portanto, **conclui-se que não foram observadas discrepâncias significativas entre as avaliações internas e externas, e que a Petrobras justificou suficientemente as diferenças pontualmente observadas.**

289. É pertinente acrescentar que, por se tratar de um desinvestimento de grande visibilidade realizado por uma empresa listada em bolsa, algumas entidades externas, atuantes no mercado financeiro e de investimentos, e não participantes do processo divulgaram estudos próprios. Nesse sentido, destaque-se dois valuations feitos por empresas com o propósito de informar os seus clientes investidores, de modo que apresentam uma visão de mercado acerca do valor dos ativos.

290. A avaliação elaborada pelo banco suíço de investimentos UBS (peça 24), de 1/10/2020, utilizou a metodologia de múltiplos EV/Ebitda e estimou o equity value da Reman em omissis.....

291. A avaliação elaborada pela XP Investimentos (peça 25), de 4/4/2021, igualmente utilizou a metodologia de múltiplos EV/Ebitda, extraindo uma faixa de 5,0x a 7,0x do histórico de negociação dos últimos 5 anos de empresas comparáveis do negócio de refino listadas nos Estados Unidos. Para ajustar essa faixa de múltiplos ao risco relativo aos mercados emergentes, como o Brasil, a XP promoveu um ajuste pelo prêmio de risco-país (CDS - Country Default Spreads), chegando a uma faixa de múltiplos de 4,52x a 6,10x. A isso incorporou também um desconto de 10% relativo ao risco devido às incertezas associadas a uma operação de refino no Brasil, resultando em uma faixa de múltiplos ajustada final de 4,07x a 5,49x. Por essa metodologia, estimou um equity value para a Reman contido na faixa de omissis.....

292. Frise-se que tais estudos não foram objeto da presente fiscalização, contudo, representam visões de mercado, no caso, de instituições que representam investidores privados, que podem ser úteis como evidências externas para auxiliar na obtenção de indícios acerca da razoabilidade do valuation ora escrutinado. Embora elaborados pela metodologia de múltiplos – a qual, para a Reman, deve ser considerada com restrições, conforme acima exposto –, os resultados desses valuations não apresentam diferenças significativas ante os obtidos pelos valuations externos contratados pela Petrobras no âmbito do processo de desinvestimento.

### **III.5. Seleção da proposta vinculante para negociação**

293. A Sistemática estabelece que, ao final da fase vinculante, a Comissão de Alienação deverá analisar e classificar as propostas vinculantes, segundo os critérios objetivos previamente definidos na Process Letter e aprovados pela Diretoria Executiva. Ato seguinte, submete-se à Diretoria Executiva a aprovação da classificação e das condições para o início das negociações com o potencial comprador, visando a obtenção das melhores condições para a Petrobras.

294. Dessa forma, **a presente questão busca esclarecer se a Petrobras justificou adequadamente o início das negociações por melhores condições.** Para tanto faz-se necessário verificar se foram realizadas as análises prescritas pela Sistemática, e se foram devidamente justificadas e apresentadas no relatório da Comissão de Alienação.

### **DIP de aprovação do Portão 4 (passagem à fase de negociações)**

295. A aprovação de passagem pelo Portão 4, que encerra a fase vinculante e dá início à

fase de negociação, foi consubstanciada, para a Reman, no omissis..... O relatório da Comissão de Alienação para o Portão 4 constituiu o Anexo 2 desse DIP.

296. Segundo ambos os documentos, os critérios para classificação das ofertas vinculantes aprovado pela Diretoria Executiva, no Portão 2, foram: omissis.....

297. **Foram recebidas, na data estabelecida na Process Letter (15/10/2020), omissis.....**

298. O relatório da Comissão de Alienação **apresentou análise detalhada do valor de cada oferta, em tabelas, promovendo-lhes o ranqueamento por ordem de valor e a comparação com as avaliações interna e externa então disponíveis, bem como analisou as marcações no SPA e nas demais condições da oferta (como marcações em contratos acessórios) que pudessem afetar diretamente o seu valor. Para essas análises, cuja versão completa constou do Anexo 25 do Relatório da Comissão, esta contou com subsídios da área jurídica da Petrobras e de escritório externo contratado para o projeto.**

299. omissis.....:

omissis.....

300. omissis.....:

(...) omissis.....

301. Para análise da capacidade financeira das propostas a Comissão solicitou manifestação da área de Finanças, ante cujas observações concluiu não haver materialidade para se alterar o ranqueamento das propostas. A íntegra da manifestação de Finanças constou do Anexo 27 do Relatório da Comissão.

302. **Restaram classificadas, assim, em ordem decrescente, as seguintes propostas vinculantes: Atem, no valor de US\$ 153 milhões, e Dislub, no valor de US\$ 118 milhões. Cabe constar, por fim, que foram também verificados o cumprimento dos demais requisitos dispostos na Process Letter, bem como realizada a avaliação de integridade da contraparte mais bem classificada, não se verificando impeditivo à continuidade do processo. Por conseguinte, acolhendo as proposições da Comissão de Alienação, a Diretoria Executiva aprovou o início das negociações por melhores condições (nos termos do SPA e demais contratos acessórios) para a Petrobras com a empresa Atem.**

#### Análise da Seinfra petróleo

303. É possível aferir, do cotejo entre os requisitos da Sistemática e os elementos contidos no omissis....., e seu Anexo 2, em especial, relatados supra, que foram observados os critérios previamente definidos para classificação das ofertas vinculantes, e que foi escolhida a proposta de melhor classificação para avançar à etapa de negociação.

304. Conclui-se, desse modo, que **restou adequadamente justificado o início das negociações por melhores condições para a Petrobras.**

#### III.6. Alteração do objeto na fase de negociação

305. De acordo com a Sistemática, o "Objeto do Projeto de Desinvestimento" é o:

alvo do projeto de Desinvestimento devidamente delimitado, com indicação do nome e natureza jurídica do bem ou direito a ser alienado, apontando a que título a Petrobras o detém, descrevendo suas principais características, tais como, exemplificativamente: alienação de Empresa com manutenção do poder de controle, alienação de Empresa sem manutenção do poder de controle, alienação de Ativo mantendo sua operação, alienação de Ativo com cessão da operação, alienação parcial ou total de Empresa/Ativo, inclusão ou exclusão de ativos relevantes da Empresa/Ativo alienado.

306. A "Alteração de Escopo do Projeto de Desinvestimento" é definida como a:

*modificação de condições relevantes do Projeto de Desinvestimento, tais como, exemplificativamente: alteração do percentual da alienação da Empresa/Ativo que não modifique a estrutura de poder da Empresa/Ativo, inclusão ou exclusão de ativos não significativos para Empresa/Ativo, celebração de contratos acessórios, apresentação de solução de logística ou infraestrutura.*

307. Na fase de negociação – que sucede a fase vinculante, conforme explicitado na seção anterior –, conforme a Sistemática, as tratativas visando a obtenção de melhores condições para a Petrobras poderão contemplar "tanto as condições econômicas e comerciais, quanto as contratuais, ou os demais aspectos relevantes que possam afetar a transação". A norma procedimental prescreve, ainda, que:

*Caso a Comissão de Alienação identifique ser necessário alterar o Objeto do Projeto de Desinvestimento, a referida alteração deverá ser aprovada pela Diretoria Executiva, caso em que o Projeto de Desinvestimento deverá retornar ao início da Fase 2, com nova aprovação do Portão 1 pela Diretoria Executiva (...).*

308. Já quanto à alteração de escopo, acaso verificada sua ocorrência ao final da fase de negociação, a norma estabelece que:

*(...) a Comissão de Alienação deverá, por meio de correio eletrônico, encaminhar, a todos os Potenciais Compradores que tenham sido classificados na última etapa de Propostas Vinculantes, inclusive o primeiro colocado, a minuta final do contrato de compra e venda, solicitando que encaminhem nova proposta de valor para a Petrobras, não sendo aceitáveis outras modificações na minuta final encaminhada.*

309. Dessa forma, **a presente questão busca verificar se o objeto foi alterado durante a negociação**, o que poderia ocasionar a quebra de isonomia do processo competitivo. Para tanto faz-se necessário verificar quais foram as alterações ocorridas na fase de negociação, e se foram seguidos os procedimentos previstos pela Sistemática.

#### **DIP de aprovação do Portão 5 (aprovação da transação)**

310. A aprovação de passagem pelo Portão 5 pela Diretoria Executiva, que, no caso da Reman, valida e remete ao Conselho de Administração (CA) da Petrobras a proposta de aprovação da assinatura dos contratos da transação com o potencial comprador (Signing), foi consubstanciada no DIP PORTFOLIO 57/2021, de 10/8/2021. O relatório da Comissão de Alienação para o Portão 5 constituiu o Anexo 3 desse DIP.

311. Conforme registra o DIP:

*Em 13/11/2020, iniciou-se o processo de negociação com a empresa Atem, que apresentou a melhor proposta e cujos detalhes constam no Relatório da Comissão de Alienação para o Portão 5 (Anexo 3). Ao fim das negociações, a Comissão de Alienação concluiu que deveria haver Bid Final, ante a identificação de mudança de escopo decorrente dos termos negociados em relação às cláusulas do CCVA e dos contratos acessórios. (grifos nossos)*

312. As alterações nos termos dos contratos negociados são descritas tanto no DIP quanto no relatório da Comissão. Quanto às alterações no contrato principal (CCVA, Contrato de Compra e Venda de Ações), consigna o DIP que a Comissão obteve o assessoramento do Jurídico da Petrobras; quanto às alterações dos contratos acessórios, as alterações foram conduzidas diretamente pelas áreas responsáveis e suas respectivas assessorias jurídicas.

313. O Apêndice D deste relatório apresenta um resumo das principais condições negociadas no CCVA e os principais contratos acessórios alterados. Importa registrar que o relatório da Comissão para o Portão 5 (Anexo 2 do DIP) abordou detalhadamente todas as alterações de redação e de condições dos contratos na fase de negociação.

314. Assim, "em razão da mudança de escopo decorrente das negociações das cláusulas do CCVA e dos contratos acessórios em relação às minutas originais disponibilizadas aos potenciais compradores no VDR (Virtual Data Room) na fase vinculante", a Comissão de Alienação deu efeito às determinações da Sistemática e solicitou aos potenciais compradores participantes da fase vinculante o encaminhamento de novas propostas (Bid final).

315. Dessa maneira, conforme o DIP de Portão 5:

*(...) em 27/05/2021, a Petrobras, por meio do Assessor Financeiro, Citibank, enviou a Process Letter aos potenciais compradores que participaram da fase vinculante, convidando-os a participar do Bid Final (Anexo 5.1 do Relatório da Comissão de Alienação – Anexo 3 deste DIP) e estabelecendo os procedimentos que deveriam ser adotados por tais potenciais compradores, para apresentação de suas respectivas propostas.*

*(...)*

*Os critérios objetivos previamente definidos e aprovados pela DE, quando da submissão do Portão 2, para aceitação e classificação da proposta vencedora foram:*

*omissis.....*

*omissis.....*

*A Process Letter estipulou também que a proposta final deveria ser igual ou maior do que a enviada na fase da submissão das propostas vinculantes.*

*Foram emitidos dois adendos à Process Letter (Anexos 5.4 e 5.6 do Relatório da Comissão de Alienação – Anexo 3 deste DIP): o primeiro, em 09/06/2021, com esclarecimentos relacionados às informações necessárias sobre os ofertantes e às marcações permitidas no CCVA e, o segundo, em 14/06/2021, com alteração da data do Bid Final para 25/06/2021.*

*Em 10/06/2021, data prevista para os potenciais compradores (i) informarem a existência de parceiros (Oferta Conjunta) na oferta ou não, e (ii) enviar as informações solicitadas no Appendix B da Process Letter, omissis.....*

*Em 25/06/2021, omissis..... proposta para Bid Final. A proposta da Atem apresentou Preço de Aquisição de US\$ 189,5 milhões, omissis..... (grifos nossos)*

### **Análise da Seinfrapetróleo**

316. A análise das alterações promovidas na fase negocial, em confronto com os dispositivos – e as definições supra transcritas – da Sistemática regentes do tema, demonstrou que tais alterações (vide Apêndice D) se circunscreveram ao escopo do projeto de desinvestimento, evidenciando não ter ocorrido alteração do objeto.

317. Além disso, com o objetivo de assegurar a isonomia do processo competitivo e em estrita consonância com a Sistemática, foi realizada nova etapa de apresentação de ofertas vinculantes – bid final, com todos os potenciais compradores que haviam participado do bid anterior.

318. Conclui-se, do exposto, que não houve alteração do objeto durante a negociação, e que a alteração de escopo ocorrida foi devidamente tratada pela Petrobras, nos termos preconizados pela Sistemática de Desinvestimentos, assegurando-se a isonomia do processo competitivo.

### **III.7. Vantajosidade da alienação**

319. Consoante a Sistemática, após a conclusão das negociações, obtidas as melhores condições para a Petrobras, deverá ser submetida à deliberação pela Diretoria Executiva, por meio de DIP, a proposta de aprovação da transação. A submissão à DE deve ser precedida de apreciação pelo Comitê Técnico Estatutário de Investimentos e Desinvestimentos (CTE-ID).

320. Adicionalmente, nos casos em que o valor da transação for superior ao limite estabelecido para a Diretoria Executiva na Matriz de Limites de Atuação da Petrobras – transação com valor estimado acima de US\$ 200 milhões, como é o caso da Reman –, a transação contemplada no Projeto de Desinvestimento deverá ser, preliminarmente à celebração dos respectivos contratos, submetida à deliberação do Conselho de Administração (CA).

321. Esse DIP, que constitui a aprovação do Portão 5 do projeto, deverá conter todos os elementos que caracterizam a transação e embasam as conclusões e propostas da Comissão de Alienação, tais como avaliação econômica, cláusulas e condições contratuais relevantes, mecanismos de ajuste de preço, informações de integridade levantadas sobre o comprador, e deverá apresentar o Mapa de Riscos final do projeto, explicitando para o decisor os planos de respostas a riscos implementados, os riscos residuais e os riscos que deverão ser assumidos para a realização do projeto de desinvestimento, demonstrando assim, a gestão de riscos feita ao longo do projeto.

322. Assim, **a presente questão busca verificar se a negociação realizada resultou em uma proposta vantajosa para a Petrobras.** Para tanto faz-se necessário examinar, além da condução dos procedimentos finais segundo a Sistemática, a adequação e completude das informações de suporte apresentadas às instâncias decisórias da companhia.

#### Adequação do momento para a venda

323. Os acontecimentos de 2020 fizeram com que muitos potenciais investidores reavaliassem suas prioridades e posicionamentos, preterindo momentaneamente a assunção de riscos mais elevados, a fim de aguardar um restabelecimento e/ou estabilização dos comportamentos de mercado. Além disso, muitos tiveram sua liquidez afetada por esses eventos.

324. O momento se caracterizou por incertezas sem precedentes na economia mundial, especialmente no setor de energia, tornando, de certa forma, precárias quaisquer tentativas de previsão quanto à retomada – e aos níveis de atividade em que se dará essa retomada – no pós-pandemia. O fato de haver ainda, no 2º semestre de 2021, mesmo ante o progresso da vacinação em escala global, sob elevada incerteza quanto ao retorno à normalidade econômica, ratifica aquela caracterização.

325. Isso deu ensejo a medidas adicionais de cautela na avaliação da continuidade de investimentos e desinvestimentos, como a análise da possibilidade de postergação dessa continuidade ao pós-pandemia, ponderando-se os potenciais ganhos (recuperação) de visão de valor, frente à eventual perda de oportunidade e, principalmente, frente aos eventuais impactos da frustração dos objetivos estratégicos que constituem os pressupostos do desinvestimento.

326. Esse tema, tratado em primeira oportunidade por ocasião da venda da Rlam, foi objeto de análise pormenorizada naquela fiscalização, e tem integral aplicação também à Reman, de modo que a análise e suas conclusões foram trazidas para este relatório sob o Apêndice C (tópicos C.3 e C.5, em especial).

327. Para tratar dos riscos atinentes a esse momento potencialmente adverso e considerá-los no processo de tomada de decisão, a Petrobras realizou análise complementar de riscos acerca do timing para a venda da Reman, com o objetivo de identificar e analisar riscos incrementais aos quais a Companhia ficaria exposta caso optasse pelo cancelamento do processo competitivo atual e abertura de um novo processo em momento futuro.

328. Além disso, o Mapa de Riscos do processo tratou também dos riscos e das ameaças no cenário de insucesso do desinvestimento, ou seja, de manutenção do ativo em carteira, com os consequentes reflexos econômico-financeiros. A análise desses elementos foi objeto do DIP de aprovação do Portão 5, do qual trata o tópico seguinte.

**DIP de aprovação do Portão 5 (aprovação da transação pela Diretoria Executiva)**

329. Conforme registrado anteriormente, a submissão de aprovação do Portão 5 pela Diretoria Executiva foi consubstanciada no DIP PORTFOLIO 57/2021, de 10/8/2021. O relatório da Comissão de Alienação para o Portão 5 constituiu o Anexo 3 desse DIP.

330. O DIP apresenta, de início, uma atualização do contexto do desinvestimento, a qual convém aqui reproduzir, por seu caráter informativo:

*Em junho/2019, a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) firmaram o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) para o refino, com o objetivo de propiciar condições concorrenciais, incentivando a entrada de novos agentes econômicos no mercado de refino, bem como suspender e, caso cumpridas integralmente as obrigações nele previstas, arquivar, em relação à Petrobras, o Inquérito Administrativo existente. A principal obrigação assumida pela Petrobras foi a de executar a totalidade do Projeto Phil, considerando os seguintes prazos: (a) Teaser até 31/12/2019; (b) assinatura dos Contratos de Compra e Venda (CCVA) (Signing), inicialmente até 31/12/2020; (c) Fechamento das Operações (Closing) até 31/12/2021. Posteriormente, foram aprovados, pelo CADE e pela Petrobras, termos aditivos ao TCC, para a readequação dos prazos de Signing, de modo que, atualmente, o prazo para o cluster REMAN é 31/08/2021.*

*Localizado no Estado do Amazonas, o cluster REMAN (doravante denominado REMAN) envolve (i) a Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) com capacidade de processamento de petróleo de 46 kbpd (cerca de 2% da capacidade de refino da Petrobras), e (ii) o terminal aquaviário de Manaus. omissis.....*

*(grifos nossos)*

331. É igualmente relevante transcrever a reapresentação feita, no documento, da motivação estratégica do desinvestimento em refino, de um ponto de vista específico à Reman:

*(...) as motivações dos movimentos de portfólio do refino consideraram:*

***(1) busca de melhor alocação de capital, aumentando a participação em ativos com maior vantagem competitiva e maior rentabilidade, conforme previsto no Pilar Estratégico “Maximização do retorno sobre o capital empregado”, destacando-se que no PE 2021-2025 o desinvestimento do projeto Phil foi mantido e o plano de investimento no segmento de refino, aprovado, privilegiou investimentos como a expansão da capacidade Petrobras em ofertar Diesel S10 nas refinarias remanescentes do sudeste, buscando otimizar ativos de refino selecionados, enfatizando a ótica de construir liderança em expectativa de geração de valor criado por capital empregado (EVA), em oposição à lógica de manter em seu portfólio todos os ativos de refino relevantes em território nacional para abastecimento de derivados, independente da expectativa de geração de valor futuro por capital empregado omissis.....;***

***(2) oportunidade de antecipação de recursos pelo desinvestimento (antecipa fluxo de caixa operacional descontado) para contribuir com a redução do patamar da dívida para US\$ 60 bilhões e a posterior manutenção desse nível mais adequado de alavancagem, na comparação com a alavancagem dos últimos anos, tornando a Petrobras mais resiliente a variação de preços do Brent e de derivados e ao mesmo tempo capaz de realizar investimentos prioritizados, com destaque para os investimentos no desenvolvimento do Pré-Sal; e***

***(3) a orientação do CADE, conforme firmado com a Petrobras no TCC, que estipula o prazo para Signing do cluster REMAN para 31/08/2021. Vale destacar que o TCC e seus aditivos posteriores refletem uma dinâmica competitiva alinhada à Resolução 9/2019 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que estabelece as diretrizes para o desinvestimento da Petrobras no Refino, de modo que o desinvestimento auxilia na adequação regulatória ao tempo em que reduz a exposição quanto à tomada de medidas que venham ser impostas pelo CADE. A concentração no refino nacional eleva o risco de questionamento acerca dos preços praticados pela Petrobras.***

*(grifos nossos)*

332. Conforme registrado à seção anterior, na data estabelecida para o bid final omissis..... A Comissão de Alienação verificou o atendimento de todos os requisitos da Process Letter e considerou vencedora do certame a proposta da Atem, com validade de 120 dias, contados a partir de 25/06/2021 (data da submissão do bid final). Assim, em consonância com a Process Letter, não ocorrendo o signing até 23/10/2021, a Atem poderia sair da transação sem penalidade ou condicionar a prorrogação do prazo a negociações de condições, que poderiam ser menos vantajosas para Petrobras. Ainda conforme a Process Letter, foi apresentada garantia financeira para o signing, omissis.....

333. A apreciação prévia do CTE-ID foi encaminhada pelo omissis....., constando sua manifestação do Anexo 14 omissis..... O CTE-ID recomendou a aprovação (omissis.....), pela Diretoria Executiva, das proposições contidas no omissis....., considerando que:

(1) o projeto de desinvestimentos seguiu a Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas da Petrobras (PP-IPBR-00258), que é respaldada pelos Decretos 9188/2017 e 9355/2018 (ambos com constitucionalidade e legalidade confirmadas perante o Supremo Tribunal Federal) e que contou com recomendação do TCU;

(2) a Comissão de Alienação recomendou o prosseguimento do processo para aprovação das instâncias competentes, com base nas análises realizadas, considerando que os termos finais dos contratos e da transação atendem aos interesses e são satisfatórios para a Petrobras.

omissis.....;

(4) as gerências subscritoras do DIP PORTFOLIO 56/2021 concluem pela vantajosidade da transação, considerando a proposta adequada aos interesses da Petrobras e recomendando expressamente a aprovação das proposições formuladas;

(5) foram emitidos pareceres pelas áreas técnicas que suportam o projeto de desinvestimento omissis..... sem óbices;

(6) omissis..... avaliou que o desinvestimento da REMAN é aderente a estratégia da Petrobras, permite adequação regulatória (TCC) com mitigação de riscos de questionamentos sobre preços praticados pela Petrobras ao permitir novos atores no mercado, reforça a manutenção da alavancagem adequada e o foco em investimentos de maior valor, e, finalmente, foi avaliado em cenário de preços adequado conforme estimativas técnicas elaboradas pelas gerências especializadas e premissas aprovadas pelo CA no âmbito do PE 2021-2025, e, conforme a validação de estudo independente de Riscos;

omissis.....;

(8) conforme omissis....., resta evidenciado que a pauta apresenta as análises e diligências recomendadas pela CGU quando da apreciação do desinvestimento do Cluster RLAM;

(9) foram obtidas 2 Fairness Opinions (Rothschild e G5 Partners) que confirmam que o valor da transação é justo para a Petrobras do ponto de vista financeiro;

(10) a pauta apresenta as análises e justificativas exigidas pelo item 7.3.2 da Sistemática (conforme 8ª Revisão aprovada pela DE em 09/08/2021), quais sejam: (a) avaliação de riscos e oportunidades da alternativa de postergação da venda (seção N.4.1); (b) análise quantitativa dos riscos do valor do ativo no cenário base (seção N.4.2); e (c) justificativa da vantajosidade da transação omissis.....;

334. A aprovação da transação pelo CA ocorreu em 25/8/2021, com a subsequente assinatura do CCVA com a Ream Participações S.A., veículo societário de propriedade dos sócios da Atem's Distribuidora de Petróleo S.A. (Atem), conforme comunicados publicados pela Petrobras em seu sítio eletrônico de relações com investidores, na mesma data. O valor da venda, como dito, foi de US\$ 189,5 milhões, sendo (i) US\$ 28,4 milhões pagos na data de assinatura do contrato, a título de caução; e (ii) US\$ 161,1 milhões a serem pagos no fechamento da operação,

sujeitos a ajustes previstos no contrato.

335. O DIP de Portão 5, acompanhado de 15 Anexos, consignou todo o conjunto de informações atinentes às proposições da Comissão de Alienação e à proposta de aprovação da transação.

336. Além das informações já detidamente abordadas em outros pontos deste relatório, tais como a avaliação econômico-financeira interna – apresentando todo o seu histórico de elaboração, atualizações e ajustes, além de destacar as principais premissas e fatores de impacto –, os estudos e pareceres adicionais a respeito de premissas e metodologia, a estimativa de incerteza do valor da Reman (VPL estocástico), as fairness opinions – com a devida análise comparativa de visões de valor –, as alterações contratuais negociadas, os procedimentos de Bid final, o DIP conteve informação sobre os trabalhos de acompanhamento realizados pela CGU e pelo TCU (destacando as providências adotadas, como a análise sobre o timing da alienação), pareceres corporativos (com destaque para o amplo detalhamento da motivação estratégica, com visão específica à Reman e suas perspectivas operacionais futuras), jurídicos e de conformidade, e as análises de riscos atualizadas. Merece destaque a apresentação de visão histórica do ativo, cujo conteúdo consta do Apêndice E (tópico E.1) deste relatório, que aborda a contribuição do desinvestimento para a melhoria do portfólio da Petrobras como um todo, sob o prisma da rentabilidade.

337. Convém ressaltar que, complementarmente ao Mapa de Riscos do projeto, regularmente atualizado em todas as etapas em consonância com a Sistemática, o DIP trouxe uma análise complementar de riscos acerca do timing para a venda. O relatório e o Mapa de Riscos completo foram emitidos em 5/8/2021 e constaram do Anexo 11.4 do relatório da Comissão de Alienação (Anexo 3 do DIP de Portão 5); a análise complementar relativa ao timing da venda constou do Anexo 11.8 do relatório da Comissão de Alienação.

338. omissis.....

339. omissis.....

340. omissis.....:

omissis.....

341. Conforme o DIP de Portão 5, considerando o balanço entre as ameaças e oportunidades mapeadas, concluiu-se que o timing da venda é adequado.

342. omissis.....:

omissis.....

343. Quanto às providências adotadas para a tempestiva e gradual informação dos tomadores de decisão, registra o DIP:

*Dada a complexidade do Projeto, bem como sua sensibilidade, de forma a municiar os decisores, de modo gradativo, com as informações necessárias para que pudessem avaliar de forma detalhada e informada a transação em tela, foram realizadas apresentações prévias, de cunho informativo, tanto em reuniões do Comitê Técnico Estatutário de Investimentos e Desinvestimento (CTE-ID), quanto nas reuniões da Diretoria Executiva (DE) e do Conselho de Administração (CA). As datas das reuniões e as pautas estão apresentadas a seguir:*

*CTE-ID - 20/07/2021 (apresentação geral do Projeto, incluindo condições contratuais, proposta, valuations interno e externos e, pareceres emitidos até então: JURÍDICO, FINANÇAS e CONTRIB);*

*CTE-ID - 27/07/2021 (informações adicionais sobre (i) o ativo, (ii) o resultado contábil e, (iii) a comparação entre valuations, bem como apresentação do VPL estocástico);*

*CTE-ID - 03/08/2021 (informações adicionais sobre a composição contábil do ativo e*

apresentação por RISCOS de análise complementar ao VPL Estocástico);

DE - 22/07/2021 (apresentação geral do Projeto, incluindo condições contratuais, proposta, valuations interno e externos e, pareceres emitidos até então: JURÍDICO, FINANÇAS e CONTRIB);

DE - 09/08/2021 (apresentação da Motivação Estratégica, do Mapa de Riscos, do VPL Estocástico, dos resultados do GT que estudou o risco concorrencial e de análise preliminar da CONFORMIDADE);

CA - 28/07/2021 (apresentação geral do Projeto, incluindo condições contratuais, proposta, valuations interno e externos e, pareceres emitidos até então: JURÍDICO, FINANÇAS e CONTRIB).

344. Em vista de todo o exposto ao longo do DIP de Portão 5, em especial quanto aos aspectos estratégicos do desinvestimento, detalhados em seção própria do DIP e no relatório da Comissão de Alienação (Anexo 3 do DIP), o documento repisa, ao final:

*A transação envolvendo o cluster REMAN e seus ativos logísticos está alinhada à estratégia de “Atuar de forma competitiva nas atividades de refino, com ativos focados na proximidade da oferta de óleo e do mercado consumidor”.*

*O desinvestimento do cluster REMAN se justifica pela: 1) busca de melhor alocação de capital, aumentando a participação em ativos com maior vantagem competitiva e maior rentabilidade, conforme previsto no Pilar Estratégico “Maximização do retorno sobre o capital empregado”, destacando-se que no PE 2021-2025 o desinvestimento do projeto Phil foi mantido e o plano de investimento no segmento de refino, aprovado, privilegiou investimentos como a expansão da capacidade Petrobras em ofertar Diesel S10 nas refinarias remanescentes do sudeste, buscando otimizar ativos de refino selecionados, enfatizando a ótica de construir liderança em expectativa de geração de valor criado por capital empregado (EVA), em oposição à lógica de manter em seu portfólio todos os ativos de refino relevantes em território nacional para abastecimento de derivados, independente da expectativa de geração de valor futuro por capital empregado. Os ativos selecionados para permanecer no portfólio são aqueles próximos da maior oferta de óleo (pré-sal), de mercados consumidores relevantes, e da logística já instalada. A REMAN foi corretamente selecionada para desinvestimento por ser uma refinaria distante da maior oferta de óleo, dos maiores mercados consumidores, e da logística instalada para atendimento desses mercados. Cumpre destacar que, historicamente, o resultado da REMAN medido pelo EBITDA é mais volátil que o do RTC e, por vezes, negativo, apresentando menor retorno por unidade de risco incorrido; 2) oportunidade de antecipação de recursos pelo desinvestimento (antecipa fluxo de caixa operacional descontado) para contribuir com a redução do patamar da dívida para US\$ 60 bilhões e a posterior manutenção desse nível mais adequado de alavancagem, na comparação com a alavancagem dos últimos anos, tornando a Petrobras mais resiliente a variação de preços do Brent e de derivados e ao mesmo tempo capaz de realizar investimentos prioritizados, com destaque para os investimentos no desenvolvimento do Pré-Sal; e 3) a orientação do CADE - órgão regulador com o qual foi assinado o TCC. O TCC e seus aditivos posteriores visam promover uma dinâmica competitiva de preços alinhada a resolução número 9/2019 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que estabelece as diretrizes para o desinvestimento da Petrobras no Refino, de modo que o desinvestimento auxilia na adequação regulatória e pereniza o arquivamento de queixas contra a Petrobras junto ao CADE. A concentração no refino nacional eleva o risco de questionamento acerca dos preços praticados pela Petrobras.*

*omissis.....*

*Quanto à utilização de cenários corporativos para a tomada de decisão sob incerteza, a ESTRATÉGIA E PLANEJAMENTO indica que os 3 diferentes cenários corporativos e suas previsões sejam transmitidas aos tomadores de decisão, uma vez que o intervalo de valores coberto por esses cenários se propõe a capturar parte relevante das possíveis trajetórias futuras dos preços e das alocações, contribuindo para que os projetos de investimentos sejam resilientes*

*em contextos adversos, ao mesmo tempo em que contribui para que o decisor tenha ciência de possíveis valores - mais elevados e mais reduzidos - associados aos potenciais desinvestimentos.*

*Em sua análise, omissis..... avalia que o desinvestimento da REMAN é aderente a estratégia da Petrobras, permite adequação regulatória (TCC) com mitigação de riscos de questionamentos sobre preços praticados pela Petrobras ao permitir novos atores no mercado, reforça a manutenção da alavancagem adequada e o foco em investimentos de maior valor, e, finalmente, foi avaliado em cenário de preços adequado conforme estimativas técnicas elaboradas pelas gerências especializadas e premissas aprovadas pelo CA no âmbito do PE 2021-2025, e conforme a validação de estudo independente de Riscos.*

*omissis.....*

*omissis..... (grifos nossos)*

345. *Quanto à evidenciação do valor da transação proposta para a Petrobras, merece reprodução a sumarização feita nas considerações finais:*

*omissis.....*

*omissis..... (grifos nossos)*

346. *Assim, em conclusão (conforme o Relatório da Comissão de Alienação para o Portão 5, Anexo 3 do omissis.....:*

*A Comissão de Alienação, com base nas análises aqui realizadas, considera que os termos finais dos contratos e da transação atendem aos interesses e são satisfatórios para a Petrobras nos termos da Sistemática de Desinvestimentos, e, sendo assim, recomenda o prosseguimento do processo para a aprovação das instâncias competentes, com o respectivo encaminhamento do teor deste Relatório para as instâncias competentes, e que o decisor considere a análise conjunta do pacote de informações e documentos produzidos para essa etapa no processo de tomada de decisão. (grifos nossos)*

#### **Deliberação do Conselho de Administração da Petrobras sobre a alienação da Reman**

347. *A submissão de pauta ao Conselho de Administração (CA) da Petrobras é instruída por um Resumo Executivo – que pode ser acompanhado de documentos complementares, quando necessário – que contém as informações relevantes para a deliberação e deve ser distribuído aos membros do Conselho com pelo menos uma semana de antecedência à respectiva reunião do CA.*

348. *O Resumo Executivo referente à Reman (omissis.....) apresentou um plexo de informações similar ao contido no DIP PORTFOLIO 57/2021 (Portão 5) – contendo, portanto, todas as informações de relevo à tomada de decisão produzidas no processo de desinvestimento e aqui relatadas e analisadas.*

349. *A reunião do CA que deliberou sobre a alienação da Reman foi realizada em 25/8/2021 (omissis.....), e aprovou, por maioria, a pauta proposta, nos termos do Resumo Executivo.*

350. *O Resumo Executivo, seus Anexos, e a certidão da reunião do CA foram disponibilizados pela Petrobras dentro dos procedimentos usuais do acompanhamento.*

#### **Análise da Seinfra petróleo**

351. *O exame da documentação apresentada pela Petrobras quanto à instrução, nos termos da Sistemática, dos Portões 4 e 5 do projeto de desinvestimento, no que tange à Reman, permitiu inferir a regularidade dos procedimentos adotados, bem como, em vista dos quesitos até aqui relatados e analisados, e, em especial, do conteúdo do DIP de aprovação do Portão 5, a adequação e suficiência na constituição do pacote de informações e documentos de suporte à decisão.*

352. Foram abordados, na pauta do DIP de Portão 5, todos os aspectos relevantes da transação. Foram incorporados, ademais, elementos adicionais aos previstos na Sistemática, em compatibilidade com as especificidades do caso concreto, de modo a conferir maior robustez e segurança, tanto ao aspecto procedimental quanto ao decisório.

353. É válido afirmar, portanto, considerando a complexidade que envolve a decisão de venda de um ativo, que **não foram encontrados indícios de que não tenham sido providos às instâncias competentes da companhia os subsídios para uma tomada de decisão devidamente informada.**

354. Importa reiterar, nesse sentido, que as proposições levadas aos tomadores de decisão foram fundamentadas, cabendo destacar, do plexo de razões que recomendaram a decisão pela venda da Reman, o aspecto econômico-financeiro e o alinhamento estratégico.

355. O valor da proposta foi analisado em face da avaliação econômico-financeira interna – cujas premissas e metodologia foram também escrutinadas –, assim como dos valuations externos, substanciados nas fairness opinions. Restou demonstrada tanto a vantagem econômica do ponto de vista do vendedor, consideradas as alterações havidas nos contratos durante a fase de negociação, como a compatibilidade com o valor do ativo visto pelo mercado.

356. Além disso, em virtude do contexto atípico em que boa parte do processo transcorreu, devido à pandemia mundial de Covid-19, foi empreendida reflexão acerca da oportunidade para a venda, com base em dados mercadológicos e análise de riscos, sopesando-se a alternativa de postergação. Desse exame, pelas razões já expostas – especialmente: risco de falta de atratividade do ativo/segmento no futuro, risco de prejuízos devido a interferências na política de preços, custo de oportunidade –, concluiu-se em favor da continuidade do projeto.

357. Ante todo o exposto, conclui-se que **não há indícios de que a negociação realizada não tenha resultado em uma proposta** – e, conseqüentemente, em uma transação – **vantajosa para a Petrobras.**

#### IV. CONCLUSÃO

358. É importante retomar, inicialmente, consoante as informações e argumentos expostos na contextualização do desinvestimento (seção II, Visão Geral do Objeto), que a presente fiscalização parte do pressuposto do necessário desinvestimento em refino pela Petrobras, na forma ajustada com o Cade. Não se pode olvidar, todavia, que essa venda somente pode ocorrer a preços razoáveis e com a estrita observância das normas aplicáveis.

359. A principal referência normativa para o processo de desinvestimento é a “Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras”, norma interna da Petrobras que trata da metodologia para alienação de empresas e ativos. A Sistemática prevê a execução do projeto de desinvestimento em três fases – estruturação, desenvolvimento e encerramento –, e demarca em cinco “portões” as instâncias de aprovação das etapas mais relevantes do processo pela Diretoria Executiva ou outro órgão colegiado competente.

360. Além da Sistemática, considerou-se também, para verificar se a atuação dos responsáveis no processo de desinvestimento foi legal e legítima, o disposto nos art. 153 e 154 da Lei 6.404/1976 (Lei das S.A.), traduzido como o “dever de diligência”, também esperado dos administradores públicos e de sociedades de economia mista, e que contempla diversos componentes que consideram a complexidade dos processos de governança e cadeias decisórias dessas organizações. Por fim, mas não menos importante, tomou-se em consideração também o “dever de lealdade”, igualmente previsto na Lei das S.A.

361. A execução do projeto, quanto aos ativos integrantes da Fase/Grupo 2 do Projeto Phil, de que faz parte a Reman, foi acompanhada até o Portão 2 no processo TC 009.508/2019-8

(acompanhamento geral da Carteira de Desinvestimentos da Petrobras no biênio 2019-2020). Naqueles autos, verificou-se que a condução do desinvestimento, até o referido marco, teve adequado grau de aderência aos procedimentos ditados pela Sistemática.

362. Este processo, por sua vez, tem como escopo o acompanhamento relativo aos Portões 3, 4 e 5 dos ativos da Fase/Grupo 2 (Regap, Reman, SIX e Lubnor) do Projeto Phil, abarcando as etapas de proposta vinculante e de negociação – sendo que o presente relatório se refere, especificamente, à Reman. Não fazem parte do escopo da presente fiscalização o closing e o carve out do projeto.

363. Foram formuladas sete questões de auditoria para o tratamento dos riscos identificados através da análise dos documentos disponibilizados e das reuniões realizadas. Os procedimentos e análises realizados quanto a cada uma dessas questões, assim como as conclusões obtidas, foram detalhados às seções III.1 a III.7 deste relatório.

364. A Questão 1, objeto da seção III.1, buscou verificar se os procedimentos adotados pela Petrobras na fase de propostas não vinculantes (após o Portão 2) tiveram adequado grau de aderência às prescrições da Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras.

365. A Questão 2, objeto da seção III.2, buscou verificar se a Petrobras tomou as providências necessárias para que os proponentes tivessem acesso às informações necessárias para a elaboração de propostas vinculantes compatíveis com o valor entendido pela Petrobras como justo para o ativo.

366. A Questão 3, objeto da seção III.3, buscou verificar se o valor que servirá de critério para verificar se a proposta é vantajosa para a Petrobras foi adequadamente estabelecido.

367. A Questão 4, objeto da seção III.4, buscou verificar se as possíveis discrepâncias entre as avaliações externas e as avaliações internas foram adequadamente tratadas pela Petrobras.

368. A Questão 5, objeto da seção III.5, buscou verificar se a seleção da proposta vinculante para negociação foi feita de forma adequada.

369. A Questão 6, objeto da seção III.6, buscou verificar se o objeto foi alterado na negociação.

370. A Questão 7, objeto da seção III.7, buscou verificar se a negociação realizada resultou em uma proposta vantajosa para a Petrobras.

371. As respostas a todas as questões de auditoria foram satisfatoriamente positivas, considerando as limitações inerentes aos procedimentos aplicados e o escopo e não escopo dos trabalhos, e **permitiram consolidar opiniões conclusivas quanto a quatro aspectos fundamentais do processo de desinvestimento da Reman:**

a) **Sobre o cumprimento da sistemática de desinvestimento da Petrobras:** verifica se os procedimentos realizados pela estatal estão de acordo com a sua própria sistemática de desinvestimentos, analisada pelo Tribunal por meio dos Acórdãos 442/2017-TCU-Plenário, relator Ministro José Múcio Monteiro, e 477/2019-TCU-Plenário, relator Ministro Aroldo Cedraz, e demais ordenamentos legais que regem a atuação de sociedades anônimas de economia mista, quanto a diversos aspectos como transparência, publicidade, competitividade, preço de mercado, entre outros;

b) **Da adequação do preço ofertado para a venda da Reman:** examina se o referencial interno de preço para a venda foi estimado de maneira adequada e fundamentada, e se o valor ofertado foi devidamente confrontado com as referências internas e externas de valor do ativo;

c) **Da adequação da venda durante a pandemia da Covid-19:** analisa se o momento da

oferta do ativo, durante a pandemia da Covid-19, seria adequado para a consumação da venda;

d) **Do processo decisório para a venda da Reman:** avalia se o processo decisório foi devidamente informado e refletido, com a produção de documentos e avaliações necessárias e suficientes para a convicção dos gestores da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração da Petrobras, e se a decisão foi devidamente fundamentada e em acordo com os documentos técnicos produzidos e disponibilizados.

#### **IV.1. Sobre o cumprimento da Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras**

372. Verificou-se ao longo desse acompanhamento que a Petrobras vem cumprindo adequadamente a própria sistemática de desinvestimento, as leis que norteiam esse procedimento (Lei das Estatais e Lei das Sociedades Anônimas) e os princípios constitucionais que estabelecem as diretrizes gerais sobre as condutas de entidades sobre o controle do Estado.

373. Conforme comentado, em 2017, em decorrência de fiscalização desta Corte de Contas, por meio do supracitado Acórdão 442/2017-TCU-Plenário, houve reformulação total da Sistemática então vigente na Petrobras. As mudanças ocorreram com o objetivo de adequar os procedimentos da estatal para venda de ativos aos princípios constitucionais da transparência, publicidade, isonomia, moralidade, entre outros e garantiram avanços que permitiram a rastreabilidade dos atos praticados, procedimentos abertos e mais competitivos, bem como melhorias no processo decisório, entre outros.

374. A Petrobras, dessa forma, tem disponibilizado, nos termos estabelecidos pelo indigitado Acórdão 477/2019-TCU-Plenário, regularmente e tempestivamente ao TCU informações relacionadas a todos os processos de desinvestimentos, em suas passagens pelos diversos portões decisórios. Tal atendimento, para o biênio 2019-2020, é fiscalizado no âmbito do TC 009.508/2019-8, de relatoria do Ministro Walton de Alencar Rodrigues.

375. Em relação aos desinvestimentos do refino, por haver processos específicos, autuados por autorização expressa do Acórdão 1.177/2020-TCU-Plenário, além da disponibilização sistemática dos documentos referentes às passagens dos portões, a Petrobras encaminha, quando diligenciada por esta Unidade Técnica, no mesmo ambiente seguro (plataforma iDeals), informações e documentos adicionais, dando total transparência de todo o processo a este órgão de controle.

376. Nesse ponto, cabe registrar que as equipes técnicas da Petrobras disponibilizaram tempestivamente todas as informações requeridas por esta SeinfraPetróleo, tanto por meio da produção e apresentação de documentos e estudos, como por meio da realização de reuniões por videoconferência para esclarecimento de dúvidas ou apresentação de questões mais complexas. Aqui registra-se a existência de grande quantidade de documentos disponibilizados no sistema iDeals pela Petrobras ao TCU, resultado do encaminhamento sistemático determinado pelo Tribunal, do encaminhamento espontâneo de informações por parte da equipe da Petrobras e das respostas a diligências e indagações realizadas pelos auditores do TCU; bem como a realização de dezenas de reuniões entre técnicos da Petrobras e auditores deste Tribunal sobre os desinvestimentos no refino.

377. Sobre a transparência, isonomia, publicidade e competitividade do certame, verificou-se que foram convidadas diretamente a participar da licitação 71 empresas, definidas com o apoio do assessor financeiro como potenciais compradoras para a Reman, por meio de teasers. Além disso, com a publicação do teaser no portal da Petrobras, empresas não convidadas diretamente puderam manifestar seu interesse em participar do processo de compra dos ativos e apresentar propostas, sendo, portanto, o processo transparente e com a devida publicidade, no qual buscou-se o maior número de interessados.

378. *Verificou-se ainda que a Petrobras disponibilizou aos interessados, de forma isonômica, informações sobre os ativos relacionadas tanto a questões técnicas como econômico-financeiras para viabilizar a formulação de ofertas embasadas em parâmetros reais, esclarecendo dúvidas e buscando mitigar, no que estava ao seu alcance, riscos decorrentes de desinformações.*

379. *Após ampla divulgação e possibilidade para participação de todos interessados, foram assinados, para a alienação da Reman, omissis..... acordos de confidencialidade (NDA - Non-Disclosure Agreement), e apresentadas omissis..... propostas não-vinculantes (NBO - Non Binding Offer) e omissis..... propostas vinculantes (BO - Binding Offer).*

380. *Seguindo a Sistemática, a Petrobras negociou com a proponente da melhor oferta vinculante – a empresa Atem – e, em razão das alterações de certas condições jurídicas e econômicas decorrentes dessa negociação, submeteu, em novo procedimento de licitação, as condições alteradas de venda às duas participantes da fase vinculante, de forma a garantir isonomia nas condições ofertadas e possibilidade de propostas mais vantajosas à Petrobras pela Reman.*

381. *Esta segunda submissão finalizou-se em 25/6/2021 e obteve como melhor proposta a oferta final da Atem, no valor de US\$ 189,5 milhões. O procedimento seguiu o cronograma planejado, sendo aprovado pela Diretoria Executiva em 17/8/2021 e pelo Conselho de Administração em 25/8/2021, com a assinatura do contrato na mesma data.*

382. *Vale registrar que o cronograma da licitação foi por diversas vezes revisado e dilatado em virtude, principalmente, das restrições subjacentes à pandemia, de modo que igualmente tiveram de ser renegociados os prazos inicialmente avençados no TCC firmado com o Cade. Com o último termo aditivo ao TCC, o prazo para o signing do cluster Reman ficou definido para 31/8/2021. Importa salientar, ainda, que, por força do edital (Process Letter), o contrato deveria ser assinado no prazo máximo de 120 dias contados da data de submissão da proposta final, sob pena de a proponente vencedora ser desobrigada a honrar a oferta realizada.*

383. *Isso posto, concluiu-se que a Petrobras vem seguindo adequadamente sua sistemática de desinvestimentos no âmbito do processo de alienação da Reman.*

#### **IV.2. Da adequação do preço ofertado para a venda da Reman**

384. *Parte relevante da análise empreendida nesta fiscalização refere-se aos estudos econômico-financeiros realizados e obtidos pela Petrobras para balizamento da decisão de aceitação ou não da melhor proposta ofertada para a compra da Reman.*

385. *Sobre isso, vale registrar que a Petrobras realizou diversos estudos em distintos momentos durante o processo de desinvestimento para identificar qual seria o valor da refinaria e seus ativos logísticos para a Petrobras, considerando os três cenários corporativos de seu plano estratégico – Resiliência, Base e Crescimento. Essas avaliações internas da Petrobras ocorreram sob a ótica vendedora, isto é, estimando qual o potencial de geração de caixa dos ativos ofertados para a própria estatal, considerando suas sinergias, riscos próprios, desvantagens ou vantagens dentro do sistema Petrobras.*

386. *A utilização dos cenários corporativos na elaboração do valuation interno decorre expressamente da Sistemática de Desinvestimentos. Os cenários são produzidos com as projeções da empresa para as principais premissas que afetam o valor do ativo, quais sejam, preços do Brent, Câmbio R\$/US\$, Demanda Brasileira por Derivados e Demanda por Gás Natural, levando em consideração, como fator principal, uma possível mudança da matriz energética, com a substituição dos combustíveis fósseis por uma energia considerada mais limpa.*

387. *Nada obstante, conforme exposto na seção III.3, entende-se que a Petrobras deve utilizar como o principal parâmetro norteador da decisão sobre a venda o resultado de valuation*

no cenário Base, por ser aquele utilizado para o planejamento da empresa de modo geral, inclusive seus investimentos, e ser construído com premissas e parâmetros mais próximas às utilizadas pelos especialistas do setor e auditadas, no âmbito da estatal, por companhia qualificada independente atendendo aos requisitos da Lei Sarbannes-Oxley (SOx).

388. Disso decorre a ênfase dada pela fiscalização à verificação de razoabilidade e consistência das premissas e parâmetros utilizados, especialmente em se considerando a transição entre planos estratégicos com significativas diferenças durante o desenvolvimento do projeto de desinvestimento. Dessas análises, em que não se constatarem razões para disputar as variáveis utilizadas, se ocupa a retrocitada seção III.3 do relatório, complementada em pormenores pelo Apêndice C.

389. Adicionalmente, tendo como foco o cenário Base, a equipe de auditoria analisou a planilha utilizada para calcular o fluxo de caixa descontado do ativo, que resulta em seu valor para a empresa, verificando em algum grau as premissas, dados de entrada, lógica, consistência e fórmulas matemáticas que compõem a planilha. Nessa análise, destaca-se a limitação de escopo da fiscalização, tendo em vista a extrema complexidade do objeto, a existência de centenas de variáveis de entrada e fórmulas matemáticas, projeções, e interrelações dessas inúmeras variáveis. Por isso, a avaliação realizada dessa planilha foi seletiva em algumas variáveis relevantes e fórmulas, alcançou alguns dados de entrada, mormente os mais relevantes e impactantes, não se podendo, contudo, atestar a completa correção da planilha. Dentro desse escopo limitado, inerente a um procedimento de auditoria, não se encontraram irregularidades.

390. Outro aspecto importante reside na devida consideração das características e especificidades do ativo para a otimização de seu valor econômico. Para tanto, no valuation interno da Reman, foram consideradas duas visões distintas para o futuro operacional da refinaria: a visão padrão, e uma visão alternativa, considerando a operação como refinaria apenas até omissis....., passando a operar exclusivamente como terminal a partir de omissis..... A visão de valor alternativa, denominada Caso Proposto, demonstrou ser a de maior vantagem econômica para a Petrobras.

391. As premissas de maior impacto na valoração da Reman, sob o Caso Proposto, são omissis.....

392. A avaliação interna da Reman sofreu duas atualizações ao longo do processo, sendo a primeira e mais relevante em decorrência da aprovação do plano estratégico 2021-2025 da Petrobras. O ajuste do valuation de acordo com o conjunto de premissas do mais recente plano estratégico aprovado pela companhia é útil para que se tenha referências de valor devidamente alicerçadas no contexto econômico e de visões de futuro que possui a companhia no momento de tomada de decisão final acerca do desinvestimento.

393. omissis.....

394. omissis.....

395. omissis.....

396. A tabela a seguir apresenta as avaliações internas realizadas e os respectivos resultados:

Tabela 17 – Avaliações internas da Reman, considerando o Caso Proposto\* (US\$ milhões)

Reman				
Equity Value	Data	Cenários corporativos		
		Resiliência	Base	Crescimento

<i>RIPAEF – PNG 2019-2023</i>	<i>17/1/2020</i>	<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>
<i>RIAEF – PE 2020-2024 Pós-Covid</i>	<i>15/10/2020</i>	<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>
<i>1ª atualização do RIAEF – PE 2021-2025</i>	<i>25/6/2021</i>	<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>
<i>2ª atualização do RIAEF – PE 2021-2025</i>	<i>7/7/2021</i>	<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>	<i>omissis.....</i>

Fonte: elaboração própria, com base no RIAEF emitido no omissis.....

\* O RIPAEF considerou a continuidade operacional das atividades de refino; o Caso Proposto veio a ser indicado apenas no RIAEF.

397. omissis.....

398. omissis.....

399. Complementarmente, atendendo a recomendações de CGU e TCU, a Petrobras efetuou uma análise quantitativa de riscos para estimar probabilisticamente a incerteza sobre o resultado de valuation interno da Reman. omissis.....

400. omissis.....

401. omissis..... No entanto, exige da Petrobras avaliação muito mais cuidadosa da situação, bem como justificativas adequadas para a consolidação da venda nessa circunstância. Nesse sentido, a análise quantitativa de riscos é um importante elemento adicional para informar as instâncias competentes na tomada decisão.

402. Ainda sobre o tema, observa-se que nos estudos econômico-financeiros para a realização de concessões, PPPs e privatizações, o TCU exige a estipulação de avaliação de mercado do ativo ofertado para estabelecimento de preços mínimos, que, se não atingidos, terão o condão de frustrar o procedimento de venda. Isso porque entende-se que bens públicos devem contar com proteções contra a existência de eventuais cartéis, acordos privados ou insuficiente competição, de forma a salvaguardar o erário e impedir vendas por valores baixos.

403. Enfatiza-se, no entanto, que a formulação desses estudos para estabelecimento de preço mínimo é realizada sempre sobre a ótica de mercado, ou seja, do ponto de vista do comprador e não da ótica do Estado, vendedor. Essas avaliações de mercado não consideram as particularidades do vendedor, vantagens ou desvantagens de sinergia ou competição, para sua formulação de valor, mas sim as variáveis de mercado e da indústria em particular, considerando as especificidades do ativo vendido. Portanto, não se assemelha à avaliação interna feita pela Petrobras.

404. Com relação às avaliações de mercado, do ponto de vista do comprador, a Petrobras contrata consultorias ou empresas especializadas no setor para a precificação do ativo. No caso concreto da Reman, contratou três empresas conceituadas para a realização de valuation report e fairness opinion. A Tabela 18, abaixo, mostra o valor de mercado estimado por essas empresas (considerando, quando calculado por mais de uma metodologia e/ou cenário, aqueles mais próximos da metodologia e cenário Base da Petrobras).

Tabela 18 – Avaliações externas da Reman, na visão comprador (US\$ milhões)

Valuation externo	Data	Faixa de valor
<i>Valuation Report – Citibank*</i>	<i>14/10/2020</i>	<i>omissis.....</i>
<i>Fairness Opinion – G5 Partners</i>	<i>30/6/2021</i>	<i>omissis.....</i>
<i>Fairness Opinion – Rothschild, Caso Base</i>	<i>30/6/2021</i>	<i>omissis.....</i>
<i>Fairness Opinion – Rothschild, Caso Base historicamente normalizado</i>	<i>30/6/2021</i>	<i>omissis.....</i>

Atualização do <i>Valuation Report</i> – Citibank, Caso Base	9/7/2021	<i>omissis.....</i>
Atualização do <i>Valuation Report</i> – Citibank, Caso Base historicamente ajustado	9/7/2021	<i>omissis.....</i>

*Fonte: Elaboração própria, com base na documentação fornecida pela Petrobras*

*\* Não considerou a visão operacional do Caso Proposto*

405. *Como se percebe, o valor ofertado pela Reman se situa dentro ou acima da faixa de valor das avaliações externas.*

406. *Verificou-se na presente fiscalização algumas das variáveis utilizadas nos valuations externos e interno elaborados e não se encontrou discrepância entre elas digna de nota.*

407. *Por todo o exposto, concluiu-se que o valor ofertado pela Reman está dentro ou acima da faixa de valor das avaliações externas contratadas, sob o ponto de vista de mercado, e que, embora aproximadamente 6,5% abaixo do cenário Base da Petrobras no valuation interno, do ponto de vista do vendedor, a diferença pode ser considerada razoável, sendo justificada pelas incertezas e sensibilidades mapeadas e avaliadas no processo, não cabendo opor objeções à venda da refinaria em razão do valor da oferta.*

#### **IV.3. Da adequação da venda durante a pandemia da Covid-19**

408. *O mercado do petróleo foi especialmente afetado pelas restrições de movimentação decretados no Brasil e no mundo, provocando redução repentina de demanda de diversos derivados e repercussões extremamente impactantes nos estoques de combustíveis e preços. Tal fato gerou nas empresas do setor uma busca por liquidez e cortes expressivos de previsões de investimento.*

409. *Esses eventos incidiram, primeiramente, no processo de alienação da Rlam, precedente à Reman. Por essa razão, as equipes de fiscalização do TCU e da CGU realizaram, no acompanhamento daquele, inquirições à Petrobras sobre a continuidade dos desinvestimentos no cenário calamitoso da pandemia de Covid-19.*

410. *Na ocasião, a Petrobras apresentou suas justificativas, esclarecendo que, em conjunto com o assessor financeiro contratado para o projeto (Citibank), analisou o cenário delineado pela pandemia no ambiente mundial de investimentos e desinvestimentos no setor de óleo e gás, bem como de fusões e aquisições de um modo geral, constatando que os negócios prosseguiram em alta mesmo naquele contexto. Foram objeto de análise, também, o andamento específico do processo de desinvestimento de cada cluster do projeto Phil, com o propósito de compatibilizá-los com as restrições de movimentação de pessoas decorrente da pandemia.*

411. *Não obstante, a Petrobras reconheceu a possibilidade de que a visão de valor dos ativos pudesse sofrer algum efeito da pandemia. Contudo, arguiu que esse efeito se limitaria ao curto prazo, e que a parcela mais significativa do valor do ativo advém das estimativas de fluxo de caixa ao longo do horizonte projetivo, as quais são influenciadas mais fortemente por aspectos como a transição da matriz energética, cuja tendência se delineia independentemente da pandemia (na verdade, pode ser acelerada pela pandemia, mas de todo modo seria praticamente irreversível).*

412. *Além disso, arguiu-se que a atratividade dos ativos de refino tem diminuído globalmente. No Brasil, como se vê do histórico frustrado de algumas das tentativas de desinvestimento anteriores, essa atratividade também é baixa. Assim, eventual postergação do desinvestimento não poderia desconsiderar a possibilidade de que, no futuro, não existam interessados, ou que a visão de valor de eventuais interessados se reduza.*

413. *Para abarcar esse quesito da tomada de decisão, a Petrobras decidiu realizar, para*

*cada cluster, análise complementar de riscos acerca do timing para a venda, com o objetivo de identificar e analisar riscos incrementais aos quais a Companhia ficaria exposta caso optasse pelo cancelamento do processo competitivo atual e abertura de um novo processo em momento futuro. Para a Reman, além dos riscos identificados, a análise apontou, supondo uma postergação por três anos, que o impacto financeiro para a Petrobras, somente em decorrência do custo de oportunidade do valor que poderia ser recebido da Atem (US\$ 189,5 milhões), seria, considerando a taxa de desconto corporativa de 10% a.a. (TMA da Petrobras), de US\$ 47 milhões em valor presente.*

*414. Destaque-se, ademais, que o Mapa de Riscos do processo trata também dos riscos e das ameaças no cenário de insucesso do desinvestimento, ou seja, de manutenção do ativo em carteira. Dentre esses riscos, vale mencionar o de não implementação de política de preços mais competitiva, em virtude de interferência governamental, o que historicamente já ocorreu, e para o que, caso venha a se repetir no futuro, a Petrobras estima prejuízo superior a US\$ 1,5 bilhão por ano (considerando todo o parque de refino).*

*415. Contrapondo as ameaças e as oportunidades mapeadas, e considerando os aspectos econômico-financeiros e estratégicos da transação, a Petrobras concluiu pela adequação do timing da venda.*

*416. Concluiu-se, assim, do conjunto de aspectos examinados, que a Petrobras empreendeu adequada análise da oportunidade (timing) para a venda, em que considerou os impactos da pandemia e as alternativas existentes, de modo a justificar a continuidade do desinvestimento.*

#### **IV.4. Do processo decisório para a venda da Reman**

*417. Outro ponto a que se dedicou especial atenção no acompanhamento realizado foi a qualidade do processo decisório. Tomando como referências principais a sistemática de desinvestimento da Petrobras, a Lei das Estatais e a Lei das Sociedades Anônimas, os procedimentos de auditoria aplicados visaram aferir se o processo conduzido pela estatal ofereceu, em cada etapa sujeita à tomada de decisão (os Portões da sistemática) – e, especialmente, na decisão de seleção da proposta mais vantajosa e de concretização do desinvestimento – um conjunto de subsídios adequado e suficiente a uma tomada de decisão devidamente fundamentada e informada, de forma que os gestores da companhia tivessem efetivas condições de dar cumprimento ao dever de diligência que lhes incumbe.*

*418. Além do pacote de informações e documentos já previstos na Sistemática, que, regra geral, por si já permitiria a adequada tomada de decisão, buscou-se verificar se foram adotadas medidas adicionais em face das especificidades e características intrínsecas do negócio (e do ativo), sobretudo daqueles pontos em que se visualizou algum risco ou incerteza não tratada pela regra geral.*

*419. Assim foi que, da interação com os trabalhos realizados pela CGU e por esta SeinfraPetróleo, a Petrobras lançou mão de diversos procedimentos adicionais – sendo alguns internalizados, inclusive, em sua Sistemática de Desinvestimentos, por meio da oitava revisão –, destinados a sanar as dúvidas lançadas e a examinar pontos de incerteza, confirmando ou retificando aspectos do processo.*

*420. Esse proceder foi refletido nos esclarecimentos prestados no atendimento às diligências, nos esforços dedicados ao processo de avaliação econômico-financeira – com a justificação das premissas mais relevantes, tanto inicialmente quanto nos momentos em que foi necessário revisá-las ou atualizá-las –, nos estudos e pareceres externos acerca da consistência dessas premissas e da metodologia aplicada, e, por fim, no exame e apresentação às instâncias decisórias da companhia, por meio do pacote de suporte à aprovação de Portão 5 (concretização*

do desinvestimento e subsequente assinatura dos contratos da transação, conforme previsto na Sistemática), de todos os aspectos relevantes ao projeto, e, portanto, à tomada de decisão.

421. O acompanhamento realizado também procurou verificar a devida contemporização das etapas do projeto, com atenção a alterações de cronograma e respectivas justificativas, bem como quanto à periódica atualização de informações aos gestores e aos prazos estimados para as tomadas de decisão.

422. Cabe destacar que a tomada de decisão de venda de um ativo como a Reman é de grande complexidade, e não se resume a uma simples comparação entre o valor proposto e o valor desejado ou o valor de mercado. Esses são fatores de relevo, mas que figuram lado a lado com outros de igual importância, como os aspectos estratégicos e de riscos avaliados pela companhia desde a decisão que colocou os ativos em processo de desinvestimento.

423. O valor da proposta foi analisado em face da avaliação econômico-financeira interna – cujas premissas e metodologia foram também amplamente escrutinadas –, assim como dos valuations externos, substanciados nas fairness opinions. Restou demonstrada tanto a vantagem econômica do ponto de vista do vendedor, consideradas as alterações havidas nos contratos durante a fase de negociação, como a compatibilidade com o valor do ativo visto pelo mercado.

424. O alinhamento aos motivos estratégicos inicialmente elencados foi confirmado e reforçado pela necessidade de maior resiliência da companhia ante contextos adversos, como o que se apresentou da pandemia mundial de Covid-19 e seus efeitos. Além disso, a tendência de aceleração da transição da matriz energética global, com a preterição dos combustíveis fósseis, exige que a empresa busque a máxima eficiência na alocação de seu capital, em especial de investimentos, buscando – por exemplo – a focalização de investimentos prioritizados, como no caso do Pré-Sal; essa mesma tendência, ademais, coloca sob elevada incerteza o nível de atratividade futura de ativos de refino, chamando atenção para os riscos que envolvem eventual perda de oportunidades presentes (além do evidente custo de oportunidade, referente ao valor da transação no tempo).

425. Todos esses aspectos foram apresentados à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração da Petrobras em diversas reuniões técnicas que antecederam a tomada de decisão e, por fim, reunidos no pacote de suporte à decisão apresentados a esses gestores por ocasião da conclusão do Portão 5, com a aprovação do negócio pela DE e CA e a assinatura do contrato.

426. Assim, de todo o exame realizado, **concluiu-se que os procedimentos seguidos e a constituição do pacote de informações e documentos de suporte à decisão foram adequados e suficientes para que a tomada de decisão pelas instâncias competentes da Petrobras fosse devidamente fundamentada e informada.**

#### **IV.5. Considerações finais**

427. Diante de todo o exposto, com base no escopo definido, nas limitações, e nas análises e testes aplicados no presente acompanhamento para aferir a aderência dos procedimentos e dos processos decisórios à Sistemática de Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras, **propõe-se considerar que a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) atendeu, sob ponto de vista formal, à referida Sistemática, relativamente ao processo de desinvestimento da Refinaria Isaac Sabbá (Reman), no âmbito do Projeto Phil – Fase 2, não tendo sido identificadas impropriedades ou irregularidades nos demais aspectos avaliados, quais sejam, a adequação do preço ofertado para a venda, a oportunidade do momento de venda, e a devida fundamentação e informação do processo decisório.**

428. Propõe-se, por fim, considerando a manifestação fundamentada da Petrobras (peças 38 e 39) com relação à classificação de sigilo da informação, lastreada no art. 8º, § 3º, inciso III, c/c

art. 11, inciso III, da Resolução-TCU 294/2018, no sentido de que seja dado tratamento confidencial aos trechos e informações por ela indicados, seja tornada pública a versão do presente relatório em que tais informações foram substituídas por omissis (peça 46), mantendo-se a incidência de sigilo sobre o presente relatório, sem omissões.

#### **V. VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE**

429. O Volume de Recursos Fiscalizados (VRF), nos processos de fiscalização deste Tribunal, tem seus critérios para cálculo e registro determinados pela Portaria-TCU 222/2003. De acordo com a segunda parte do item 1.2 do Anexo I da Portaria TCU 222/2003, “tendo havido adjudicação para uma empresa, o VRF será o valor da proposta vencedora”.

430. Desse modo, o VRF da fiscalização ora relatada, estimado na forma proposta, é de US\$ 189,5 milhões – os quais, convertidos para a moeda corrente nacional ao câmbio do dia 25/8/2021, data de assinatura do contrato de compra e venda, equivalem a R\$ 994,2 milhões (taxa de câmbio PTAX/Banco Central, cotação de venda a R\$ 5,2465).

431. Importa aduzir que este valor se refere somente ao acompanhamento relativo à Reman, e não ao processo como um todo, que deverá ser atualizado conforme forem concluídos os desinvestimentos das demais refinarias da omissis..... do Projeto Phil.

432. A atual sistemática de quantificação e registro sobre os benefícios das ações de controle externo está regulamentada pela Portaria-Segecex 17/2015. Neste processo, os benefícios potenciais estimados deste acompanhamento relacionam-se, em especial, além da manutenção da expectativa de controle gerada pela atuação continuada desta Corte de Contas, à melhoria do processo decisório da Petrobras, com a oferta de melhores informações às suas instâncias decisórias, bem como ao aumento da transparência e à maior garantia de que a tomada de decisão ocorra no melhor interesse da companhia.

#### **VI. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO**

433. Ante todo o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, para posterior envio ao Gabinete do Ministro Walton Alencar Rodrigues, propondo:

433.1. Com fulcro art. 241, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e em atenção aos Acórdãos 442/2017-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro José Múcio Monteiro, 477/2019-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, e 1.177/2020, de relatoria do Ministro Walton Alencar Rodrigues, considerar que a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) atendeu, sob ponto de vista formal, aos ditames da Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras, relativamente ao processo de desinvestimento da Refinaria Isaac Sabbá (Reman), no âmbito do Projeto Phil, omissis....., não tendo sido identificadas impropriedades ou irregularidades nos demais aspectos avaliados, quais sejam, a adequação do preço ofertado para a venda, a oportunidade do momento de venda, e a devida fundamentação e informação do processo decisório;

433.2. Tornar público o relatório de peça 46 com as omissões dos trechos cuja informação foi classificada como confidencial pela Petrobras, com fundamento no art. 8º, § 3º, inciso III, c/c art. 11, inciso III, da Resolução-TCU 294/2018, e manter o sigilo do presente relatório em sua versão completa, sem omissões, bem como das demais peças dos presentes autos com sigilo atribuído no aplicativo “Classificação de peças do e-TCU com restrição de acesso”, de modo que a concessão de vistas e cópias destes autos seja feita de acordo com as restrições ou permissões ali constantes;

433.3. Encaminhar cópia do Acórdão que vier a ser proferido à Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), informando-a de que o conteúdo da decisão poderá ser consultado no endereço [www.tcu.gov.br/acordaos](http://www.tcu.gov.br/acordaos); e

433.4. *Restituir o presente processo para as providências finais elencadas no Acórdão que vier a ser proferido, relativas ao tratamento do sigilo da informação, e prosseguimento do acompanhamento quanto aos demais ativos do Projeto Phil, omissis....., nos termos do subitem 95.3 do Anexo da Portaria-Segecex 27 de 9/12/2016.*

## VOTO

Trata-se de acompanhamento realizado na empresa Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras), com o objetivo de avaliar o desinvestimento na Refinaria Issac Sabbá (Reman), objeto do Projeto Phil, referente à alienação de refinarias, em cumprimento à determinação exarada no item 9.2 do Acórdão 1.177/2020-TCU-Plenário.

A título de contextualização do processo, cabe registrar que, desde 2014, o Programa de Desinvestimentos da Petrobras (Prodesin) passou a ser denominado “Carteira de Desinvestimentos” e a estatal estruturou uma metodologia para alienação de suas empresas e ativos, a qual foi consolidada em norma intitulada “Sistemática para Desinvestimentos de Ativos e Empresas do Sistema Petrobras”, referenciada nos autos como Sistemática de Desinvestimentos.

Essa Sistemática de Desinvestimentos prevê, entre outras, que a execução do projeto de alienação dos ativos da empresa ocorrerá em três fases: estruturação, desenvolvimento e encerramento, definindo em cinco "Portões" as etapas de aprovação para que o processo possa ter continuidade.

Entre as principais ações de controle desses desinvestimentos, destaca-se a fiscalização realizada no âmbito do TC 013.056/2016-6, tendo o Tribunal proferido o Acórdão 442/2017-TCU-Plenário, estabelecendo, no item 9.6.1, que houvesse a identificação dos projetos que deveriam ser objeto de trabalho de fiscalização específica.

Em cumprimento ao Acórdão 442/2017-TCU-Plenário, foi selecionado como objeto de fiscalização específica o Projeto Phil, referente ao biênio 2019 e 2020, conforme Acórdão 1177/2020-TCU-Plenário.

O acompanhamento da alienação da Reman foi inicialmente realizado no âmbito do TC 009.508/2019-8, abrangendo os Portões 0 a 2 da Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras. Naqueles autos, foi confirmado adequado grau de aderência aos procedimentos ditados pela companhia estatal, não tendo sido registrados indícios de irregularidades que requeressem atuação específica do Tribunal

Considerando a materialidade, risco, relevância, o Tribunal, por meio do item 9.2 do Acórdão 1.177/2020-TCU-Plenário, determinou a atuação de outro processo específico para fiscalização mais detalhada do projeto de desinvestimento da Reman, que engloba as ações referentes aos Portões 3, 4 e 5. Esses portões referem-se às etapas de propostas não-vinculantes, propostas vinculantes, de negociação e da assinatura do contrato de compra e venda, abrangendo o período de 23/1/2020 a 17/9/2021.

Para avaliar a adequação dessas etapas, a SeinfraPetróleo avaliou, em síntese, 7 questões de auditoria, com vistas a verificar se a Petrobras: obedeceu aos procedimentos da companhia durante a fase de propostas não-vinculantes; disponibilizou as informações necessárias aos proponentes; estabeleceu critério para verificar a vantagem da proposta; realizou adequadamente as avaliações externas e internas; selecionou corretamente a proposta vinculante para negociação; alterou o objeto na negociação; e realizou negociações que resultaram em proposta vantajosa para a estatal.

A unidade instrutora ressalta que as respostas a todas as questões de auditoria foram satisfatoriamente atendidas, não restando indícios de irregularidades no processo.

Feito esse breve resumo, passo a decidir:

Inicialmente, registro o consistente trabalho de acompanhamento realizado, há alguns anos, pela SeinfraPetróleo, na Carteira de Desinvestimentos da Petrobras, atividade que, pela complexidade, materialidade, risco e relevância, tem recebido especial atenção no âmbito do Tribunal.

Inicialmente, destaco que o Projeto Phil é objeto do Termo de Compromisso de Cessação, firmado com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), e das diretrizes da Resolução

9/2019 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), no qual a Petrobras se comprometeu a alienar oito refinarias, representando, aproximadamente, 50% da capacidade de refino brasileiro.

Quanto à oportunidade desses desinvestimentos, no segmento de refino, nos autos do TC 003.245/2020-9, recentemente relatado, foi exarado o Acórdão 1876/2021-Plenário, em que foram mapeados os riscos relativos à transição para o novo mercado de refino após o desinvestimento proposto dessas oito refinarias.

Entre os diversos pontos identificados, ressalto que a infraestrutura nacional de refino e logística já não é suficiente para atender à demanda de combustíveis do país, e o hiato que compõe esse descompasso tende a aumentar.

Consequentemente, para evitar o agravamento dessa situação são necessários vultosos investimentos para ampliação da capacidade de refinamento e de transporte.

A dificuldade da Petrobras em realizar tais investimentos, por conta de seu elevado grau de endividamento ou por entender que outras áreas de exploração possam ser mais estratégicas, tornará o país cada vez mais dependente da importação de derivados, podendo o abastecimento de combustíveis ficar prejudicado em diversas localidades.

Assim, conforme aduz a SeinfraPetróleo, a alienação das refinarias vai ao encontro dos objetivos perseguidos e declarados pela estatal, quanto à otimização da alocação de capital, concentração em projetos com maior rentabilidade; redução do nível de alavancagem da empresa; e redução da concentração econômica no setor de refino.

Quanto às questões investigadas no presente acompanhamento, acolho as conclusões da unidade instrutora como razões de decidir, em especial no que se refere ao cumprimento da Sistemática de Desinvestimentos, à adequação do momento em que a venda da Reman está sendo realizada e do processo decisório, bem como à razoabilidade do valor de venda desses ativos.

Em relação ao cumprimento da Sistemática de Desinvestimentos nos portões, ora em análise, destaco que não foram identificados indícios de irregularidades no atendimento das etapas processuais e decisórias.

Relevante destacar que a Petrobras disponibilizou ao Tribunal, nos termos estabelecidos pelo Acórdão 477/2019-TCU-Plenário, da rel. E. Ministro Aroldo Cedraz, por meio do sistema *iDeals*, todos os documentos e informações relacionados aos processos de desinvestimentos, em suas passagens por tais instâncias decisórias.

Ainda em relação à Sistemática de Desinvestimentos, cabe ressaltar que a Petrobras negociou com a proponente da melhor oferta vinculante e, em razão das alterações de certas condições jurídicas e econômicas decorrentes dessa negociação, submeteu, em novo procedimento de licitação, as condições alteradas de venda aos dois participantes da fase vinculante, de forma a garantir isonomia nas condições ofertadas e possibilidade de propostas mais vantajosas à companhia.

Conforme apresentado nos autos, até o momento, não foram identificados indícios de não-atendimento das normas internas e da legislação que rege essas desestatizações. Portanto, alinho-me à conclusão da unidade instrutora na qual expressa que a Petrobras vem seguindo adequadamente a Sistemática de Desinvestimentos no âmbito do processo de alienação da Reman.

Outro ponto de análise, que merece destaque, refere-se à precificação dos ativos dos projetos de desinvestimento. Dada a complexidade, o risco e a relevância dessa questão propus, no Voto condutor do Acórdão 1156/2021- Plenário, a necessidade de que a SeinfraPetróleo avaliasse criteriosamente a consistência metodológica das avaliações que serviram de base para as negociações referentes à alienação da Rlam.

Conforme prevê a Sistemática de Desinvestimentos, devem ser realizadas avaliações internas e externas nos projetos de desinvestimento, portanto, em continuação, farei algumas ponderações que considero relevantes sobre essas avaliações.

As avaliações internas são o ponto de partida para aquilatar o valor do ativo para o negócio da própria empresa; estruturam-se a partir de estudos que consideram as vantagens e desvantagens competitivas, sinergias e riscos inerentes do respectivo ativo nas operações da empresa.

Essa valoração, portanto, representa a ótica do vendedor, isto é, qual o potencial de geração de caixa que esses ativos em alienação têm para a própria empresa, considerando suas interrelações.

Segundo a Sistemática de Desinvestimentos, a Petrobras deve, em relação às avaliações internas, apresentar o Relatório Interno Preliminar de Avaliação Econômico-Financeira (Ripaef), na etapa de Propostas Não-Vinculantes, e o Relatório de Avaliação Econômico-Financeira (Riaef), na etapa de Propostas Vinculantes.

Além disso, existe a diretiva, na referida sistemática, para que o Ripaef e o Riaef sejam elaborados considerando os Cenários Resiliência (pessimista), Base (intermediário) e Crescimento (otimista).

Por conta do impacto da pandemia da Covid-19 no mercado de petróleo, a estatal realizou diversos estudos e avaliações internas no decorrer do processo de desinvestimento da Reman, sendo que o valor dos ativos se alterava a cada novo estudo.

A fim de certificar a adequação das avaliações internas, a Petrobras contratou assessor financeiro para avaliação externa (*valuation report*), na visão do comprador (considerando o ativo desintegrado do portfólio da Petrobras e premissas alinhadas às condições existentes de mercado). Além disso, contratou pareceres independentes de consultorias externas (*fairness opinion*) a fim de emitir parecer sobre o valor justo da transação.

Todos esses estudos contratados pela Petrobras concluíram no sentido de que o processo de definição das premissas e elaboração das avaliações internas possui adequada consistência e fundamentação.

Com referente aos ajustes realizados nos diversos estudos e avaliações internas em decorrência da pandemia, SeinfraPetróleo não identificou desconformidades e tampouco impropriedades nesses estudos.

De forma geral, este acompanhamento verificou que a Petrobras atendeu à referida Sistemática de Desinvestimento, quanto ao processo de alienação da Refinaria Isaac Sabbá (Reman), não tendo sido identificadas impropriedades ou irregularidades. Verificou também a adequação do preço ofertado para a venda, a oportunidade do momento de venda, e a devida fundamentação e informação do processo decisório.

A presente fiscalização tomou por base, ainda, o acompanhamento realizado no processo de alienação da Refinaria Landulpho Alves, apreciado nos termos do Acórdão 2.479/2021 – TCU – Plenário, também sob minha relatoria, tendo aproveitado as principais premissas balizadoras das avaliações econômico-financeiras internas, comuns ao negócio de refino.

Por fim, mantenho o sigilo dos autos e torno público, apenas, o relatório, voto e acórdão, com as omissões dos trechos cuja informação foi classificada como confidencial pela Petrobras (peça 46), com fundamento no art. 8º, § 3º, inciso III, c/c art. 11, inciso III, da Resolução-TCU 294/2018.

TCU, Sala das Sessões, em 6 de abril de 2022.

WALTON ALENCAR RODRIGUES

Relator

## ACÓRDÃO Nº 1876/2021 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 003.245/2020-9.
2. Grupo I – Classe de Assunto: V - Auditoria
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Conselho Administrativo de Defesa Econômica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia; Petróleo Brasileiro S.A.
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 de auditoria de natureza operacional para verificar como o Governo Federal tem atuado para reorganizar o mercado nacional de refino de petróleo, tendo em vista os desinvestimentos pretendidos pela Petrobras;

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

9.1. enviar de cópia do relatório e do voto que fundamentam o presente acórdão, registrando as situações de risco ao desenvolvimento e reorganização do mercado de refino de petróleo no Brasil, bem como ao pleno abastecimento de todos os mercados regionais de combustíveis, tendo em vista os desinvestimentos em curso da Petrobrás, ao Presidente do Congresso Nacional e aos órgãos e comissões do Executivo, com atribuições afetas ao tema em questão, a fim de subsidiá-los nas suas respectivas funções institucionais: Conselho Nacional de Política Energética, Ministério de Minas e Energia, Ministério da Infraestrutura, Ministério da Economia, Casa Civil da Presidência da República, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Secretaria Nacional de Portos e Transportes Aquaviários, Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos, Empresa de Pesquisa Energética, Empresa de Planejamento e Logística, Conselho Administrativo de Defesa Econômica e Petrobras;

9.2. encerrar o presente processo, tendo em vista o cumprimento do objetivo para o qual foi constituído, com fulcro no art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.

10. Ata nº 29/2021 – Plenário.
11. Data da Sessão: 4/8/2021 – Telepresencial.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1876-29/21-P.

**13. Especificação do quórum:**

13.1. Ministros presentes: Ana Arraes (Presidente), Walton Alencar Rodrigues (Relator), Benjamin Zymler, Aroldo Cedraz, Raimundo Carreiro, Bruno Dantas, Vital do Rêgo e Jorge Oliveira.

13.2. Ministro-Substituto convocado: Marcos Bemquerer Costa.

13.3. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

**ANA ARRAES**  
Presidente

(Assinado Eletronicamente)

**WALTON ALENCAR RODRIGUES**  
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

**CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA**  
Procuradora-Geral

GRUPO I – CLASSE V – Plenário

TC 003.245/2020-9

Natureza(s): Relatório de Auditoria

Órgãos/Entidades: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Conselho Administrativo de Defesa Econômica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia; Petróleo Brasileiro S.A.

Representação legal: não há.

SUMÁRIO: AUDITORIA OPERACIONAL. EXISTÊNCIA DE RISCOS À GARANTIA DE ABASTECIMENTO E DA COMPETITIVIDADE NOS MERCADOS RESULTANTES DOS DESINVESTIMENTOS DA PETROBRAS NO SEGMENTO DE REFINO DE PETRÓLEO. ADEQUADO NÍVEL DE CIÊNCIA DA SITUAÇÃO EXISTENTE POR PARTE DOS ÓRGÃOS GESTORES. DIVERSAS MEDIDAS MITIGATÓRIAS JÁ EM IMPLEMENTAÇÃO. NECESSIDADE DE APRENDIZADO E APRIMORAMENTO CONTÍNUOS.

## RELATÓRIO

Adoto, como Relatório, a instrução da unidade técnica (peças 81-83):

### *I. Introdução*

#### *I.1. Deliberação que originou o trabalho*

1. *Em cumprimento ao Despacho de 30/1/2020, do Exmo. Ministro Walton Alencar Rodrigues (TC 000.452/2020-3), realizou-se auditoria de natureza operacional na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), no Ministério de Minas e Energia (MME) e na Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) no período compreendido entre 30/1/2020 e 31/8/2020.*

2. *A motivação para realização da auditoria surgiu em 2018 quando a SeinfraPetróleo promoveu workshop, em Brasília com a presença de diversos atores da indústria nacional do petróleo, públicos e privados, para discutir os desafios do Estado brasileiro no desenvolvimento do setor de óleo e gás, como subsídio ao planejamento de suas atividades de fiscalização.*

3. *O relatório do encontro indicou a abertura do mercado de refino e logística primária de combustíveis (midstream), por meio da quebra do monopólio de fato da Petrobras e a consequente eliminação de barreiras à entrada de novos atores como o terceiro maior entrave ao desenvolvimento do setor. Por essa razão, o tema foi incluído na Situação-Problema 8985, intitulada “Alto risco associado ao desinvestimento dos clusters de refino da Petrobras”, para formação da Lista de Alto Risco (LAR) do TCU, constando como objetivo estratégico do Tribunal para o biênio 2019-2021.*

4. *Nesse contexto e na esteira do processo de planejamento desta unidade técnica, a conveniência e a oportunidade apontaram para realização de fiscalização sobre os desafios do Governo Federal para a transição que se avizinha. Assim, formulou-se a Proposta de Fiscalização de Controle 1.860/2020 para autorização de ação de controle com objetivo de mapear riscos e oportunidades relacionados a essa transição.*

5. *Por fim, a proposta foi autorizada pelo Exmo. Ministro-Relator Walton Alencar Rodrigues, nos termos do despacho apostado à peça 5 do TC 000.452/2020-3.*

## *1.2. Antecedentes*

### *1.2.1. A abertura do mercado e a flexibilização do monopólio estatal*

6. *Em 1997, a promulgação da Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo) estabeleceu novo marco na indústria brasileira de petróleo e derivados e possibilitou a flexibilização do monopólio da União relativo à exploração e produção de petróleo, gás natural e atividades econômicas correlatas. Com isso, a Petrobras deixou de ser a executora do monopólio legal na atividade de refino, permitindo-se o exercício dessa atividade pela iniciativa privada mediante autorização.*

7. *A referida lei também criou a ANP e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a quem coube, respectivamente, a regulação e fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil e o aconselhamento do governo na condução da política energética nacional. A Petrobras teve seu objeto de atuação definido, figurando como alternativa estatal para execução da política energética nacional, em caráter de livre competição com outras empresas.*

8. *Passados dez anos da promulgação da Lei do Petróleo, o segmento de refino e transporte primário de combustíveis, diferentemente do setor de exploração e produção, continuava concentrado na Petrobras, frustrando os objetivos legais de se atrair investimentos privados e estimular a competição naquele segmento de mercado.*

9. *Naquele momento no qual as projeções de aumento da demanda interna de combustíveis e necessidade de criação de valor para o excedente na produção do petróleo nacional (2007), o planejamento estratégico da Petrobras apontava para construção de quatro novos empreendimentos de refino – refinarias Premium I e II, Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e Refinaria Abreu e Lima (Rnest), com o objetivo de ampliar a capacidade de refino no Brasil em cerca de 1.200 kbpd (mil barris de petróleo por dia), um acréscimo de cerca de 70% na capacidade então instalada.*

10. *Todavia, esses investimentos não foram bem-sucedidos e apenas a Rnest opera, ainda assim em regime parcial, visto que dos dois trens de refino previstos, somente um é operacional.*

### *1.2.2. O reposicionamento estratégico da Petrobras*

11. *Em 2016, no âmbito das medidas para reestruturação da companhia, pós efeitos decorrentes da Operação Lava-Jato, a Petrobras divulgou fato relevante por meio do qual informou ao mercado a adoção de novo posicionamento estratégico que visava à maximização de margens na cadeia de valor do petróleo. A estatal assumia, assim, novo papel na política energética nacional e rompia com o seu histórico modelo de atuação como garantidora do abastecimento nacional e investidora de última instância (PETROBRAS, 2016b).*

12. *A companhia passava a priorizar o negócio de exploração e produção do petróleo do Pré-sal em detrimento de novos investimentos nas atividades de refino, distribuição, gás, geração termelétrica e fertilizantes, para as quais se buscava redução de risco por meio de desinvestimentos e parcerias. Ademais, a empresa comprometia-se com maior alinhamento aos preços internacionais de derivados de petróleo, repassando no curto prazo para o mercado interno as oscilações do preço internacional do petróleo e da taxa de câmbio.*

13. *Nesse sentido, em 2018, a Petrobras manifestou sua intenção de desinvestir 25% de sua capacidade de refino, por meio da cessão do controle de um conjunto de ativos agrupados em blocos regionais que preservavam a lógica de integração (clusters). O modelo definido previa a criação de duas subsidiárias, correspondentes aos ativos das regiões Nordeste e Sul. Segundo a estatal, a opção pelo modelo com transferência de controle acionário mostrava-se mais atrativa,*

*por romper com a dinâmica atual do mercado e oferecer maior prêmio financeiro ao desinvestimento, maximizando a captura de valor na alienação dos ativos, além de introduzir, potencialmente, nova dinâmica competitiva no País (PETROBRAS, 2018).*

### *1.2.3. Acordo com o Cade*

*14. Em maio de 2018, a greve dos caminhoneiros – deflagrada em reação aos reajustes frequentes e crescentes no preço do diesel comercializado pela Petrobras, então com paridade internacional de preços – expôs fragilidades do modelo do downstream brasileiro, não só pelo aspecto da formação dos preços dos combustíveis, mas também da garantia do abastecimento nacional.*

*15. A crise atraiu a atenção do Cade, autarquia federal responsável por prevenir e apurar abusos do poder econômico. Motivada por provocações do MME, ANP e Associação Brasileira de Importadores de Combustíveis (Abicom), a autoridade antitruste determinou a instauração de inquérito administrativo para apurar suposto abuso de posição dominante da Petrobras no mercado nacional de refino, explorado quase que exclusivamente pela estatal.*

*16. Em junho de 2019, Cade e Petrobras celebraram Termo de Compromisso de Cessação (TCC), por meio do qual a estatal alterou o formato dos desinvestimentos pretendidos, de modo a adequá-lo às condições estabelecidas pela autoridade antitruste para suspensão do citado inquérito administrativo (CADE, 2019a), bem assim às diretrizes da Resolução-CNPE (RCNPE) 9/2019 (CNPE, 2019a).*

*17. A companhia comprometeu-se então a vender integralmente, até 2021, oito refinarias de petróleo, incluindo os ativos de logística associada, correspondentes a 50% de sua capacidade de produção de derivados, a saber: Rnest, Unidade de Industrialização de Xisto (SIX), Refinaria Landulpho Alves (Rlam), Refinaria Gabriel Passos (Regap), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), Refinaria Isaac Sabbá (Reman) e Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor). De acordo com as regras definidas pelo Cade, refinarias localizadas na mesma região geográfica não poderão ser adquiridas em conjunto por um mesmo comprador ou empresas do mesmo grupo econômico. Ademais, os adquirentes, além de não poderem deter, direta ou indiretamente, participação societária da Petrobras ou afiliadas, devem possuir recursos financeiros e incentivos suficientes para manter e desenvolver os ativos adquiridos como um concorrente viável no mercado.*

*18. O desinvestimento segue as regras de sua Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras, cujo cronograma considera três fases: estruturação, desenvolvimento e fechamento de operações. A fase de estruturação foi concluída com a elaboração do valuation de cada ativo. Atualmente, o processo encontra-se na fase de propostas vinculantes, superadas as etapas de divulgação (teaser) e recebimento de propostas não vinculantes. Após adiamento do recebimento das propostas vinculantes em função da impossibilidade de visita dos interessados às refinarias, dado o isolamento social para combate à pandemia do Covid-19, a Petrobras recebeu propostas para venda da Rlam, na Bahia.*

*19. A carteira de desinvestimentos completa da Petrobras é acompanhada pelo TCU no TC 009.508/2019-8. Dada a materialidade, relevância e riscos associados, os desinvestimentos de refinarias e logística associada são acompanhados em processos específicos: o TC 024.763/2020-9, referente à alienação da participação acionária da Petrobras nas refinarias da primeira fase (Rnest, Rlam, Repar e Refap), e o TC 024.764/2020-5, para aquelas da Fase 2 (Regap, Reman, Six e Lubnor).*

*20. A mudança no posicionamento estratégico da Petrobras e o acordo com o Cade para o desinvestimento de refinarias são o pontapé inicial para a transição a um mercado competitivo que vem impulsionando alterações profundas nos fundamentos da indústria brasileira de derivados de*

*petróleo e nos rumos da política energética nacional. Desde então, há expectativa de entrada de novos atores no segmento do downstream, inaugurando, potencialmente, ambiente de competição real no mercado.*

### *I.3. Problema de auditoria*

*21. Após 23 anos da quebra do monopólio da Petrobras na indústria do petróleo (ocasionado pela publicação da Lei 9.478/1997), e diferentemente do ocorrido no segmento de exploração e produção, que experimentou sensível abertura e se beneficiou da participação de várias empresas nacionais e internacionais, o refino e a logística primária de combustíveis mantiveram-se concentrados na estatal, com infraestrutura orientada a um operador único e atualmente insuficiente para atender as projeções de demanda.*

*22. O anúncio dos desinvestimentos trouxe a perspectiva de grande reestruturação no mercado brasileiro de abastecimento de combustíveis e, para assegurar os objetivos da política energética nacional de garantia do abastecimento, proteção do interesse dos consumidores e atração de investimentos, na ausência de um ente estatal dominante em todo o território nacional, o planejamento nacional de infraestrutura, a formulação de políticas públicas, a regulação e a defesa da concorrência enfrentam o desafio de se adaptar rapidamente ao novo paradigma.*

*23. Nesse contexto, a fim de se avaliar a eficiência das ações governamentais empreendidas para acomodar essa transição, serão avaliados cenários de riscos associados à formação dos mercados resultantes, notadamente relacionados à segurança do abastecimento nacional, concorrência e preços.*

### *I.4. Identificação do objeto*

*24. A auditoria tem por objeto as ações em andamento do Governo Federal para promoção da transição para o novo mercado de refino, coordenadas no âmbito da iniciativa Abastece Brasil, do MME. Lançada em 2017, após o anúncio dos desinvestimentos pretendidos pela Petrobras, a iniciativa, então denominada Combustível Brasil, foi concebida para ser o principal fórum de discussão e proposição de ações e medidas para garantir o fornecimento de combustíveis no Brasil, com ênfase no estímulo à entrada de novos atores, à livre concorrência e à transparência (COMBUSTÍVEL BRASIL, 2017a).*

### *I.5. Objetivo e escopo da auditoria (questões de auditoria)*

*25. O objetivo precípua da auditoria é mapear os principais riscos e oportunidades da transição ao novo mercado de refino, a partir da resposta à seguinte questão fundamental de auditoria:*

*Questão Fundamental: As ações governamentais para promover a transição para o novo mercado de refino de petróleo, após os desinvestimentos dos ativos de refino e infraestrutura logística associada pretendidos pela Petrobras, alinham-se aos objetivos da Política Energética Nacional de proteger o interesse do consumidor quanto a preço e oferta, garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional, promover a livre concorrência e atrair investimentos na produção de energia, previstos no art. 1º da Lei 9.478/1997?*

*26. A partir deste objetivo geral, formularam-se os seguintes objetivos específicos:*

- a) identificar a infraestrutura e a dinâmica de funcionamento do setor de suprimento e movimentação de gasolina, diesel e GLP no Brasil;*
- b) avaliar os possíveis impactos dos desinvestimentos na dinâmica do setor;*
- c) avaliar as ações governamentais para promover a transição para um novo mercado de refino no Brasil;*

d) *elaborar cenários de riscos e oportunidades relacionados à transição.*

27. *Nesse sentido, o escopo da fiscalização circunscreve-se às ações e medidas promovidas pelo Governo Federal, entre setembro de 2016 e julho de 2020, para adequação da infraestrutura e do arcabouço regulatório para garantia do abastecimento e promoção da competitividade nos mercados resultantes dos desinvestimentos.*

28. *Para os propósitos da fiscalização, considera-se como mercado de refino o conceito de midstream, composto pelas atividades de refino e logística primária de derivados. Assim, não fazem parte do escopo riscos e ações relacionados aos demais elos da cadeia do downstream, mormente distribuição e revenda, tampouco aspectos relacionados ao valuation dos ativos, legalidade do TCC e conformidade das licitações para arrendamento de terminais de granéis líquidos em condução pelo Ministério da Infraestrutura (Minfra) e Agência Nacional de Transportes Aquaviários (Antaq), os quais são tomados como premissas e considerados tão somente para fins de contextualização do objeto da auditoria.*

29. *Ademais, dadas as especificidades de cada derivado, o escopo da fiscalização restringiu-se àqueles de maior relevância para a sociedade brasileira, quais sejam, gasolina, óleo diesel e GLP, que congregam 92% das vendas de derivados no Brasil. Portanto, a fiscalização não abrangeu os demais derivados e biocombustíveis, que serão considerados apenas quando sua complementariedade aos combustíveis fósseis se fizer relevante às análises.*

30. *O foco da fiscalização manteve-se sobre a regulação econômica, consistente com as ações governamentais para eliminação de barreiras à formação de um mercado competitivo no refino, planejamento e fomento aos investimentos. Aspectos tributários foram considerados tangencialmente e apenas no que influenciam a competitividade. A regulação técnica (aspectos de operacionalidade e segurança) não fez parte do escopo dos trabalhos.*

31. *A partir do objetivo do trabalho, formularam-se as seguintes questões:*

*Questão 1: Em que medida o planejamento das ações governamentais para promover a transição para o novo mercado de refino de petróleo está orientado a mitigar eventuais gargalos de infraestrutura que afetam a garantia do abastecimento e a promoção da competitividade no mercado resultante da transição?*

*Questão 2: Em que medida a regulação econômica está harmonizada com os desafios de garantia do abastecimento e promoção da competitividade no mercado resultante da transição?*

*Questão 3: Em que medida o arcabouço normativo e regulatório estabelece instrumentos eficazes de enforcement para combater abusos de preços (práticas de lucros extraordinários), defesa da concorrência e garantia do abastecimento?*

#### *1.6. Critério de auditoria*

32. *Os critérios gerais que embasaram a presente fiscalização consistem essencialmente em princípios e normas legais que disciplinam o setor de petróleo e gás natural.*

33. *Inicialmente, os objetivos da política energética nacional de proteger o interesse do consumidor quanto a preço e oferta, garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional, promover a livre concorrência e atrair investimentos na produção de energia, preconizados no art. 1º da Lei 9.478/1997, serviram de fundamento para nortear as três questões de auditoria.*

34. *Também foram consideradas a RCNPE 15/2017, que estabelece estratégias para o desenvolvimento do mercado de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis, com o objetivo de embasar a proposição de medidas que contribuam para a garantia do abastecimento*

nacional (CNPE, 2017), e a RCNPE 9/2019, que define diretrizes para a promoção da livre concorrência na atividade de refino no País (CNPE, 2019a).

35. Para a análise relativa a estoques mínimos operacionais, foram utilizadas ainda a Lei 8.176/1991, que criou o Sistema de Estoques de Combustíveis (Sinec) e o Decreto 238/1991, que a regulamenta, bem como os arts. 2º, inciso V e 8º, inciso XIII e parágrafo único, inciso I, da Lei 9.478/1997.

36. Outrossim, o art. 10 da Lei do Petróleo e a Lei 12.529/2011, que estrutura o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) e dispõe sobre a prevenção e repressão às infrações contra a ordem econômica, embasaram a análise concernente à regulação sobre preço e concorrência.

37. Por fim, consideraram-se, entre os critérios de auditoria, as opiniões de especialistas (academia e consultorias) e agentes relevantes do setor, os quais constituem referência para avaliar os desafios da transição para o novo mercado de refino após os desinvestimentos da Petrobras.

#### *1.7. Metodologia utilizada*

38. Os trabalhos foram realizados em conformidade com as Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (Portaria-TCU 280/2010, alterada pela Portaria-TCU 168/2011), as orientações do Manual de Auditoria de Natureza Operacional estabelecidas na Portaria-Segecex 4/2010 e contou com apoio metodológico da Secretaria de Métodos e Suporte ao Controle Externo (Semec) do TCU.

39. O planejamento partiu da leitura crítica dos relatórios do Abastece Brasil e da bibliografia neles indicada. Identificados os principais stakeholders do processo de transição do downstream, seguiu-se ciclo de entrevistas exploratórias com representantes da Petrobras, MME, ANP, Cade, EPE, Empresa de Planejamento e Logística S.A. (EPL), Ministério da Economia (ME) e Minfra, com o objetivo de conhecer suas visões acerca dos desafios da transição para o novo mercado de refino. Além disso, a equipe de fiscalização participou de diversos workshops, presenciais e online, promovidos pelos subcomitês da iniciativa Abastece Brasil.

40. O diagnóstico da situação do objeto de auditoria valeu-se da técnica do Marco Lógico, indicada na Portaria-Segecex 39/2000, e das técnicas de Análise SWOT e Diagrama de Verificação de Risco, constantes da Portaria-TCU 252/2003.

41. As visões do Governo Federal foram comparadas às da academia - Fundação Getúlio Vargas (FGV), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RIO) e Laboratório de Transporte e Logística da Universidade Federal de Santa Catarina (LabTrans) -, de empresas de consultoria - Leggio Consultoria, IHS Markit, Wood Mackenzie, Boston Consulting Group (BCG), S&P Global - Platts e Banco UBS) -, de escritórios de advocacia (Alexandre Aragão Advogados e Gico, Hadmann & Dutra Advogados) e da indústria - Abicom, Associação Brasileira de Terminais Líquidos (ABTL), Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis (Sindicom), Associação das Distribuidoras de Combustíveis (Brasilcom) e Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás (IBP) -, para definição dos principais riscos, questões de auditoria, visão geral do objeto e matriz de planejamento.

42. Na fase de execução, realizou-se cruzamento de dados relacionados à infraestrutura de suprimento e movimentação de combustíveis disponíveis nos bancos de dados públicos da ANP, Antaq, Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) e Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), além de exame documental e revisão analítica da regulação relacionada. Ademais, remeteram-se questionários à ANP, MME, Cade, Transpetro e EPE (peças 27 a 33), com vistas a levantar seus posicionamentos acerca dos principais riscos identificados.

43. *As conclusões preliminares da equipe de auditoria foram circularizadas com executivos das principais empresas atuantes no downstream, entre operadores logísticos, operadores portuários, operadores dutoviários, distribuidores, tanto verticalizados quanto não verticalizados, e traders (Transpetro, Ultracargo, Cattalini Terminais Marítimos S.A., Logum Logística S.A., Raízen, Tricon Energy do Brasil e Green Energy Brasil), antes do envio do relatório preliminar para comentários dos gestores.*

44. *Por fim, o relatório preliminar foi submetido ao comentário dos gestores, nos termos da Resolução-TCU-315/2020. Todos os jurisdicionados fiscalizados apresentaram relevantes comentários, ainda debatidos em painéis com a equipe de fiscalização.*

#### *I.8. Limitações inerentes à auditoria*

45. *Os impactos da pandemia da Covid-19 não foram considerados nas análises realizadas nesta auditoria. Cabe salientar que eles podem afetar o mercado de combustíveis como um todo, alterando variáveis consideradas nesta fiscalização. No entanto, entende-se que seus efeitos são mais propensos a afetar o horizonte de curto prazo, sendo menor o impacto nas estimativas de maior prazo aduzidas neste relatório.*

#### *I.9. Benefícios estimados da fiscalização*

46. *Os benefícios da fiscalização não são financeiramente quantificáveis, nos termos dispostos no parágrafo único do art. 3º da Portaria-TCU 82/2012, mas qualitativos, conforme art. 4º, § 2º, do mesmo normativo. Cita-se como benefício a possibilidade de endereçamento de riscos e melhoramentos regulatórios para o desenvolvimento de um mercado de combustíveis competitivo no País, tal como previsto na Lei 9.478/1997.*

#### *II. Visão geral do objeto*

47. *Após a Petrobras anunciar, em seu Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2017-2021, sua intenção de desempenhar novo papel na execução da política energética nacional, desinvestindo parte de seus ativos de refino e logística associada (PETROBRAS, 2016b), o Governo Federal atuou para preencher o espaço a ser deixado pela estatal e lançou, ainda em 2017, a então chamada Iniciativa Combustível Brasil (COMBUSTÍVEL BRASIL, 2017).*

48. *A iniciativa foi criada para coordenar os esforços governamentais na busca por um mercado de combustíveis com oferta compatível ao crescimento da demanda, capaz de atender ao consumidor em condições adequadas de preço e qualidade, em um ambiente regulatório objetivo, claro e favorável aos investimentos para expansão do setor.*

49. *A transição para o novo mercado de refino passou então a ser conduzida de modo transversal pelo Governo Federal, envolvendo não apenas os órgãos responsáveis pela política energética nacional, como ANP, EPE e Petrobras, mas também por aqueles com estreita ligação com a atividade energética, sobretudo Minfra, Antaq, ME e Cade.*

50. *As diretrizes para atuação da iniciativa foram dadas na RCNPE 15/2017:*

*Art. 1º Estabelecer as seguintes diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis no Brasil:*

*I - incremento e diversificação da oferta interna de combustíveis e de derivados de petróleo;*

*II - ampliação da produção de derivados de petróleo no País;*

*III - expansão da infraestrutura para garantia do abastecimento nacional de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis, com estímulo a modos de transporte mais eficientes;*

*IV - promoção de maior transparência em relação às capacidades e aos critérios de remuneração pelos serviços e uso da infraestrutura por terceiros;*

*V - desenvolvimento de um mercado competitivo nos diversos elos da cadeia, com condições de oferta a preços de mercado para os combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis;*

*VI – promoção da livre concorrência, respeito aos contratos e proteção dos interesses dos consumidores;*

*VII - aperfeiçoamento da estrutura tributária do setor de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis;*

*VIII - aprimoramento do arcabouço normativo do setor de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis; e*

*IX - transição para a nova configuração do mercado, sem prejuízo ao abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis em todo território nacional. (CNPE, 2017)*

51. *Essa resolução criou ainda o Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB), cujo principal objetivo é propor ações e medidas para garantir o fornecimento de combustíveis no Brasil, com ênfase no estímulo à entrada de novos atores e à livre concorrência, em um ambiente de transparência.*

52. *Originalmente, previa-se atuação sob quatro eixos estratégicos: (a) redesenho do cenário de abastecimento de combustíveis; (b) fomento a novos investimentos no setor de abastecimento e refino; (c) regras de acesso e desenvolvimento das infraestruturas portuárias e terminais de abastecimento de combustíveis; e (d) estímulo à competitividade crescente nos mercados de combustíveis.*

53. *Subcomitês temáticos (SCT) foram criados para discussão de propostas junto aos representantes do setor energético nos seguintes temas: (i) papel do refino e da importação no abastecimento; (ii) infraestrutura portuária; (iii) defesa da concorrência; (iv) precificação de mercado; e (v) marco tributário.*

54. *Nessa primeira fase de atuação, 32 propostas de ação foram formuladas, conforme COMBUSTÍVEL BRASIL (2017c). Tratam da proposição de diretrizes estratégicas, termos de cooperação institucional, estudos, análises, políticas, melhorias no arcabouço regulatório e sugestões para incentivar a realização de investimentos de curto, médio e longo prazos que formaram o alicerce para o processo de transição,*

55. *Em 2019, propostas da iniciativa, que passava a ser denominada Abastece Brasil, levaram à publicação da RCNPE 9/2019 (CNPE, 2019a), que estabeleceu diretrizes para promoção da livre concorrência na atividade de refino no País e teve papel relevante no desenho do TCC firmado entre Cade e Petrobras (CADE, 2019a).*

56. *Nos termos do normativo, desinvestimentos levados a efeito por empresas dominantes no setor de refino deveriam observar as seguintes diretrizes: (i) alienação concomitante de refinarias e respectivos ativos de infraestrutura necessários para a movimentação de insumos e produtos; (ii) transferência de refinarias potencialmente concorrentes para grupos econômicos distintos; (iii) transferência de ativos sem a manutenção da participação societária do alienante; e (iv) transferência de ativos de movimentação preferencialmente para grupos econômicos desverticalizados.*

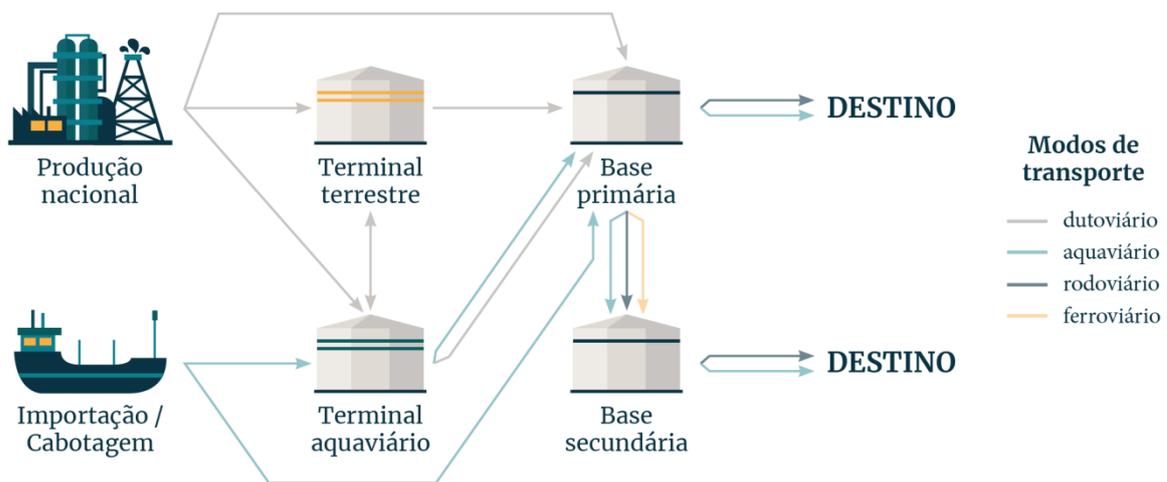
57. No mesmo ano, a iniciativa redirecionou sua atuação para três novos SCT: (i) combate à sonegação e adulteração de combustíveis; (ii) combustível de aviação; e (iii) novo cenário downstream, os dois últimos ainda em andamento.

58. Assim, o foco desta fiscalização transpassa as proposições para a transição ao novo mercado de refino conduzidas pela iniciativa Abastecer Brasil, bem como as ações inerentes ao ciclo regulatório desenvolvidas no âmbito da ANP.

III. Infraestrutura nacional de suprimento e movimentação de combustíveis

59. O Brasil possui complexa infraestrutura para suprimento e movimentação de derivados de petróleo, conforme esquematizado na Figura 1. Para melhor caracterização da situação encontrada que será apresentada nos achados de auditoria cumpre, de antemão, esmiuçar o estado e o funcionamento da rede nacional de suprimento e movimentação multimodal de combustíveis.

Figura 1 - Fluxos de produção, transporte e armazenagem de combustíveis no Brasil



Fonte: elaboração própria.

60. O suprimento de combustíveis pode vir da produção das refinarias nacionais, centrais petroquímicas ou pela importação, enquanto o destino, considerando a delimitação de escopo desta fiscalização, é representado pelas bases primárias e secundárias das distribuidoras. Entre as fontes de suprimento e o destino, a logística de movimentação de combustíveis varia a depender do modo de transporte utilizado: rodoviário, ferroviário, aquaviário ou dutoviário.

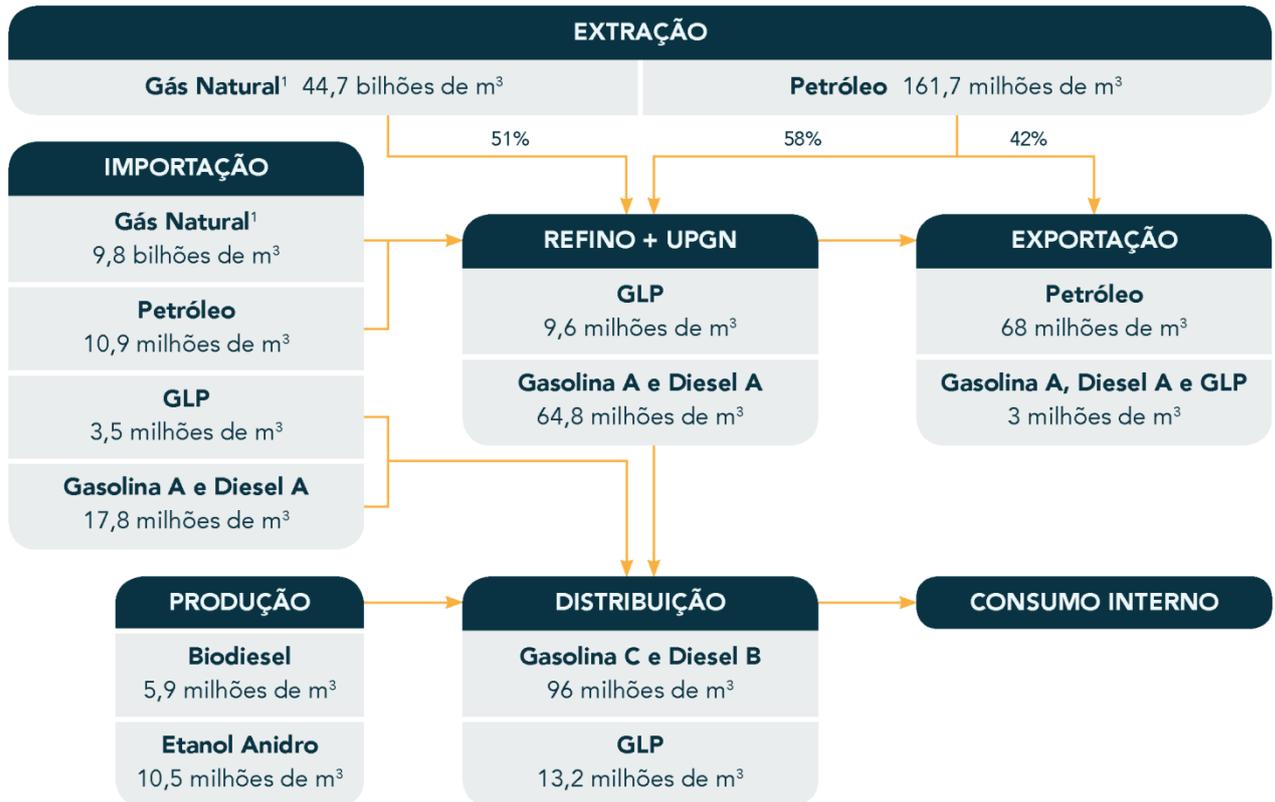
61. Ao longo do percurso, o combustível pode ser armazenado em terminais terrestres ou aquaviários (marítimos, fluviais ou lacustres), sendo estes os responsáveis por grande parte da movimentação da produção das refinarias, recebida por dutos. De lá, os combustíveis, nacionais ou importados podem ser transbordados para outros terminais aquaviários, por navegação de cabotagem, ou seguir para terminais terrestres, via dutos.

62. As bases primárias das distribuidoras, que recebem os combustíveis por dutos de transferência, encontram-se, usualmente, próximas às refinarias e terminais. Delas, grande parte do produto segue para abastecimento dos postos de combustíveis. Outra parte segue para as bases secundárias, localizadas, por sua vez, sempre mais próximas aos centros consumidores. Nessa etapa, o modal predominante é o rodoviário, embora haja movimentações aquaviárias e ferroviárias localizadas.

63. O fluxo é similar para gasolina, diesel e GLP. Entretanto, para o último, o esquema logístico é diferente, acrescido da produção das unidades de processamento de gás natural (UPGN) e da operação de envase nas bases distribuidoras, antes do seguimento para as revendas.

64. A Figura 2 apresenta os volumes envolvidos, com base em dados de 2019. Dada a baixa relevância e para fins de simplificação, os volumes de gasolina e GLP produzidos em centrais petroquímicas foram desconsiderados.

Figura 2 - Volumes de produção e movimentação de gasolina, diesel e GLP em 2019



Fonte: elaboração própria, com base em ANP (2020a) e ANP (2020b).

<sup>1</sup>Volume no estado gasoso.

65. Mais da metade do petróleo e gás natural extraídos no País são processados nas refinarias e UPGN para consumo interno. O restante é exportado ou usado nas próprias operações de produção. Algumas refinarias mais antigas foram projetadas para processar petróleo leve, o que demanda um fluxo permanente de importação desse tipo de petróleo cru. Toda essa carga é processada no parque de refino nacional para produção de gasolina A, diesel A e GLP (dentre outros derivados), complementada pelos volumes importados e em seguida movimentada para terminais e bases, onde a gasolina e ao diesel são misturados biocombustíveis, antes de serem distribuídos para atendimento do consumo interno.

66. Esse complexo sistema logístico sempre teve o funcionamento do elo do midstream (refino e logística) concentrado na Petrobras, sendo a estatal a principal responsável por sua operação, manutenção e ampliação. A partir do compromisso de desinvestimento das oito refinarias firmado com o Cade, inclusas as infraestruturas de terminais e dutos associadas, sua operação e desenvolvimento passará a ser dividida com agentes privados.

67. Nos próximos subitens, será apresentado detalhamento das infraestruturas de produção e movimentação de gasolina, diesel e GLP existentes no País.

### III.1. Suprimento de gasolina, diesel e GLP

68. ANP (2020a) registra que as dezoito refinarias brasileiras têm capacidade de produção de 2.400 mil barris de petróleo por dia (kbpd). Dessas, quatorze são atualmente de propriedade da Petrobras e concentram 98% da capacidade de produção nacional. Após o desinvestimento de seus ativos de refino a estatal ainda deterá mais da metade da capacidade de produção nacional e cerca de dois terços da capacidade de armazenamento do parque, sem contar a tancagem dos terminais.

69. Ademais, apesar de remanescer com as seis refinarias de maior média de idade, esse conjunto recebeu investimentos em modernização nos últimos anos (revamps), o que resulta em um parque com maior capacidade de conversão de petróleo, dada pelo Índice de Complexidade de Néelson (ICN), aspecto ilustrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Distribuição da capacidade de produção e armazenagem das refinarias após desinvestimentos

Proprietário	Refinarias (qtde)	Capacidade Nominal (bpd)	(%)	Armazenagem Derivados (m <sup>3</sup> )	(%)	Idade Média (anos)	ICN (média)
Petrobras	6	1.214.562	51%	6.552.449	59%	50	8,0
Desinvestimentos	8	1.152.113	48%	4.467.736	40%	44	5,5
Privadas	4	38.266	2%	164.659	1%	44	2,1
Total/Média Geral	18	2.404.942	100%	11.184.844	100%	46	5,6

Fonte: elaboração própria com base em dados fornecidos pela Petrobras (peça 34) e Perissé (2007).

70. O ICN é uma métrica internacionalmente utilizada para quantificar e classificar a complexidade de refinarias. Segundo Perissé (2007), uma refinaria pouco complexa tem um ICN inferior a 3, refinarias com complexidade intermediária atingem valores entre 6 e 10, enquanto valores superiores a 10 indicam uma refinaria de elevada complexidade, com capacidade de processar petróleos pesados, ácidos e com alto teor de enxofre, produzindo derivados com elevado padrão de qualidade. O ICN médio das refinarias do mundo é de cerca de 6,2. Conforme se observa na Tabela 2, as refinarias incluídas no pacote de desinvestimentos têm ICN inferior à média mundial.

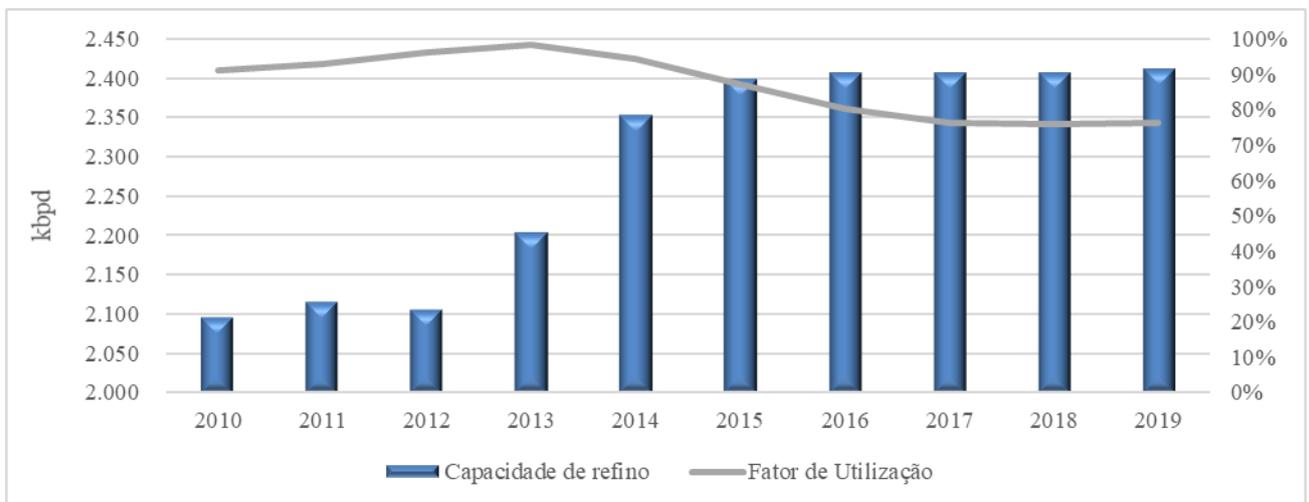
71. A depender da qualidade do petróleo a ser refinado, a baixa complexidade de uma refinaria limita seu retorno econômico, uma vez que seu esquema de refino (linha de produção) não dispõe de unidades de produção com capacidade para maximizar a conversão do resíduo oriundo da unidade de destilação atmosférica (UDA/UDAV) em produtos de maior valor agregado (gasolina, diesel e QAV), que é feito nas unidades de coqueamento retardado (UCR), para o diesel, ou de craqueamento catalítico (FCC), para a gasolina. A capacidade de produção da refinaria é, usualmente, dada por sua capacidade de destilação, que é a primeira e principal etapa do processo de transformação do petróleo bruto em derivados.

72. Historicamente, em refinarias nas quais há déficit na capacidade de conversão, a depender da qualidade do petróleo a ser refinado e dos preços dos preços do petróleo e dos derivados, observa-se a tendência de maior produção de frações com valor comercial menor que o do próprio barril de petróleo que as originou (são exemplos o óleo combustível, bunker, coque etc.). Nessa situação, por vezes se mostra economicamente mais vantajoso adotar estratégia de redução dos volumes da etapa de destilação ao limite da capacidade de conversão da refinaria.

73. De modo geral, o parque de refino da Petrobras não dispõe de capacidade de conversão compatível com a de destilação. Logo, a capacidade máxima de algumas refinarias é economicamente limitada pela menor capacidade de conversão. Ou seja, essa característica indica que a capacidade economicamente efetiva do parque de refino brasileiro seja, na prática, inferior à capacidade nominal de 2.400 kbpd.

74. Assim, desde 2016, a Petrobras adota a estratégia de redução da taxa de utilização de seu parque de refino, também chamada fator de refino (FUT), para otimização do resultado global da operação, como se observa no Gráfico 1. A empresa deliberadamente opta por uma estratégia voltada à rentabilidade e otimização de suas operações em detrimento do market share.

Gráfico 1 - Histórico do fator de utilização do parque de refino nacional



Fonte: elaboração própria com base em ANP (2020b).

75. Embora o parque de refino brasileiro tenha capacidade instalada de 2.400 kbpd, em 2019 foram utilizados apenas 1.750 kbpd dessa capacidade (73%). O baixo volume de refino no ano de 2019 contribuiu para o equivalente a exportação líquida de 980 kbpd de petróleo bruto e importação líquida de 353 kbpd de derivados. Observa-se que o volume de importação equivale a 1,5 vez a produção de uma refinaria de média capacidade (+/- 250 kbpd), como a Refinaria Henrique Lage (Revap), a Refinaria Duque de Caxias (Reduc), a Refap e a Repar, por exemplo.

76. Um baixo ICN também pode ser indicativo da necessidade de investimentos para tornar o ativo mais competitivo, sobretudo devido à perda de sinergia com outras refinarias decorrente de sua saída do sistema Petrobras. A depender do petróleo a ser processado, uma refinaria com baixa complexidade não dispõe de boas condições para competir com os derivados produzidos em refinarias mais competitivas, em especial aquelas localizadas no Golfo do México, de onde vem a maior parte do combustível importado pelo Brasil.

77. Dentro da lógica de operador único que orientou a Petrobras desde sua criação, na década de 1950, o parque de refino da estatal foi projetado para funcionar de modo complementar, ou seja, o déficit de produção de uma região é complementado pelo superávit de outra, sendo essa matriz origem-destino determinante na configuração da rede logística de movimentação de combustíveis.

78. A Tabela 2, a seguir, revela que as regiões de influência da Refap (RS), da Rlam (BA, parte da região Nordeste e Norte de MG) e das refinarias que permanecerão com a Petrobras na região Sudeste são superavitárias na produção tanto de gasolina quanto de diesel. A Rnest (PE e parte do Nordeste) é superavitária em diesel, mas não em gasolina. Na Reman (AM, AC, RO e RR)

ocorre o inverso, sendo a refinaria superavitária apenas na gasolina. A Regap (parte de MG) e a Repar (PR e SC) não produzem o suficiente para atender às demandas das respectivas regiões. Os déficits não supridos pelo superávit do parque de refino nacional são atendidos pela importação.

Tabela 2 - Saldos entre produção e consumo de gasolina e diesel nos mercados resultantes

	Produção Máxima (m <sup>3</sup> )	Consumo (m <sup>3</sup> )	Produção - Consumo (m <sup>3</sup> )	Produção Máxima (m <sup>3</sup> )	Consumo (m <sup>3</sup> )	Produção - Consumo (m <sup>3</sup> )
	Gasolina			Diesel		
Refap	2.761.503	2.594.041	167.462	5.027.007	3.243.548	1.783.459
Repar	2.942.736	3.942.205	(999.469)	5.647.972	7.293.344	(1.645.372)
Regap	2.330.984	2.409.490	(78.506)	3.964.668	6.173.092	(2.208.424)
Rlam	3.020.251	2.088.409	931.842	5.407.893	3.386.678	2.021.216
Rnest	-	998.543	(998.543)	3.534.367	1.236.231	2.298.136
Reman	656.149	472.851	183.298	760.440	873.192	(112.752)
Petrobras SE	14.363.966	8.938.935	5.425.031	25.879.686	16.003.633	9.876.053

Fonte: elaboração própria a partir ANP (2020b).

79. No caso do GLP, mesmo após os desinvestimentos dos ativos de refino da Petrobras, a estatal ainda deterá mais da metade da produção em refinarias. Somada a produção das suas UPGN, a Petrobras será responsável por dois terços da produção nacional de GLP. A produção das refinarias privadas é, atualmente, irrelevante, conforme resume Tabela 3, abaixo.

Tabela 3 - Distribuição da produção de GLP em refinarias em 2018

Proprietário	Produção de GLP (m <sup>3</sup> )	Participação (%)
Desinvestimento	3.241.824	43,6%
Petrobras	4.163.134	56,0%
Privadas	30.649	0,4%
<b>Total Geral</b>	<b>7.435.607</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2020a).

80. De acordo com a International Energy Agency - IEA (2017), o Brasil é o 5º maior consumidor de GLP de uso residencial do mundo, atrás apenas de China, Índia, Rússia e Indonésia. O uso residencial é responsável por cerca de 80% do consumo de GLP, sendo os 20% restantes alocados para o uso comercial/industrial. Todavia, o País não é autossuficiente na produção desse derivado. A soma das produções das refinarias e das UPGN não atende à demanda doméstica e o déficit é suprido por importações que representam cerca de 27% da demanda nacional. Ou seja, cerca de um entre quatro botijões de 13 kg é envasado com GLP importado.

81. Além disso, 80% da produção é concentrada em quatro estados: São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Amazonas. O balanço regional do GLP indica que as regiões Sudeste e

Norte são superavitárias, enquanto as demais são deficitárias, conforme Tabela 4. Essa configuração demanda alternativas para transporte do produto.

Tabela 4 - Balanço de oferta e demanda regional de GLP

Região	Produção (milhões de m <sup>3</sup> )	Demanda (milhões de m <sup>3</sup> )	Saldo (milhões de m <sup>3</sup> )	Saldo/demanda
Sudeste	6,28	5,74	0,54	9%
Norte	0,87	0,81	0,06	7%
Sul	1,38	2,31	-0,93	-40%
Centro-Oeste	-	1,14	-1,14	-100%
Nordeste	1,12	3,20	-2,08	-65%
<b>Brasil</b>	<b>9,66</b>	<b>13,21</b>	<b>-3,55</b>	<b>-27%</b>

Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2020a) e ANP (2020b).

82. Em síntese, conforme aposto na Tabela 5, a demanda nacional por gasolina, diesel e GLP não é plenamente suprida pela produção interna, havendo significativa dependência externa, sobretudo no diesel e no GLP.

Tabela 5 - Dependência externa do Brasil em gasolina, diesel e GLP em 2019.

Especificação	Gasolina (mil m <sup>3</sup> )	Diesel (mil m <sup>3</sup> )	GLP (mil m <sup>3</sup> )
Importação de derivados (a)	4.828,41	13.007,77	3.555,34
Exportação de derivados (b)	3.018,71	44,81	0,54
Importação Líquida (c) = (a) - (b)	1.809,70	12.962,96	3.554,80
Produção (d)	25.191,56	40.914,85	9.816,48
Consumo aparente (e) = (c) + (d)	27.001,26	53.877,81	13.478,25
Dependência externa (f) = (c) / (e)	6,7%	24,1%	26,4%

Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2020a).

Nota: inclui produção em refinarias, centrais petroquímicas, UPGN e outros produtores.

83. As importações de gasolina e diesel por outras empresas que não a Petrobras têm crescido no mercado nacional desde que a estatal passou a praticar a paridade internacional de preços, em 2016, conforme indica a Tabela 6. Contudo, no caso do GLP, quase a totalidade do suprimento por importação continua sendo feito pela estatal.

Tabela 6 - Importações de gasolina, diesel e GLP por empresa

Ano	2016		2017		2018		2019	
	Petrobras	Outros	Petrobras	Outros	Petrobras	Outros	Petrobras	Outros
Gasolina	60,2%	39,8%	21,3%	78,7%	23,35	76,7%	35,2%	64,8%
Diesel	16,1%	83,9%	4,3%	95,7%	27,4%	72,5%	31,3%	68,3%
GLP	99,2%	0,8%	99,9%	0,1%	99,9%	0,1%	99,6%	0,4%

Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2020d) e ANP (2020e).

84. Dado o panorama de suprimento de combustíveis ora descrito, torna-se prioritário que a infraestrutura nacional para importação e internalização de gasolina, diesel e GLP seja suficiente e disponível, aspecto ao qual se passa a tratar a seguir.

III.2. Movimentação de gasolina, diesel e GLP

85. Segundo o MINFRA (2020a), há no Brasil um fluxo de movimentação de derivados ao longo do litoral e outro no sentido da costa para o interior do País, decorrente da localização das principais regiões supridoras e consumidoras. Em relação aos fluxos de importação, verificou-se que os destinos representam os locais de desembarço alfandegário, não sendo, portanto, a última destinação dos combustíveis importados. A internalização do combustível importado ocorre em poucos portos brasileiros, com destaque para os nordestinos. Nesse contexto, a Figura 3 e a Figura 4 abaixo identificam os fluxos logísticos mais relevantes para a importação e movimentação, tanto terrestre quanto aquaviária.

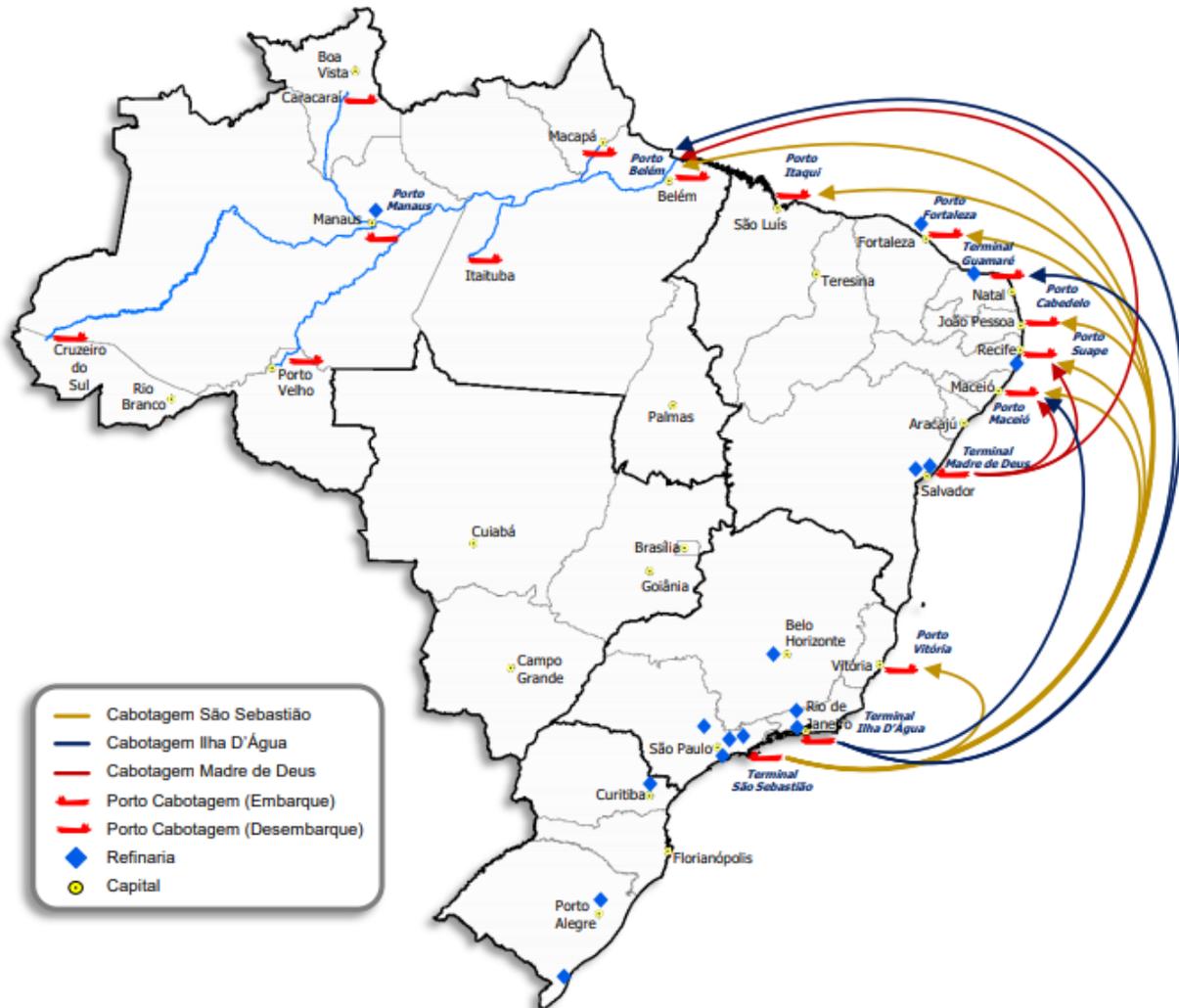
86. Os principais fluxos de consumo interno de gasolina e diesel apontam que as regiões Sul e Sudeste apresentam um fluxo da ordem de 62% do total da distribuição dos combustíveis, incluindo os volumes de importação. A Região Sul apresenta um fluxo interno independente das demais regiões, enquanto a Região Sudeste é uma relevante origem que abastece todas as demais regiões por rodovia, ferrovia e cabotagem.

Figura 3 - Principais fluxos logísticos terrestres de movimentação de gasolina e diesel no território nacional



Fonte: MINFRA (2020a).

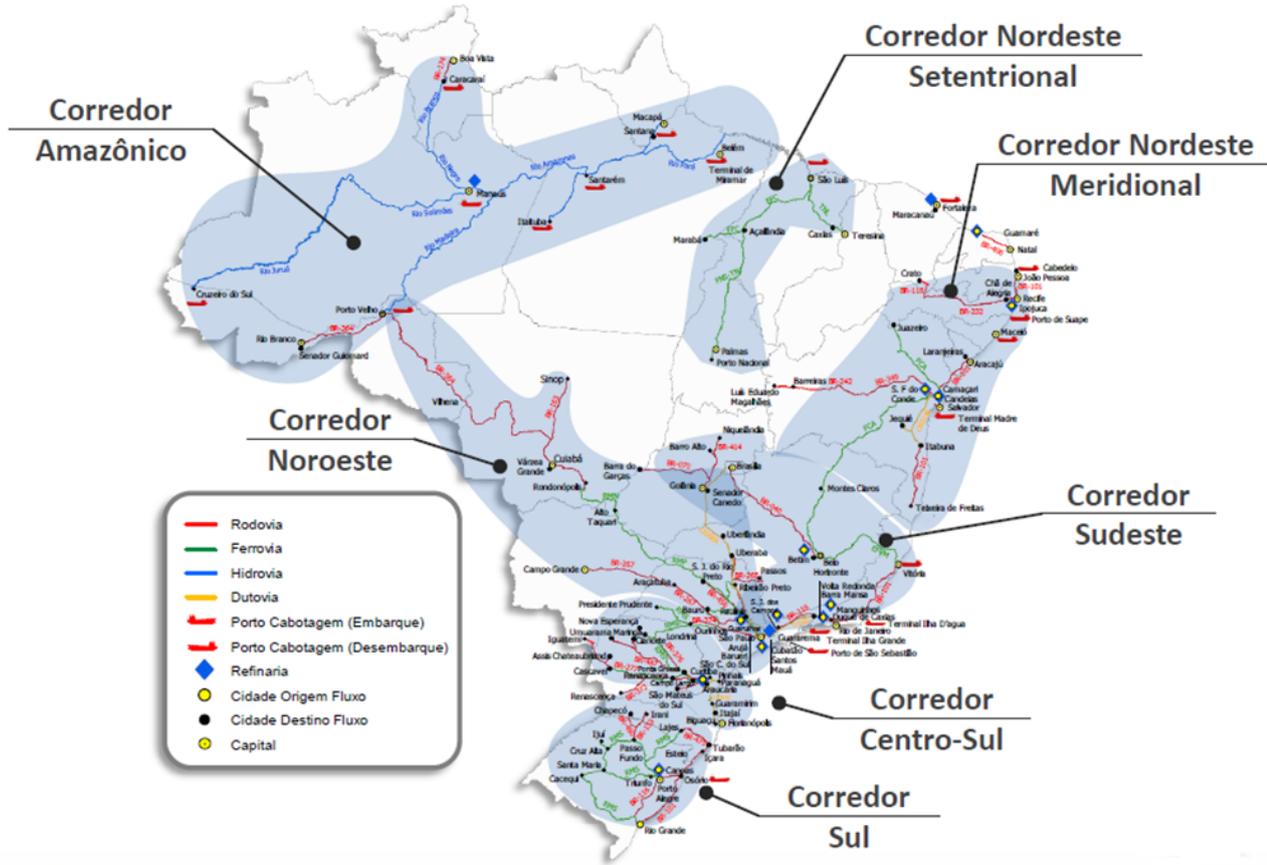
Figura 4 - Principais fluxos logísticos de movimentação marítima de gasolina e diesel no território nacional



Fonte: MINFRA (2020a).

87. A partir dos fluxos de movimentação interna, MINFRA (2020) identificou sete corredores logísticos para a gasolina e diesel: Amazônico, Nordeste Setentrional, Nordeste Meridional, Sudeste, Noroeste, Centro-Sul, e Sul. Esses corredores são formados por rodovias, ferrovias, hidrovias e dutovias que interligam refinarias, portos de importação, cabotagem e navegação interior e bases para atendimento da demanda de um conjunto de municípios. A Figura 5 mostra a abrangência de cada corredor, assim como as principais refinarias, terminais portuários, rodovias, ferrovias, hidrovias e municípios que os compõem.

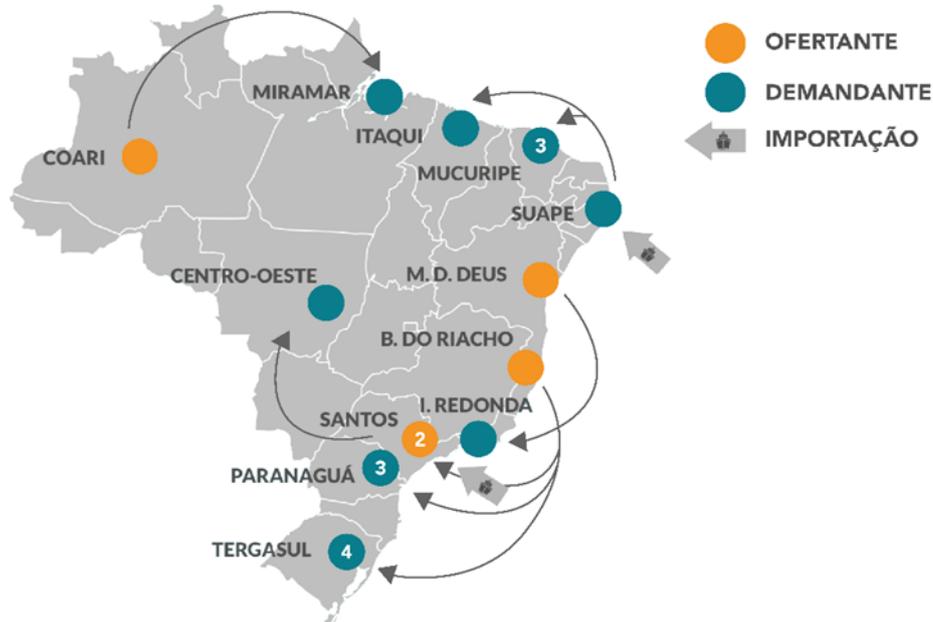
Figura 5 - Corredores logísticos de gasolina e diesel



Fonte: MINFRA (2020a).

88. Para o GLP, SINDIGAS (2017) contrasta a capilaridade da sua distribuição, que atende a todos os municípios brasileiros, com o abastecimento primário concentrado em poucos pontos do País, fazendo com que milhões de toneladas do produto precisem ser movimentadas via os três principais modais: aquaviário, dutoviário e rodoviário, conforme ilustra a Figura 6.

Figura 6 - Principais fluxos logísticos de GLP no Brasil



Fonte: SINDIGAS (2017).

89. Apresentados os principais fluxos de movimentação de gasolina, diesel e GLP, nos próximos subitens serão detalhadas as infraestruturas disponíveis para cada modal de transporte.

### III.2.1. Terminais de granéis líquidos

90. Os terminais de granéis líquidos são instalações utilizadas para recebimento, expedição e armazenagem de petróleo, derivados líquidos, biocombustíveis e GLP, podendo ser lacustres, fluviais, marítimos e terrestres. Segundo o ANP (2020a), há no Brasil 114 terminais autorizados, com capacidade de armazenagem de 8,7 milhões de m<sup>3</sup> de derivados líquidos e 478 mil m<sup>3</sup> de GLP. Desses, 46% são marítimos e 45% são terrestres, havendo ainda 8 terminais fluviais e 2 lacustres. A grande maioria se situa na região Sudeste do País.

91. TRANSPETRO (2020b) informa que 47 terminais são operados por ela, com capacidade total de armazenagem de líquidos inflamáveis e combustíveis de 4,8 milhões de m<sup>3</sup> e 452 mil de m<sup>3</sup> de GLP. São 27 terminais aquaviários (marítimos, fluviais e lacustres) e 20 terrestres, interligados às refinarias, bases de distribuição, ou aos portos via dutos.

92. Após os desinvestimentos pretendidos, a Petrobras ainda concentrará 41% da capacidade de armazenamento de combustíveis líquidos em terminais, com preponderância nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Para o GLP a concentração é ainda maior (76%) e a preponderância se estende por mais regiões (Tabela 7).

Tabela 7 - Distribuição regional da capacidade de armazenamento em terminais

Região	Combustíveis Líquidos			GLP		
	Terceiros	Petrobras	Desinvestimento	Terceiros	Petrobras	Desinvestimentos
Sudeste	38%	62%	0%	5%	95%	0%
Nordeste	50%	10%	40%	5%	9%	86%
Sul	64%	14%	22%	4%	96%	0%
Centro-Oeste	22%	78%	0%	0%	100%	0%
Norte	74%	26%	0%	23%	31%	46%
Total	46%	41%	13%	5%	76%	18%

Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2020a).

93. A ANP classifica os terminais em cinco categorias: exclusivos de petróleo, reguladores da produção das refinarias, de passagem, mistos ou de combustíveis com expedição para bases distribuidoras. Para os propósitos da fiscalização, duas delas são relevantes. Os terminais reguladores são instalações localizadas dentro ou fora da área do porto organizado, que possuem como objetivo a movimentação ou a armazenagem de petróleo, derivados ou biocombustíveis e que são interdependentes ou integrados a um sistema de refino, tendo função distinta daqueles destinados ao recebimento e expedição e produtos.

94. TRANSPETRO (2020c) destacou que os terminais aquaviários ou terrestres existentes no País apresentam características próprias em função do mercado que prestam serviço. Cada terminal é projetado para um determinado fluxo logístico, portanto apresentariam “vocalização natural” a um determinado tipo de operação. Terminais reguladores se assemelhariam a bases de distribuição, pois operam como um meio para se alcançar o objetivo final que é a garantia do abastecimento do mercado, por meio do controle de estoques.

95. Acrescentou a subsidiária da Petrobras que terminais conectam modais de transporte com características diferentes (frequência de atracação, tamanho do lote, continuidade etc.).

*Ademais, modais de entrada e modais de saída também possuem suas próprias características e capacidades de fluxo. Destarte, a simples soma destas capacidades não pode ser confundida com a capacidade total do terminal, pois existe concorrência na infraestrutura, segregação de qualidade de produtos e outras restrições. Assim, a capacidade de armazenamento é desenhada para suportar estas interfaces.*

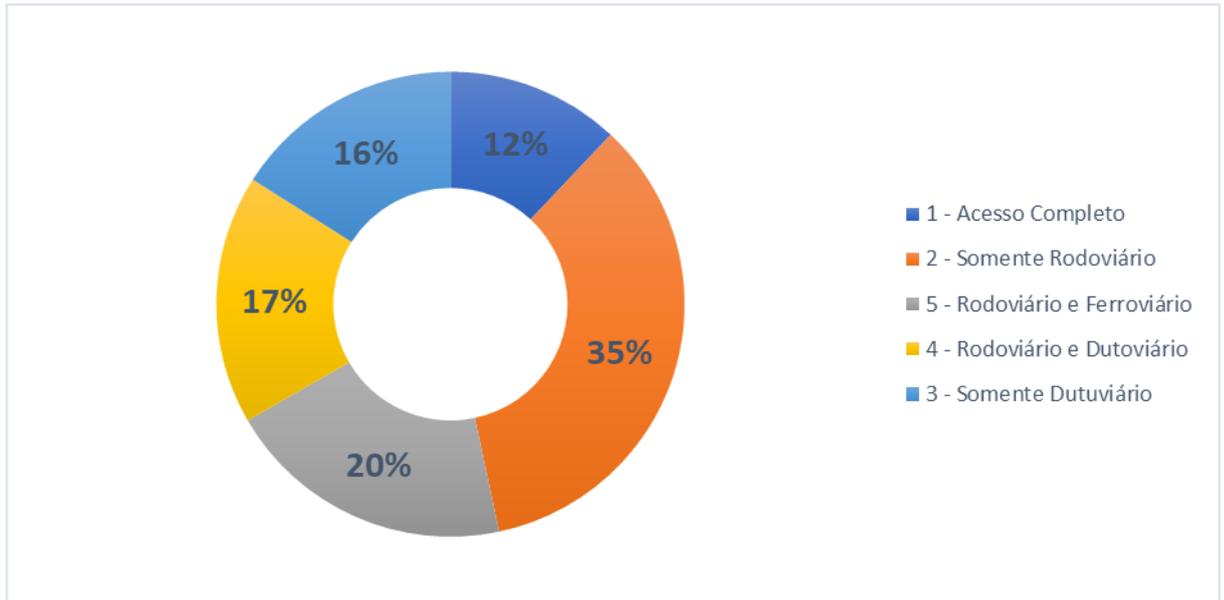
96. *Outros dois aspectos importantes merecem ser destacados. Primeiro, é que nem todo terminal de granel líquido movimenta combustíveis, podendo, por vezes, se dedicar à movimentação de outros líquidos, como químicos ou biocombustíveis. Segundo, nem todos os terminais aquaviários dispõem da infraestrutura necessária para receber todos os tipos de navegação ou realizar operações de movimentação de combustíveis com nível de prestação de serviço requerido.*

97. *Conforme o inciso IX, do art. 2º, da Lei 9.432/1997 a navegação de cabotagem é realizada entre portos ou pontos do território brasileiro, utilizando a via marítima ou esta e as vias navegáveis interiores. No Brasil, é bastante utilizada para movimentação de combustíveis entre as regiões produtoras e consumidoras. Já a navegação de longo curso é aquela realizada entre portos de diferentes nações, portanto utilizada nas importações e exportações. Há ainda a navegação interior, feitas pelos rios, lagos e lagoas que percorrem as bacias hidrográficas.*

98. *Para receber movimentações de importação e cabotagem os terminais portuários demandam características especiais. Maiores volumes de carga são transportados em navios de grande porte e com maior calado, que demandam portos mais profundos para atracação. Além disso, para movimentar cargas de combustíveis, o terminal portuário deve possuir estruturas de atracação (cais e píeres) compatíveis com o tamanho dos navios, frequência de atracações e volume de operações de carregamento e descarregamento. As linhas de dutos de carga, sistemas de bombeamento e tanques de armazenagem também devem ser compatíveis com o porte do navio e o tipo da carga. Por vezes, a movimentação de combustíveis em terminais concorre com a de outros produtos.*

99. *Para bom nível de serviço é também necessário que o terminal portuário disponha de infraestrutura para recebimento e expedição multimodal de carga, por meio de modais eficientes de transporte (grandes volumes). Entre os terminais que movimentaram combustíveis em 2019, apenas 12% oferecem alternativas de movimentação por quaisquer dos modais: rodoviário, ferroviário e dutoviário. Cerca de 16% deles são exclusivamente ligados às refinarias por meio de dutos, sem qualquer acesso para retirada local da carga por terceiros. Ou seja, servem exclusivamente à operação da refinaria. Outros 35% dispõem apenas de expedição para o modal rodoviário, enquanto os 37% restantes oferecem pelo menos duas alternativas de acesso (Gráfico 2).*

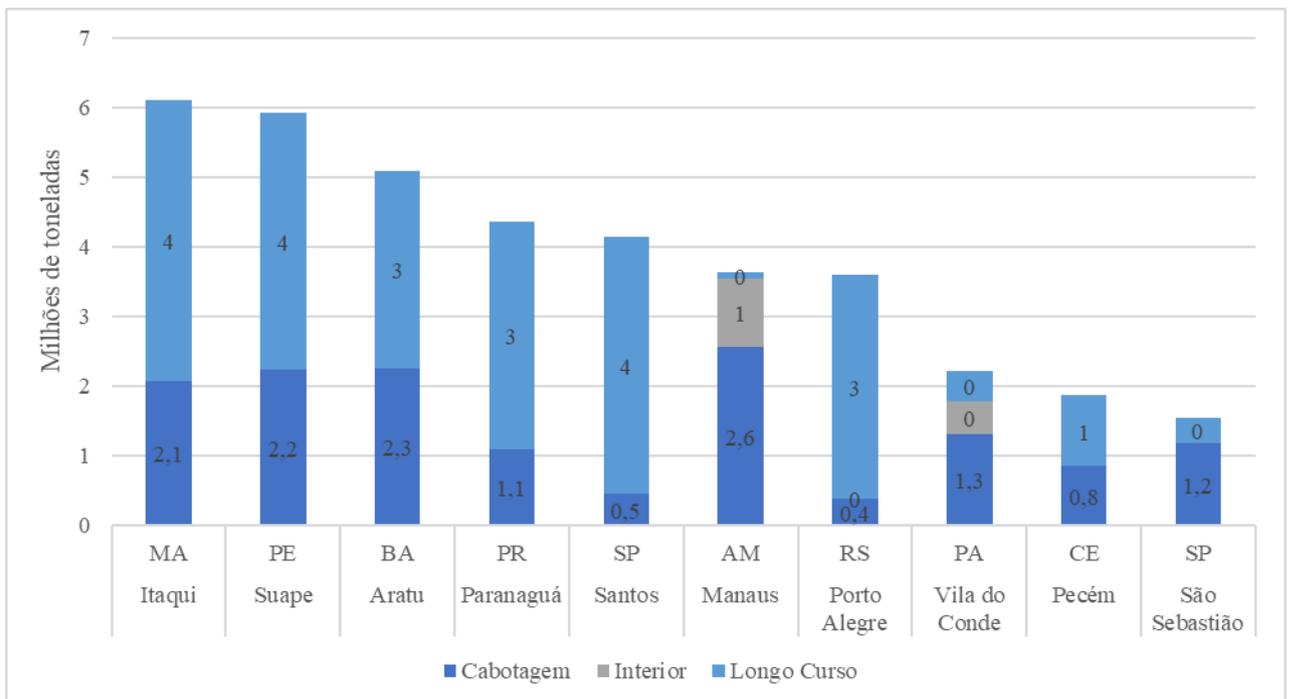
Gráfico 2 – Tipos de acessos dos principais terminais aquaviários



Fonte: elaboração própria a partir de MINFRA (2020b).

100. No caso concreto, os terminais localizados nos dez complexos portuários brasileiros apontados no Gráfico 3 foram responsáveis por mais de 85% da movimentação de gasolina, diesel e GLP em 2019. A navegação de longo curso representa 53% da movimentação (importações), mas também são representativas as operações de cabotagem (40%). A navegação interior em hidrovias é menos representativa (6%), porém importante para a Região Norte.

Gráfico 3 - Total de movimentação portuária de gasolina, naftas, diesel e GLP em 2019



Fonte: elaboração própria a partir de ANTAQ (2020).

101. Considerando-se apenas as operações de importação (navegação de longo curso), 57% delas são realizadas em terminais localizados em portos públicos e 43% em portos privados.

*Destaque para os complexos portuários de Suape-PE, Santos-SP, Osório-RS, Itaquí-MA e Paranaguá-PR.*

*102. Suape se mantém, desde 2016, como um dos principais portos do ranking de importação de combustíveis. Santos é o maior porto brasileiro. Tem grande importância na movimentação de petróleo cru e para as importações de combustíveis da Petrobras operadas pela Transpetro, característica que também marca a operação do porto de Osório, cuja operação se resume ao atendimento à Refap. Itaquí ganhou muito destaque em 2019 dada sua proximidade com as refinarias exportadoras do Golfo do México e sua integração ferroviária sentido Centro-Oeste, sendo o principal porto de entrada das traders que passaram a atuar no País desde 2016. No Complexo Portuário de Paranaguá, além da operação da Transpetro para a Repar, o terminal privado da Cattalini se destaca não apenas pela capacidade de armazenagem, mas pela alternativa de escoamento pela malha ferroviária que alcança o interior do Paraná e parte dos estados do Rio Grande do Sul, São Paulo e Mato Grosso do Sul.*

*103. Mesmo excluindo-se as movimentações relativas à importação de GLP, dadas suas especificidades operacionais e outras circunstâncias que serão apresentadas mais à frente neste relatório, esses cinco terminais figuraram entre os vinte que mais tiveram atracções para desembarque de gasolina e diesel importados ao longo de 2019. Conforme se verifica na Tabela 8, Suape e Itaquí apresentaram as melhores condições de serviço, enquanto os demais apresentaram gargalos operacionais.*

*Tabela 8 - Tempos de serviço na importação de gasolina e diesel nos principais terminais portuários em 2019*

<i>Instalação</i>	<i>Total de Atracções</i>	<i>Tempo Médio para Atracção<sup>1</sup> (h)</i>	<i>Tempo Médio de Operação<sup>1</sup> (h)</i>	<i>Prancha Média Operacional<sup>2</sup> (t/h)</i>
<i>Santos</i>	<i>216</i>	<i>128</i>	<i>60</i>	<i>236</i>
<i>Cattalini</i>	<i>135</i>	<i>100</i>	<i>47</i>	<i>296</i>
<i>Itaquí</i>	<i>116</i>	<i>84</i>	<i>50</i>	<i>701</i>
<i>Suape</i>	<i>103</i>	<i>39</i>	<i>32</i>	<i>719</i>
<i>Osório</i>	<i>68</i>	<i>117</i>	<i>40</i>	<i>1.174</i>

*Fonte: elaboração própria a partir de ANTAQ (2020).*

*<sup>1</sup> Legenda do gradiente de cores: vermelho – maior terço do intervalo; amarelo – terço intermediário; verde – menor terço do intervalo*

*<sup>2</sup> Legenda do gradiente de cores: vermelho – menor terço do intervalo; amarelo – terço intermediário; verde – maior terço do intervalo*

*104. Santos revelou a situação mais crítica, com filas para atracção e dificuldade na operação que resultaram numa baixa produtividade, ou em uma “prancha operacional baixa”, de acordo com a nomenclatura própria do segmento. Também baixa mostrou-se a prancha do terminal da Cattalini que, apesar do razoável tempo de operação, tem limitações para o recebimento de navios de maior porte. O terminal Transpetro no porto de Osório não tem pier. Opera com uma monoboia (espécie de terminal flutuante, utilizado na amarração de navios-tanque para a operação de carregamento e descarregamento de líquidos), o que explica o elevado tempo*

para atracação. Todavia, a operação verticalizada dedicada à refinaria da Petrobras (Refap), localizada bem próxima do terminal, permite a elevada prancha operacional observada.

105. Apresentada a situação dos principais terminais de graneis líquidos em operação no Brasil, passa-se, a seguir, ao detalhamento da infraestrutura dutoviária.

### III.2.2. Infraestrutura dutoviária de transporte de combustíveis

106. O transporte dutoviário no Brasil se iniciou nos anos 50 e se desenvolveu gradativamente nas décadas seguintes. Os últimos grandes investimentos estruturantes na malha dutoviária para transporte de derivados datam o final da década de 90. Desde então, a participação desse modal na matriz de transporte de carga brasileira não sofreu variações representativas. Os investimentos recentes estão principalmente associados à ampliação da capacidade de dutos existentes ou ao escoamento da produção de UPGN.

107. No Brasil, como tanto as instalações de refino como os maiores mercados consumidores se localizam próximos à linha litorânea, a malha de oleodutos encontra-se, majoritariamente, disposta próxima à costa e aos principais centros populacionais, como se observa na Figura 7. Os dutos são o modal de transporte preferencial para atender o abastecimento de petróleo das refinarias e para suprir a necessidade dos grandes centros consumidores de derivados.

Figura 7 - Malha dutoviária nacional



Fonte: EPE (2019).

108. Duto é a designação genérica de um conjunto de tubos metálicos ligados entre si para movimentação de líquidos ou gases, sendo designados, respectivamente, oleodutos ou gasodutos. Na indústria do petróleo os oleodutos são usados para movimentação de petróleo e derivados e os gasodutos para o gás natural e seus componentes. Um poliduto pode ser utilizado no transporte de diferentes tipos de produtos.

109. Os dutos são classificados como portuários, de transferência ou transporte. Duto portuário é o que interliga pontos de atracação (píer, cais, monoboias e quadro de boias) às instalações (terminais aquaviários, bases de combustíveis, refinarias etc.). São normalmente de pequena extensão e sua operação é autorizada pela ANP juntamente com a do terminal no qual se localizam.

110. A diferenciação entre dutos de transferência e transporte é dada pela Lei do Petróleo (Lei 9.478/1997, art. 6º, VII e VIII). Em síntese, os dutos de transferência são de interesse apenas de um carregador (proprietário da carga ou explorador da infraestrutura). Já os dutos de transporte são aqueles nos quais há interesse de mais de um carregador e, portanto, a lei estabelece que haverá facilidade de acesso por qualquer interessado.

111. Grosso modo, dutos de transferência são de tal modo dispostos que permitem apenas a movimentação de carga própria, enquanto os de transporte podem ser usados por terceiros para movimentação de suas cargas. Por esse motivo é que praticamente todos os dutos de petróleo que alimentam as refinarias são mantidos classificados como de transferência, pois não haveria interesse senão o dela na sua utilização. A depender da existência de infraestrutura de expedição e recebimento de combustíveis na refinaria ou terminal, pode haver interesse de terceiros em usá-lo, ao que poderia ser requisitada a reclassificação para duto de transporte junto à ANP.

112. No Brasil, há quase mil dutos operados por 69 empresas autorizadas pela ANP, com extensão que atualmente soma mais de 10.000 km, conforme aponta a Tabela 9. Mais da metade são dutos portuários de pequena extensão. Os dutos de transferência e transporte são, em sua maioria, usados na interconexão entre refinarias, terminais e bases de distribuição. Impende notar que apenas três empresas atualmente são autorizadas a operar dutos de transporte, aqueles aptos a movimentar cargas de terceiros.

Tabela 9 – Quantidade de oleodutos e operadores autorizada pela ANP em 2019

Tipo	Qtde de Operadores	Qtde de Dutos	Extensão (Km)
Portuário	34	537	731
Transferência	42	301	3.957
Transporte	3	125	5.375
Total	69	963	10.064

Fonte: elaboração própria com base no cadastro de dutos do SIMP fornecido pela SIM/ANP (peça 35).

113. Entre elas, a Temope Distribuidora de Petróleo Ltda opera dois de apenas 2 km na região de Guarulhos. A Logum Logística S/A opera um duto de transporte de etanol e derivados de petróleo com 350 km de extensão entre Uberaba-MG e Paulínia-SP. A empresa possui outros dutos que interligam a Reduc, no Rio de Janeiro, à Refinaria de Paulínia (Replan), em São Paulo, passando pelo Terminal de Guararema (São Paulo), com ramificações para Guarulhos-SP, todavia estes são operados em consórcio com a Transpetro.

114. A Transpetro é, portanto, responsável pela operação de 93% da extensão da malha de dutos de transporte brasileira. A empresa opera dutos de transporte e transferência, tanto longos como curtos. A movimentação por dutos longos (> 15 km) é voltada para grandes volumes e distâncias, portanto normalmente são dutos de maior bitola.

115. Parte deles está incluída nos pacotes de desinvestimento junto com as refinarias, terminais e seus dutos portuários. Não há imposição para que a Transpetro continue sendo a operadora depois de passada a fase de fechamento da venda. Os adquirentes deverão contratar ou

formar empresa para operação das infraestruturas de dutos e terminais. A Tabela 10, a seguir, lista os dutos longos, de transporte e transferência envolvidos na operação de desinvestimentos.

*Tabela 10 - Dutos longos incluídos nos pacotes de desinvestimento da Petrobras*

Nome	Diâmetro (pol)	Extensão (km)	Origem	UF Origem	Destino	UF Destino
ORBEL	18	364	Regap	MG	TT C. Eliseos	RJ
ORPENE	8	36	Braskem	BA	Rlam	BA
	12	36	Rlam	BA	Bacam	BA
	14	36	Rlam	BA	Braskem	BA
ORSUB	8	91,6	Ipiaú	BA	TT Itabuna	BA
	8	73,5	Ipiaú	BA	TT Jequié	BA
	10	223,9	TA M. de Deus	BA	Ipiaú	BA
OLAPA	12	97,6	Repar	PR	TA Paranaguá	PR
OPASC	8	66	TT Itajaí	SC	TT Fpolis	SC
	10	200	Repar	PR	TT Itajaí	SC
ORSUL	6	26	Copesul	RS	Refap	RS
	10	26	Refap	RS	Copesul	RS
OSCAN	16	98	TA Osório	RS	Refap	RS

*Fonte: elaboração própria, a partir de TRANSPETRO (2020).*

116. Os dutos Orpene, Olapa e Orsul são dutos de transporte que interligam as refinarias a grandes clientes e/ou terminais. O Orpene liga a Rlam à central petroquímica da Braskem em Camaçari, na Bahia para o transporte de nafta, gasóleo e claros de maneira geral. O Olapa é um poliduto bidirecional que liga o Terminal da Transpetro no porto de Paranaguá-PR à Repar, em Araucária-PR. Transporta diversos derivados, inclusive GLP. O Orsul é um duto de GLP que liga a central petroquímica da Braskem em Triunfo à Refap, no Rio Grande do Sul

117. O Orbel é um duto de transferência que conecta a Regap, em Betim-MG, à Reduc-RJ, com 364 km de extensão. Esse duto é operado por meio de acordo operacional da refinaria com o terminal terrestre de Campos Elísios da Petrobras, em Duque de Caxias-RJ, que recebe, expede e armazena petróleo e derivados para a refinaria mineira. Assim, esse duto é crítico para Regap, que será a única entre as refinarias desinvestidas a depender de um contrato com ativo sob o controle da Petrobras para manter suas operações.

118. O Orsub, de 389 km, interliga a Rlam, em Madre de Deus-BA, aos terminais terrestres de Jequié e Itabuna, também na Bahia. O duto é fundamental para internalização de combustíveis para o interior do estado e da região. O Opasc tem 266 km e interliga a Repar, em Araucária-PR, a três terminais terrestres em Guarimir-SC, Itajaí-SC e Biguaçu-SC. O duto é o principal meio de abastecimento do estado de Santa Catarina.

119. Entre aqueles que permanecerão em propriedade da Petrobras, o Osbra é fundamental para o abastecimento do Centro-Oeste, sobretudo a capital federal. Se estende por 964 km, interligando a Replan, em Paulínia-SP, ao terminal terrestre de Brasília-DF, passando por quatro terminais terrestres intermediários em Ribeirão Preto-SP, Uberaba-MG, Uberlândia-MG e Senador Canedo-GO. As refinarias do estado de São Paulo e Rio de Janeiro que permanecerão com a Petrobras estão ligadas por uma extensa rede de dutos, com destaque para o Osplan - que interliga a maior refinaria brasileira (Replan) ao hub logístico do sistema do sudeste (Guararema) e ao Porto de Santos - e o Osrio, com 372 km, que liga a Reduc ao mesmo Terminal Terrestre de Guararema, em São Paulo.

120. As demais regiões do País não possuem infraestrutura para movimentação de gasolina e de óleo diesel em longas distâncias pelo modo de transporte dutoviário. Apenas malha de dutos curtos que conectam refinarias a terminais e bases primárias.

121. A seguir, apresenta-se a infraestrutura de transporte ferroviário nacional.

III.2.3. Infraestrutura de transporte ferroviário de combustíveis

122. Enquanto a movimentação de combustíveis entre refinarias, terminais e bases primárias acontece majoritariamente pelos modais aquaviário e dutoviário, à jusante das bases primárias o modal ferroviário surge como alternativa ao predominante modal rodoviário.

123. O Anuário da ANTT revela que o modal ferroviário no Brasil é fundamental para a logística de cargas ligadas aos setores de mineração e agronegócio, conforme se verifica na Tabela 11. Cerca de 85% do que se movimenta nas ferrovias brasileiras são cargas de minério de ferro, soja, milho e açúcar. Combustíveis líquidos, como gasolina, diesel e biocombustíveis, representam não mais que 2% do total, o que aponta para o abaixo aproveitamento do modal no setor.

Tabela 11 - Principais mercadorias transportadas pelo modal ferroviário em 2019

Mercadoria	TU (ton)	%	% Acumulado
Minério de Ferro	362.089.570	73%	73%
Soja	28.783.104	6%	79%
Grãos – Milho	21.239.580	4%	83%
Açúcar	10.404.818	2%	85%
Combustíveis Líquidos	8.600.408	2%	87%
Demais Cargas	63.379.508	13%	100%

Fonte: elaboração própria a partir de ANTT (2019).

124. A ANTT registra no País uma malha ferroviária concedida de 29.075 km, exploradas por treze concessionárias, conforme ilustra a Figura 8.

Figura 8 - Malha ferroviária nacional



Fonte: EPL (2020b).

125. Das treze concessionárias atuantes no Brasil, apenas oito transportam combustíveis, conforme se verifica na Tabela 12. Destaque para as ferrovias da Rumo Logística, maior operadora ferroviária do Brasil, com mais de mil locomotivas, 28 mil vagões, doze terminais de transbordo, seis terminais portuários e que administra cerca de quatorze mil quilômetros de ferrovias nos estados de Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, São Paulo, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Minas Gerais, Goiás e Tocantins.

Tabela 12 - Quantidade de combustível transportada por concessionário em 2019

Concessionário	Total (ton)
Rumo Malha Sul	3.592.892
Rumo Malha Paulista	1.281.648
Rumo Malha Norte	917.002
Estrada de Ferro Carajás	886.083
Ferrovias Centro Atlântica	676.756
Ferrovias Norte Sul - Tramo Norte	649.225
Ferrovias Transnordestina	563.875
MRS	32.927
<b>Total Geral</b>	<b>8.600.408</b>

Fonte: elaboração própria a partir de ANTT (2019).

126. O transporte ferroviário de combustíveis no Brasil revela três corredores, conforme indica a Tabela 13. O principal deles se localiza no Paraná, em uma operação de duplo sentido. Do terminal da Cattalini, no porto de Paranaguá-PR, a gasolina e o diesel importados seguem para o interior do estado e para SP e RS com as ferrovias da Rumo para distribuição. No sentido inverso segue o etanol produzido no interior desses estados. Outro importante corredor de escoamento ferroviário parte de Itaquí, seguindo pela Estrada de Ferro Carajás, Transnordestina e Norte-Sul, para abastecimento da produção agrícola dos estados de MA, TO, PI e PA. Da Replan, em São Paulo, há também um corredor ferroviário que segue por vários estados, com principal destino o MT e o MS.

Tabela 13 - Origem e destino das cargas de combustíveis em 2019 (milhões de toneladas)

UF Origem/Destino	PR	SP	RS	MT	TO	PI	MA	PA	ES	MG	SC	MS	GO	DF	Total
PR	1,57	0,28	0,43								0,02				2,29
MA					0,62	0,56	0,44	0,44							2,07
SP	0,05	0,30	0,02	0,82								0,16	0,09	0,05	1,50
RS	0,53		0,53								0,17				1,23
MS		0,77													0,77
MG		0,00							0,33	0,15					0,48
MT		0,15													0,15
BA										0,09					0,09
TO							0,03								0,03
<b>Total</b>	<b>2,15</b>	<b>1,50</b>	<b>0,98</b>	<b>0,82</b>	<b>0,62</b>	<b>0,56</b>	<b>0,47</b>	<b>0,44</b>	<b>0,33</b>	<b>0,23</b>	<b>0,19</b>	<b>0,16</b>	<b>0,09</b>	<b>0,05</b>	<b>8,60</b>

Fonte: elaboração própria a partir de ANTT (2019).

Legenda do gradiente de cores: verde – maior terço do intervalo; amarelo – terço intermediário; vermelho – menor terço do intervalo

127. Apresentada a infraestrutura nacional para suprimento e movimentação de gasolina, diesel e GLP, o próximo capítulo avaliará como ela pode se comportar em face do crescimento

projetado do mercado nacional e das mudanças esperadas a partir dos desinvestimentos dos ativos da Petrobras.

#### IV. Gargalos na infraestrutura para garantia do abastecimento e contestação de mercados

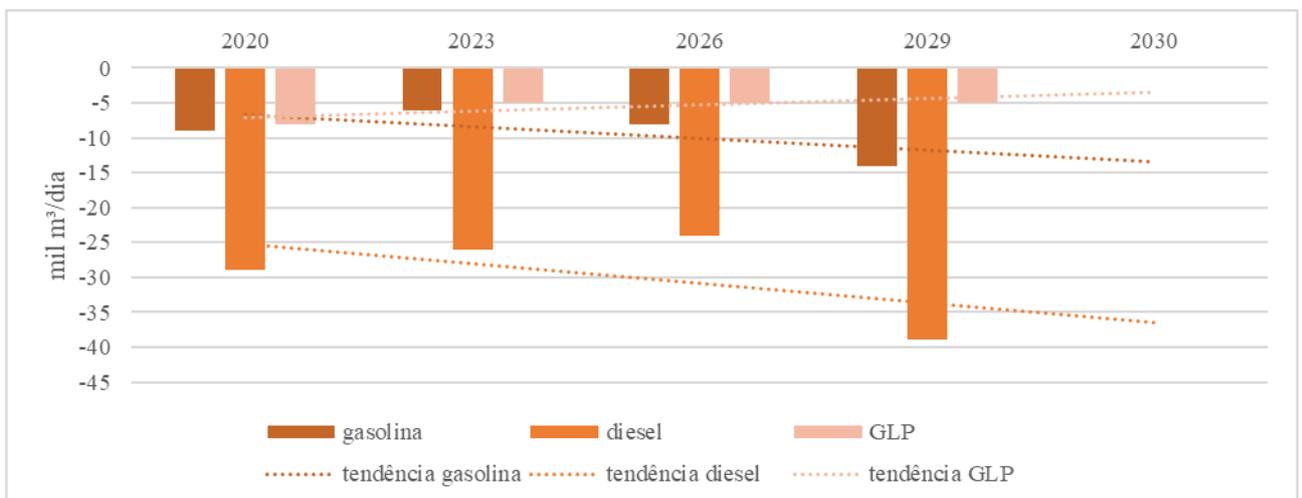
128. Grande parte da complexa infraestrutura de suprimento e movimentação de combustíveis descrita no capítulo anterior foi planejada e construída para funcionar de modo integrado e sob gestão centralizada da Petrobras. É de se esperar que aconteça uma natural reacomodação do balanço e do fluxo de produtos a partir dos desinvestimentos, quando as refinarias repassadas para privados passarão a ser operadas sem as sinergias do Sistema Petrobras.

129. O objetivo do presente capítulo é responder à primeira questão de auditoria, que inquiriu sobre a influência da infraestrutura disponível no País nos objetivos do processo de transição do midstream e como o Governo Federal vem agindo para mitigar os riscos de eventuais gargalos. Para tanto, avaliaram-se possíveis cenários dessa reacomodação, não apenas devido à mudança estrutural no sistema de abastecimento nacional com a redução da participação da Petrobras no refino, mas também em face das projeções de aumento da demanda por combustíveis. Essa avaliação será segregada a partir de duas diferentes perspectivas: a da garantia do abastecimento e a da competitividade nos mercados resultantes dos desinvestimentos da Petrobras.

130. Em apertada síntese, o presente achado identifica riscos em ambas as perspectivas. A situação encontrada aponta para riscos à garantia de abastecimento de GLP e à competitividade na maior parte dos mercados resultantes dos desinvestimentos. Tais riscos se apresentam em função de a infraestrutura de suprimento e movimentação de combustíveis disponível e projetada não se mostrar suficiente ao atendimento das demandas projetadas dentro dos padrões objetivados, sobretudo em face do novo de modelo de mercado surgente.

131. De acordo com EPE (2020a), em função da projeção de aumento pouco expressivo na capacidade de processamento do parque de refino brasileiro até 2029, a produção nacional de derivados de petróleo sofrerá apenas pequenas variações neste período. O balanço projetado entre oferta e demanda será distinto para a gasolina, o diesel e o GLP, como se verifica no Gráfico 4.

Gráfico 4 - Saldo líquido projetado entre oferta e demanda de gasolina, diesel e GLP até 2029



Fonte: adaptado de EPE (2020a).

132. Para a gasolina A, o Brasil permanecerá como importador líquido até 2029. A demanda do ciclo Otto (motores a gasolina ou etanol) será crescente, contudo, estima-se o

*aumento da participação do etanol hidratado em seu suprimento, considerando a tendência de aumento do consumo de biocombustíveis devido as metas de aumento do seu percentual na mistura impostas pelo RenovaBio.*

*133. Em direção oposta, o balanço projetado do óleo diesel A para 2029, derivado com maior mercado no Brasil, apresentará maior necessidade de importação no decênio. Apesar de seu consumo relativo ter previsão de redução pelo aumento da participação do biodiesel no óleo diesel B, que é o óleo diesel comercializado nos postos de combustíveis, o diesel A ainda ganha importância entre os derivados de petróleo, com uma previsão de crescimento de demanda média anual de 2,6%. Em 2029, projeta-se a importação de 20% da demanda nacional.*

*134. Para o GLP, as importações tendem a decrescer até 2029, principalmente em função do crescimento esperado da produção das UPGN.*

*135. Com base no exposto, verifica-se que a dependência externa do Brasil para suprimento de gasolina, diesel e GLP aumentará pelo menos 10% nos próximos dez anos, aspecto que impõe ainda maior relevância à infraestrutura logística para internalização das importações.*

*136. Do Gráfico 4 acima verifica-se que, atualmente, o Brasil importa o equivalente a 38 mil m<sup>3</sup>/dia de gasolina e diesel. Para 2029, o volume estimado é de 53 mil m<sup>3</sup>/dia (40% de aumento). Para o GLP, o volume atual de 8 mil m<sup>3</sup>/dia deverá diminuir para 5 mil m<sup>3</sup>/dia, dada a maior produção nas UPGN nacionais.*

*137. Segundo EPE (2020a), tanto as importações quanto as movimentações inter-regionais continuarão sendo necessárias para complementar a produção das regiões deficitárias. As movimentações de combustíveis em 2029 manterão o fluxo atual, no qual a região Sudeste continua como a única exportadora, abastecendo não só o Centro-Oeste, como também complementar a demanda do Nordeste e do Sul. O Nordeste, por sua vez, com a contribuição do Sudeste e apoio adicional de importação, complementar a abastecimento do Norte.*

*138. Há que se registrar que o modelo adotado pela EPE não sopesou os efeitos das possíveis dinâmicas competitivas que passarão a reinar no novo mercado brasileiro de midstream a partir da entrada, não apenas dos adquirentes dos ativos da Petrobras, mas também de outros atores atraídos pela nova configuração. É esperado que, com a diminuição da barreira de entrada dada pela posição dominante de um agente estatal e com a formação de um ambiente de maior competição, surjam novas dinâmicas e fluxos de movimentação sem precedentes na história do abastecimento nacional.*

*139. A maneira como a esperada reconfiguração do midstream poderá impactar a garantia do abastecimento nacional e a competitividade nos mercados resultantes foi objeto de estudos apresentados no âmbito da Iniciativa Abastece Brasil, do MME, os quais serão apresentados a seguir.*

#### *IV.1. Gargalos na infraestrutura para garantia do abastecimento de combustíveis*

*140. Enquanto EPE (2020a) projetou a oferta e demanda de derivados de petróleo para 2029 a partir de dados históricos e das projeções de crescimento da economia nacional, IBP/LEGGIO (2019) estendeu a análise avaliando alternativas de menor custo total para movimentação dos combustíveis líquidos, em seis diferentes cenários que consideraram não apenas a projeção de oferta e demanda e os preços de venda, mas também o volume em investimentos na infraestrutura para suportar a movimentação requerida até o horizonte de 2030. O estudo não contemplou o GLP.*

*141. O cenário A representa moderada oferta de etanol, com crescimento em linha com o histórico nacional, enquanto o B considera alta oferta de etanol dada pelas metas do RenovaBio. Cenários identificados por PPI consideram preços de venda com paridade aos preços*

*internacionais, ao passo que cenários sem essa identificação, não. Uma vez que a vasta gama de derivados concorre pela mesma infraestrutura, foi então necessário considerar sua movimentação em conjunto. As necessidades de investimentos em infraestrutura logística para atendimento das projeções de demanda foram simuladas entre aqueles constantes da carteira de Programa Parcerias de Investimentos (PPI) do Governo Federal e os sinalizados pela iniciativa privada.*

*142. Adotou-se como premissa que o saldo negativo entre a oferta e demanda de ciclo Otto será suprida pela importação tanto de etanol quanto de gasolina, de forma que toda a demanda será atendida. Para o ciclo diesel o cenário considera o aumento da mistura de biodiesel de 10% para 15% em 2025, havendo, igualmente, déficit a ser suprido por importações. Para o diesel, considerou-se a entrada do segundo trem da Rnest mantida nos PNG da Petrobras, e FUT de 100% para as refinarias do parque de refino. O estudo ainda pressupõe o livre acesso à infraestrutura, tema em discussão na agenda regulatória da ANP.*

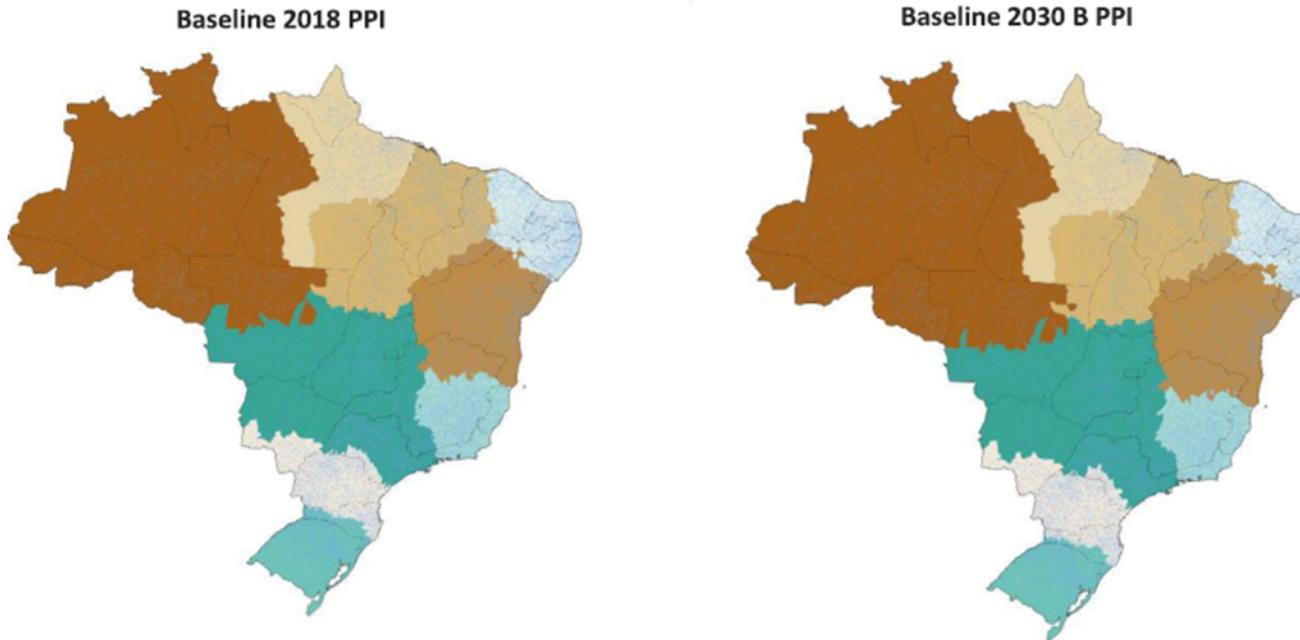
*143. O modelo de otimização foi alimentado com a demanda dos municípios. O trajeto da molécula de combustível até chegar neles segue o fluxo descrito da Figura 1: refinaria, porto, terminal, base primária, base secundária e consumidor final. As cadeias de abastecimento são o conjunto de municípios abastecidos por uma mesma origem de produto. Assim, nove cadeias de abastecimento foram consideradas: 1) RS e Sul de SC; 2) PR e Norte de SC; 3) SP e Centro-Oeste; 4) RJ, ES e Leste de MG; 5) BA, SE e Norte de MG; 6) PE, PB, RN e CE; 7) MA, TO, PI e Sul do PA; 8) Norte do PA e AP; e, 9) AM, AC, RO e RR;*

*144. IBP/LEGGIO (2019) anotou que três fatores determinam a configuração das cadeias: relação demanda/oferta; infraestrutura logística e preço. Logo, a função objetivo adotada buscou minimizar o custo de abastecimento de cada município, calculado pelo custo de aquisição na origem e mais os custos logísticos e tributários ao longo da melhor rota de movimentação, assim determinando que polo seria abastecido da forma mais eficiente por que origem.*

*145. Para os objetivos da fiscalização, consideram-se os cenários IBP 2030-PPI B e IBP 2030-PPI B Dutos pelo fato de serem os que mais se aproximam das diretrizes do CNPE, que pautam tanto o Abastece Brasil quanto o RenovaBio, principais programas de governo relacionados ao abastecimento de combustíveis. O segundo cenário se diferencia apenas por considerar os efeitos da inclusão de novas rotas de dutos.*

*146. Numa primeira linha de análise, aponta-se para o resultado comparativo das duas simulações apostas na Figura 9, que ilustra as áreas de influência das cadeias de refino em dois momentos. A baseline 2018 PPI representa a realidade atual, com as restrições de capacidade de produção e infraestrutura (portuária, dutoviária e ferroviária) e preços com paridade internacional, enquanto a baseline 2030 PPI representa o resultado das projeções de oferta e demanda em 2030, mantidas as restrições e a política de preços. Verifica-se quase nenhuma mudança na configuração da área de influência de cada refinaria, salvo pequeno avanço na cadeia do Amazonas.*

Figura 9 - Comparativo de baseline 2018 PPI x 2030 PPI

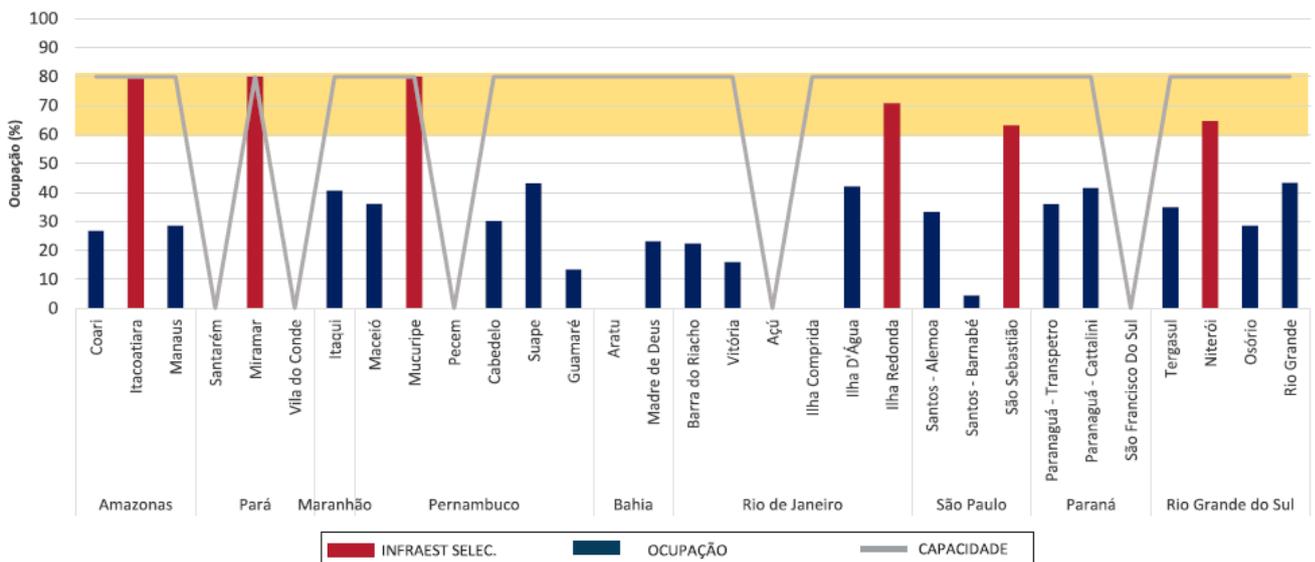


Fonte: IBP/LEGGIO (2019).

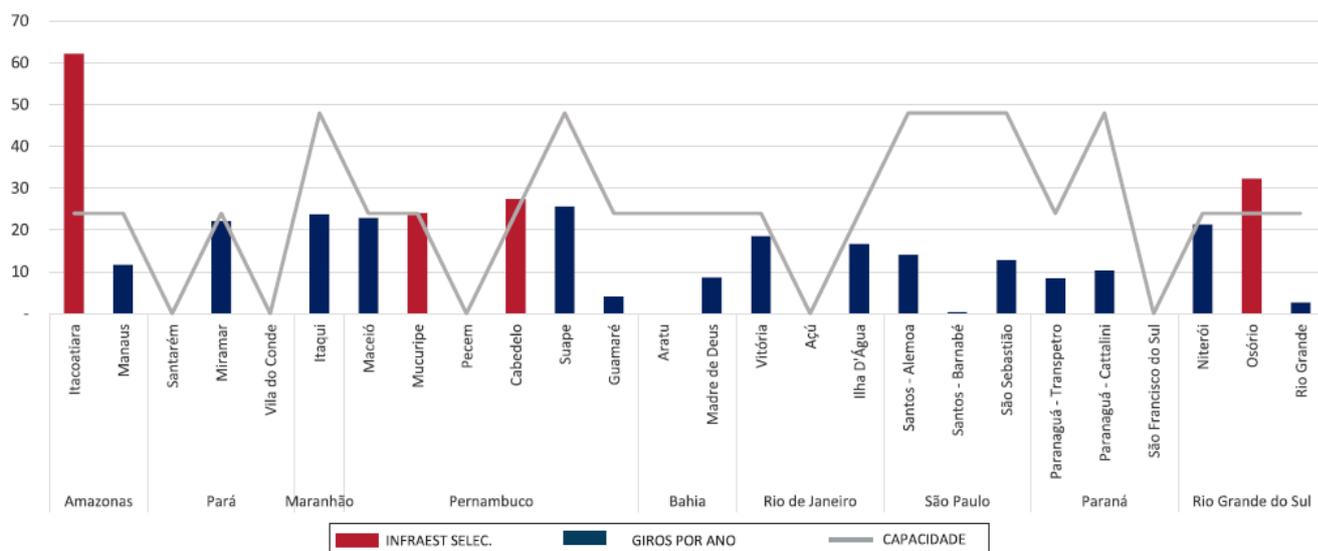
147. Sem investimentos, a expectativa de IBP/LEGGIO (2019) é de saturação de grande parte da infraestrutura em 2030.

148. Terminais portuários como Ilha Redonda-RJ, São Sebastião-SP e Niterói-RS se aproximam do limite de suas capacidades de píeres, enquanto Itacoatiara-AM, Miramar-PA e Mucuripe-CE tocam a capacidade de seus píeres, o que aponta para a necessidade de investimentos, no mínimo, em novos berços de atracação. Da mesma forma Itacoatiara-AM, Mucuripe-CE, Cabedelo-PB e Osório-RS necessitarão de investimentos para ampliar seus parques de tancagem. É o que ilustram os gráficos 5 e 6.

Gráfico 5 - Ocupação dos berços nos principais terminais aquaviários em 2030

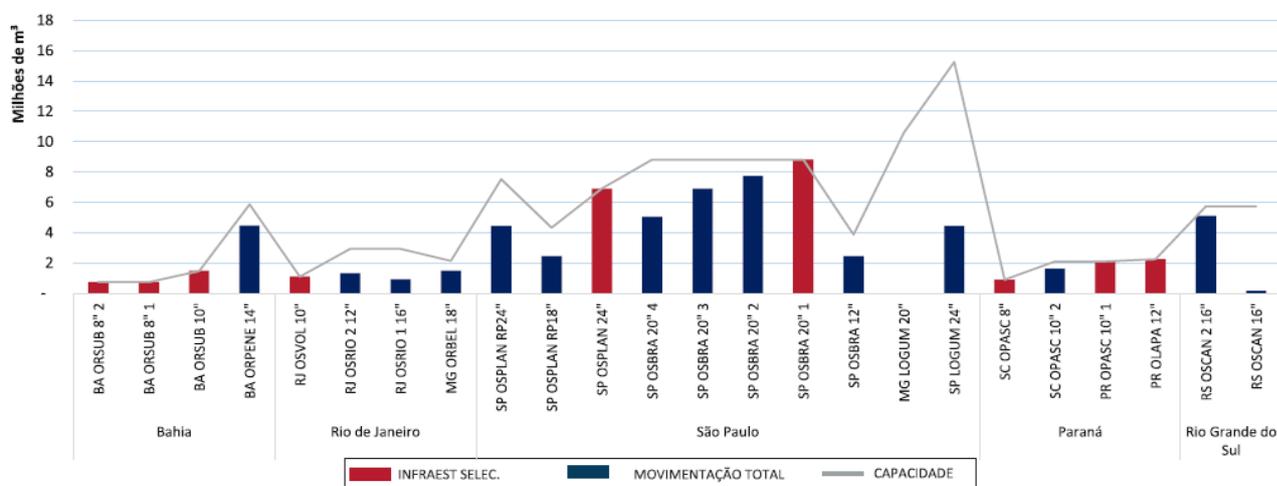


Fonte: SINDICOM/LEGGIO (2020).

**Gráfico 6- Ocupação da tancagem dos principais terminais aquaviários em 2030**


Fonte: SINDICOM/LEGGIO (2020).

A malha de dutos de transporte também apresentará criticidades. Para 2030, SINDICOM/LEGGIO (2020) espera que o Orsub, Osbra, Osplan, o Osvol e o Opasc apresentarão gargalos, conforme o Gráfico 7.

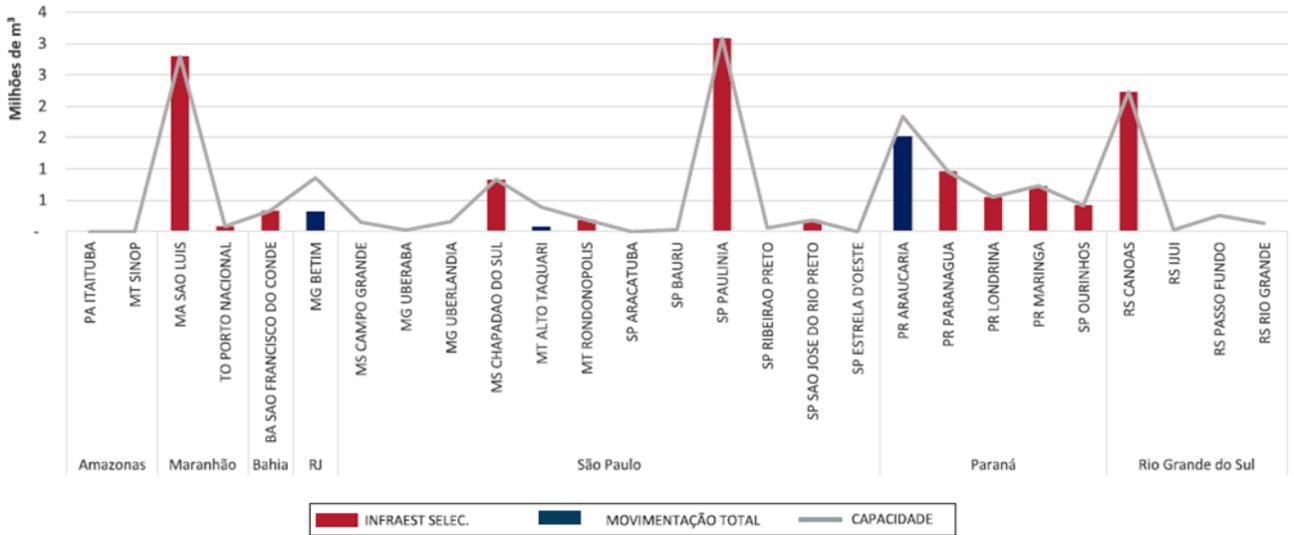
**Gráfico 7- Utilização da malha de dutos em 2030**


Fonte: SINDICOM/LEGGIO (2020).

150. SINDICOM/LEGGIO (2020) anotou que a malha ferroviária nacional carece de ações para o aumento de volume e para melhorar a segurança no transporte e aponta necessidade de investimentos tanto na expedição quanto na recepção ferroviária. O Gráfico 8 e o Gráfico 9 destacam as infraestruturas ferroviárias que demandarão melhorias nos próximos anos.

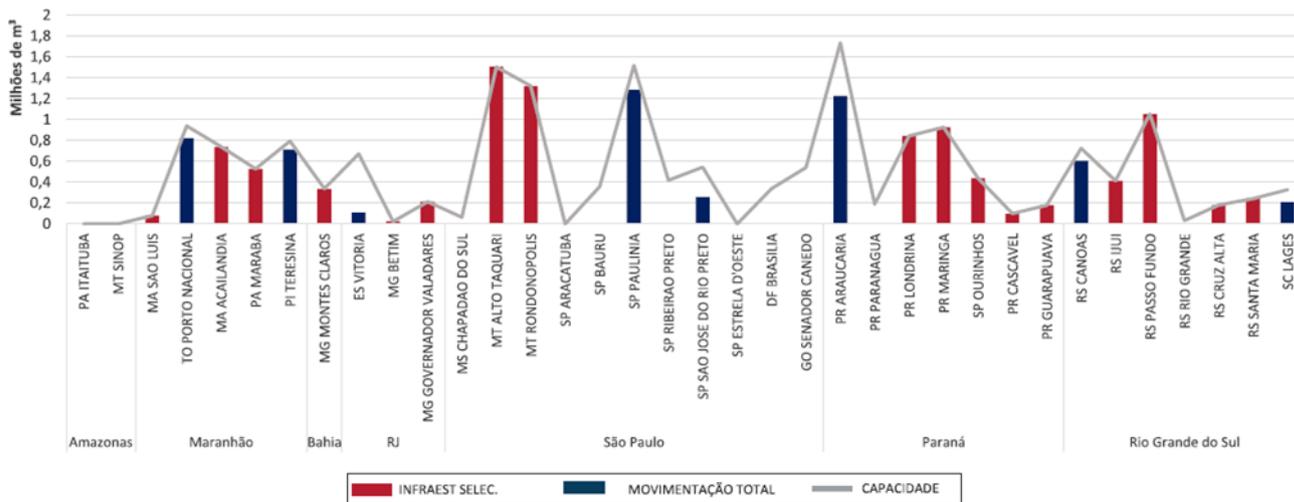
151. Quase todas as expedições ferroviárias atingem seus limites, a não ser na Regap-MG e Repar-PR, que são limitadas pela capacidade de recepção das suas rotas de destino. Na recepção ferroviária também existirão gargalos, à exceção dos locais onde o limitante é a expedição. As cadeias do Maranhão e do Paraná mostram restrições tanto na expedição quando na recepção.

Gráfico 8 - Ocupação da expedição ferroviária em 2030



Fonte: SINDICOM/LEGGIO (2020).

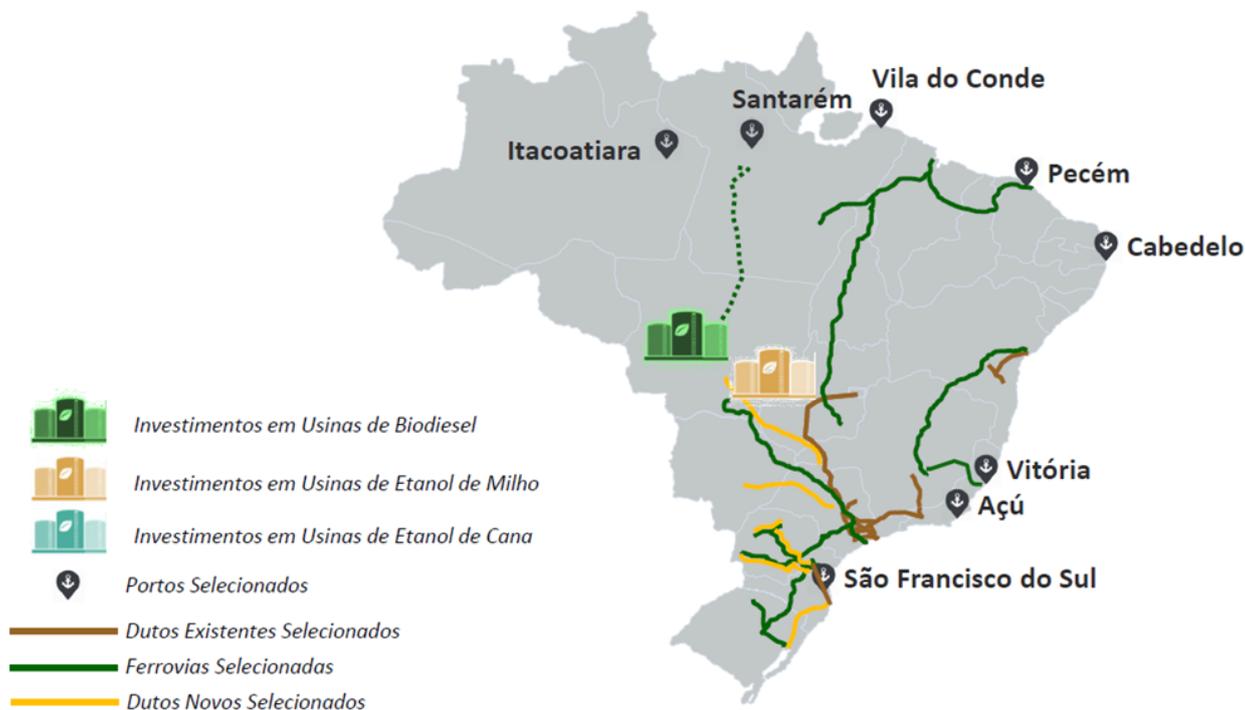
Gráfico 9 - Ocupação da recepção ferroviária em 2030



Fonte: SINDICOM/LEGGIO (2020).

152. Para evitar um cenário de “apagão logístico” no abastecimento de combustíveis no Brasil em 2030, IBP/LEGGIO (2019) simulou os investimentos prioritários para atendimento das projeções de oferta e demanda de combustíveis no período, que podem ser vistos na Figura 10. Além da forte necessidade de investimento em usinas de biocombustíveis para atender as metas do RenovaBio, há correspondente necessidade de investimentos nas infraestruturas de portos, dutos e ferrovias.

Figura 10 - Investimentos prioritários para 2030



Fonte: IBP/LEGGIO (2019).

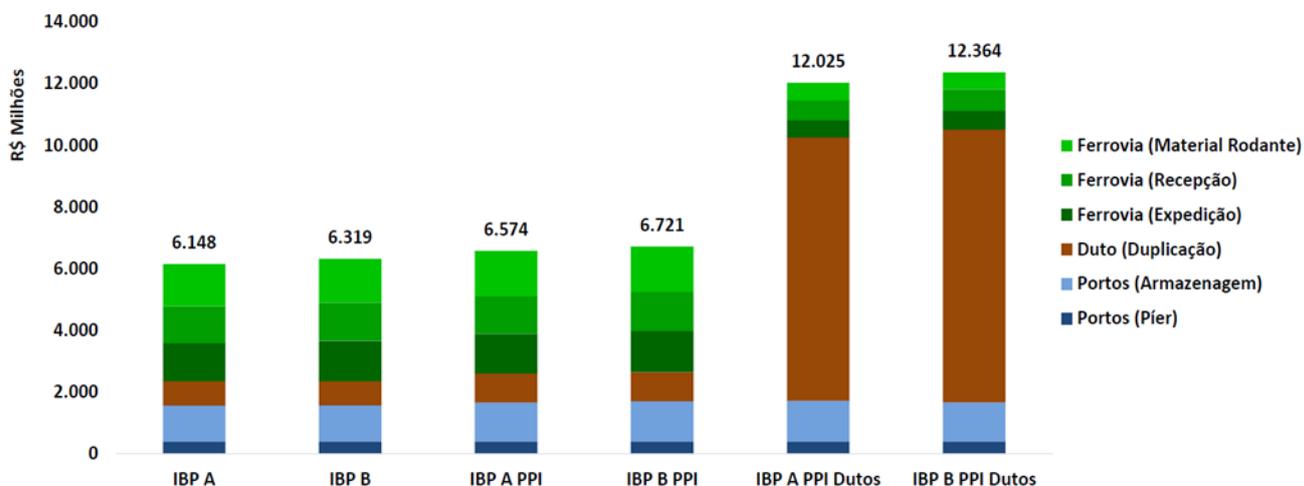
153. O conjunto de investimentos priorizados consiste naqueles considerados necessários em todos os cenários estudados, representando as infraestruturas que mantêm a necessidade de sua ampliação mesmo com a variação dos cenários de demanda/oferta, preços e infraestrutura.

154. Foram considerados no modelo de otimização os principais terminais portuários existentes e incluídos os terminais de Santarém, Vila do Conde e Pecém, em função dos editais previstos à época na carteira de investimento do PPI do Governo Federal, além do Porto do Açú e de São Francisco do Sul, sinalizados em investimentos privados. Também foram considerados os principais dutos de movimentação de derivados operados pela Transpetro e o duto da Logum. Para o Cenário IBP B PPI Novos Dutos, consideram-se novas rotas com estudos de viabilidade promissores.

155. A Ferrogrão e o novo trecho da Ferrovia Norte-Sul foram incluídos no modelo em função da potencial relevância no transporte de derivados e por estarem nos planos do Governo Federal. Além disso, foram consideradas as ampliações de capacidade na malha ferroviária existente. Por fim, foram incluídas as hidrovias existentes na Região Norte e a Hidrovia da Lagoa dos Patos.

156. O resultado separa os investimentos chamados multisetoriais – comuns a todos os cenários e que totalizam R\$ 32,2 bilhões – daqueles específicos para cada cenário. O Gráfico 10, abaixo, sintetiza o volume de investimentos em infraestrutura logística para cada cenário. O Cenário IBP B PPI resultou em necessidades de R\$ 6,7 bilhões em investimentos, ao passo que o Cenário IBP B PPI Novos Dutos, em R\$ 12,4 bilhões. Assim, nos cenários de interesse para esta fiscalização, conforme IBP/LEGGIO (2019), o volume de investimentos necessários para promover a eficiência do sistema de abastecimento nacional até 2030 varia de R\$ 39 a R\$ 45 bilhões, a depender do grau de otimização pretendido.

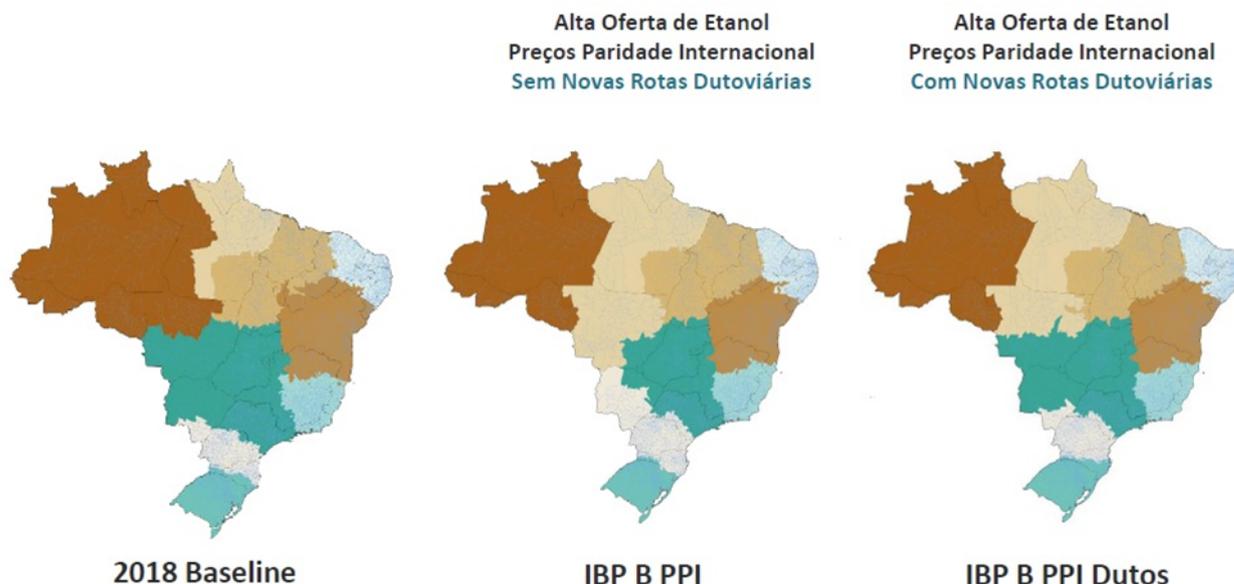
Gráfico 10 - Volume de investimentos para os cenários simulados



Fonte: IBP/LEGGIO (2019).

157. O impacto dos investimentos na dinâmica das regiões de influência pode ser observado na Figura 11. Tomando-se por base o Cenário Baseline 2018, que corresponde ao nível atual de infraestrutura disponível, em comparação aos demais, salta aos olhos a interferência que a infraestrutura de movimentação pode causar na região de influência de uma refinaria. Verifica-se sensível modificação nas cadeias do Paraná, São Paulo, Maranhão e Amazonas. As demais cadeias do Sudeste e Nordeste pouco se alteram, revelando menor propensão a formação de mercados competitivos, mesmo a partir dos investimentos indicados no estudo.

Figura 11 - Comparativo de cenários: Baseline 2018 x IBP PPI 2030



Fonte: adaptado de IBP/LEGGIO (2019).

158. Observa-se ainda que, de um modo geral, o aumento da oferta de etanol não modifica o desenho das cadeias. A tendência verificada para esse combustível é de concentrar maior consumo em localidades próximas às da produção, notadamente no interior. Logo, o aumento da produção

*de etanol não modifica o perfil de consumo do ciclo Otto nas regiões distantes dessas zonas e produz pequeno impacto nos dutos e portos brasileiros.*

*159. Além disso, evidenciou-se que, nos cenários em que foram utilizados os preços de paridade internacional, houve maior modificação nos contornos das cadeias logísticas. Cenários PPI indicam grande entrada de derivados pelo Norte do país, seguindo para o Centro-Oeste com multimodalidade de transportes (Porto de Santarém e Ferrogrão), competindo com a cadeia de São Paulo. Os portos de São Francisco do Sul, Paranaguá e Santarém aumentam sua zona de influência, enquanto Itaquí apenas a mantém.*

*160. Por fim, observa-se que a criação de novas rotas de dutos do Sudeste para o Centro-Oeste promove o crescimento da cadeia de São Paulo, mostrando que essa rota dutoviária é mais barata que a rota marítima vinda de Santarém e internalizada pelos modais hidroviário e rodoviário. O etanol é influenciado, mesmo com rotas de dutos, mas seu fluxo migra das ferrovias para os dutos, mostrando a eficiência dessa infraestrutura. Novos dutos facilitariam a movimentação do etanol do interior para os grandes centros.*

*161. Em suma, IBP/LEGGIO (2019) projetou os investimentos necessários para se evitar gargalos na movimentação de combustíveis líquidos para atendimento de demandas futuras a partir das rotas de menor custo logístico. Em suas premissas não se considerou uma dinâmica de competição entre as refinarias, mantendo a lógica de complementariedade atualmente praticada pela Petrobras. Com essa premissa, a produção da refinaria é dimensionada exclusivamente para atendimento da demanda da região de influência por sua infraestrutura logística a menor custo. Assim, para os objetivos da fiscalização, as conclusões do estudo mostram-se relevantes para a caracterização de cenários de riscos à garantia do abastecimento e indicativos para influência da infraestrutura de movimentação na competitividade dos mercados resultantes dos desinvestimentos.*

*162. No esperado regime de competição a ser praticado pelos adquirentes das refinarias da Petrobras, excedentes de produção serão levados a outros mercados, alterando as premissas lógicas simuladas por IBP/LEGGIO (2019) e, possivelmente, apresentando novos contornos para as áreas de influência de cada cluster de refino. Entre as refinarias e nas regiões próximas de terminais (terrestres ou aquaviários) deverão surgir novas “franjas de competição”, consistentes com áreas nas quais o distribuidor terá opção de adquirir o produto de mais de um fornecedor.*

*163. Essa dinâmica foi considerada em outro estudo apresentado no âmbito da Iniciativa Abastece Brasil, o qual se traz a seguir.*

*IV.2. Gargalos de infraestrutura para contestação de preços nos mercados resultantes dos desinvestimentos da Petrobras*

*164. BRASILCOM/PUC-RIO (2020) elaborou estudo que estimou a dinâmica competitiva de cada refinaria brasileira pós desinvestimentos, com o objetivo de apontar os principais riscos dos mercados resultantes. O estudo partiu da análise do balanço de oferta e demanda na região de influência de cada refinaria. Em seguida, para cada base de distribuição, foram calculados os custos para colocação do produto em cada possível mercado desde cada refinaria limítrofe em condição competitiva de fazê-lo, assim determinando sua área de influência e possíveis regiões de sobreposição competitiva (franjas de competição). Por fim, foram avaliados cenários de expansão do alcance da refinaria para além de sua área de influência ou sua capacidade de proteção de movimentos de expansão de eventuais vizinhos, a partir dos modais de transporte de combustíveis atualmente disponíveis em cada região.*

*165. A premissa lógica adotada no estudo é que, dada uma margem média de distribuição estimada pelos autores e a diferença de custos entre duas refinarias para colocação de produto em determinada base distribuidora, seria possível ao distribuidor escolher, indiferentemente, a seu juízo de conveniência, entre um ou outro fornecedor, até o limite dessa margem.*

166. O resultado do estudo é resumido na ilustração à Figura 12, que revela que entre os seis clusters de refino analisados, em quatro há elevada probabilidade de formação de monopólios regionais, dada a baixa expectativa de competição nos mercados resultantes nos primeiros momentos pós desinvestimentos. Nesses casos, as barreiras para entrada de refinarias limítrofes ou importadores impõem restrições à competitividade na comercialização de derivados no mercado, sendo então baixa a probabilidade de que a pressão competitiva se reflita em redução e preços aos consumidores nesses quatro mercados.

Figura 12 - Possibilidade de contestação dos mercados resultantes dos desinvestimentos da Petrobras

Refinaria	Principais concorrentes	Probabilidade de estabelecimento de monopólio regional pela refinaria					
			Marítimo	Rodoviário	Dutoviário	Ferrovário	Capacidade
REFAP/RS	REPAR/PR	Elevada					
REPAR/PR	REFAP/RS Petrobras Sudeste/Importação	Moderada					
REGAP/MG	Petrobras Sudeste RLAM/BA	Elevada					
RLAM/BA	REGAP/MG RNEST/PE/Importação/ Cabotagem (Petrobras Sudeste)	Elevada					
RNEST/PE	RLAM/BA Importação/Cabotagem (Petrobras Sudeste)	Moderada					
REMAN/AM	Importação/Cabotagem (Petrobras Sudeste)	Elevada					

Fonte: BRASILCOM/PUC-RIO (2020).

167. O mercado resultante da venda da Repar seria o único com condições de competitividade, pois combina uma refinaria com produção insuficiente ao atendimento do mercado local, com vizinhas que possuem excedente de produção e boa infraestrutura portuária em Paranaguá para recebimento dos excedentes oriundos, tanto da Refap quanto da Petrobras Sudeste e de cargas importadas. Por este mesmo terminal, cargas recebidas por cabotagem ou importação poderiam ser movimentadas por todo o estado, pelas ferrovias da Rumo.

168. A competição em Santa Catarina poderia existir na fronteira Sul do estado, a partir dos excedentes da Refap. Nas demais regiões do estado, dependeria do acesso a terceiros pelo duto Opasc, o que, associado à indisponibilidade de terminais de graneis líquidos para importação, representariam barreiras à entrada a outros competidores. A Repar não possui excedente de produção para ameaçar os mercados de outras refinarias.

169. No caso da Rnest, a produção da refinaria não seria suficiente para atendimento à demanda local de gasolina, mas seria superavitária na produção de diesel. Todavia, haveria condições em Suape para que o mercado seja complementado e contestado por importadores ou pelo excedente de produção de gasolina da Rlam e da Petrobras Sudeste. Para o diesel, a possibilidade de competição seria mais provável para o S500, uma vez que a refinaria só produz o S10. Igualmente haveria condições para exportação do excedente da produção de diesel S10 para outros mercados nas regiões Norte e Nordeste, também por Suape.

170. Na vizinha Rlam, o superávit de produção encontraria alguma condição de ser escoado não apenas para outros portos, via o terminal de Madre de Deus, mas também para o norte de Minas Gerais pelo modal ferroviário. A expectativa de contestação do mercado local da Rlam seria

*baixa, uma vez que os adquirentes da refinaria deterão a operação do terminal de Madre de Deus e do duto Orsub, sendo então improvável qualquer tipo de contestação por importadores, dada as insuficientes condições oferecidas pelos terminais do Porto de Aratu. Seria possível alguma contestação no norte do estado pelo excedente de produção do diesel S10 da Rnest.*

*171. Na região da Regap, como a produção da refinaria é inferior à demanda da região, sua zona de influência se restringiria à parte mais central do estado. Nessa área, haveria riscos de formação de monopólio, uma vez que a refinaria detém a operação do único duto que conecta a região ao sistema do Sudeste e o único modal de transporte alternativo para a chegada de combustíveis é o rodoviário. Tal característica limitaria até mesmo a contestação do mercado da região a partir do excedente de produção das refinarias da Petrobras vizinhas, no Rio de Janeiro e São Paulo.*

*172. O Norte do estado, na região de Monte Claros, deve continuar sendo atendido a partir da Rlam, pelo modal ferroviário. O Sul, pela Petrobras Sudeste, pois o custo do frete rodoviário viabiliza o atendimento, assim como o Triângulo Mineiro, pelo duto Osbra. Nessas áreas fronteiriças, a possibilidade de contestação pela Regap seria limitada.*

*173. A ausência de terminais aquaviários aptos a promover a contestação do mercado por importadores ou refinadores limítrofes também seria crítica nos mercados da Reman e da Refap. Dada à infraestrutura logística restrita aos adquirentes das refinarias, elas ficariam “ilhadas”, sendo elevada a probabilidade de formação de monopólios regionais. No sul do Rio Grande do Sul poderia haver alguma competição, mas limitada à baixa capacidade produtiva da Refinaria Riograndense.*

*174. Ambas as refinarias dispõem de excedentes de produção, todavia não dispõem de alternativas competitivas terrestres para levar seus excedentes para outras regiões limítrofes. No caso da Refap, parte do Rio Grande do Sul seria atendido de modo mais eficiente pela Repar, com o suporte do duto Opasc. Já no caso da Reman, não há conexão ferroviária ou dutoviária com estados vizinhos como Maranhão e Pará. Assim, a exportação de excedentes nessas regiões seria restrita ao modal aquaviário, competindo com as refinarias do Nordeste.*

*175. Com as devidas vêniãs ao percuciente estudo de BRASILCOM/OU-RIO (2020), a análise acerca do mercado da Reman encontrou visões distintas apresentadas no curso dos exames de auditoria. Já se identifica a entrada de produto importado naquele mercado desde 2019, trazido pela Atem Distribuidora de Petróleo S/A, no Porto de Manaus, e pela TFB – Terminais Fluviais do Brasil S/A, no Porto de Itacoatiara, localizado a uma distância aérea de cerca de 175 km de Manaus. Além disso, há que se registrar que o excedente de produção da refinaria é resultado excepcional obtido em 2019, como reação comercial da Petrobras no mercado da Região Norte, alcançado para a gasolina partir de correntes intermediárias transferidas de outras refinarias da empresa. Historicamente, a produção da refinaria não atende à demanda da região.*

*176. Tais fatos recentes confirmam que, pela maior proximidade com o Golfo do México, o mercado do Amazonas pode ser contestado por combustível importado, havendo possibilidade de surgimento de uma nova dinâmica de abastecimento da região a partir do desinvestimento da Reman.*

*177. De modo geral, BRASILCOM/PUC-RIO (2020) concluiu que a troca de operador das refinarias tende a não aumentar o número de agentes econômicos nos mercados regionais e que a falta de infraestrutura de modais de alta capacidade que interliguem os mercados restringe a possibilidade de competitividade. Destacou ainda o risco de desabastecimento local caso o adquirente decida exportar sua produção e o risco de redução de competitividade caso o adquirente seja verticalizado com a distribuição, destacando a necessidade de regras de transição que garantam a competitividade até a finalização das vendas das refinarias.*

178. *Adotando-se esses cenários de riscos como pano de fundo, passa-se à verificação das ações governamentais em andamento com vistas a mitigá-los.*

#### *IV.3. Ações governamentais para atração de investimentos ao novo mercado de refino*

179. *O foco original das ações da iniciativa Abastece Brasil concentrou-se no diagnóstico e prognóstico da nova dinâmica de mercado, com vistas à eliminação de barreiras operacionais e regulatórias para a criação de um ambiente atraente a novos agentes privados, objetivando a atração de investimento não apenas ao desinvestimento da Petrobras, mas também para ampliação da infraestrutura de suprimento e movimentação de combustíveis. Nesse contexto, destacam-se as ações para garantir uma política de preços livres e alinhadas aos preços internacionais, além das articulações para promoção da defesa da concorrência, que afetaram o formato dos desinvestimentos pretendidos pela Petrobras e criaram um alicerce para um mercado aberto no Brasil.*

180. *Num segundo momento, o foco foi direcionado para ações com vistas à garantia do abastecimento, consistentes com o levantamento do nível de serviço nos terminais aquaviários, identificação das áreas prioritárias para movimentação de derivados, articulação para desenvolvimento de mecanismos para convergência dos interesses do abastecimento nas licitações portuárias e o aprimoramento contratual do arrendamento de terminais de combustíveis, além da criação de linhas de financiamento, mecanismos para investimento em refino e estímulo tributário à expansão da malha dutoviária. Apenas em 2019 a competitividade nos mercados resultantes entrou de maneira destacada na pauta da iniciativa Abastece Brasil. Até o fim dos exames desta fiscalização, não havia propostas endereçadas sobre o tema.*

181. *Assim, os próximos subitens trarão um apanhado geral do resultado das ações da iniciativa Abastece Brasil para atração de investimentos privados para suprimento e movimentação de gasolina, diesel e GLP, assim como outras oportunidades identificadas no âmbito da Administração Pública.*

#### *IV.3.1. Produção de combustíveis*

182. *No que concerne a novos investimentos na produção de combustíveis no Brasil, os planos de negócios da Petrobras apontavam para a entrada em operação do 2º trem de refino da Rnest, em 2024, que acrescentaria 130 kbpd à capacidade de refino nacional. Todavia, com o desinvestimento daquele ativo, tal perspectiva resta sem confirmação. Mantém-se nos planos da estatal a entrada em operação da UPGN do Comperj, em 2021, o que implicará em aumento da oferta nacional de GLP.*

183. *SIQUEIRA (2020) noticia sobre o interesse de grupos privados na construção de mini refinarias e refinarias modulares no Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia, Sergipe, Maranhão e São Paulo, que somariam mais de 150 kbpd ao parque de refino nacional e atrairiam mais de R\$ 3 bilhões em investimentos, ressaltando possíveis adiamentos nos planos, em função dos efeitos da pandemia do Covid-19 na economia. Todavia, em ANP (2020f) consta, atualmente, apenas uma autorização para construção de refinaria de 0,74 kbpd de capacidade na Bahia.*

184. *Assim, não se identificam sinalizações firmes para investimentos relevantes e imediatos no aumento da produção nacional de combustíveis. Com os desinvestimentos da Petrobras, cada novo entrante poderá investir na expansão da unidade adquirida ou na construção de novas plantas, mas essas são decisões empresarias que só se conhecerão após os desinvestimentos. Em que pese a existência de incentivos tributários e instrumentos financeiros para captação de recursos (debêntures incentivadas), não há parcerias público-privadas ou outras políticas públicas específicas para fomentar a produção nacional de combustíveis, o que impõe maior importância aos investimentos em infraestrutura para importação e internalização de combustíveis, os quais serão abordados a seguir.*

#### IV.3.2. Terminais aquaviários

185. Para a logística de movimentação de combustíveis, o conjunto de ações em andamento é mais robusto, sobretudo na área portuária. Devido ao aperfeiçoamento institucional da atuação governamental no setor, observada desde a publicação da Lei dos Portos (Lei 12.815/2013), quando o planejamento setorial passou à atual Secretaria Nacional de Portos e Terminais Aquaviários do Minfra (SNTPA), o setor portuário ganhou maior dinâmica com políticas e diretrizes de logística integrada, abrangendo tanto acessos portuários quanto infraestrutura e desenvolvimento urbano (MINFRA, 2019).

186. Como resultado, foi criado o Plano Nacional de Logística Portuária (PNLP), instrumento de planejamento que congrega os planos mestres e planos de desenvolvimento e zoneamento de cada complexo portuário, o Plano Geral de Outorgas (PGO), os arrendamentos portuários e as autorizações para instalações privadas, oferecendo os diagnósticos e prognósticos do setor para a avaliação de cenários e a proposição de ações de médio e longo prazos que permitam a tomada de decisões em seis principais áreas temáticas: infraestrutura; operações; capacidade; logística e acessos; gestão; e meio ambiente (MINFRA, 2019).

187. O Programa de Arrendamentos Portuários está inserido no Plano de Investimento em Logística – Portos (PIL-Portos), envolvendo áreas nos portos públicos mais importantes e estratégicos do país. Paralelamente, o governo retomou as autorizações para Terminais de Uso Privado (TUP) e outras instalações portuárias. São investimentos fora do âmbito dos portos organizados que deverão somar esforços aos arrendamentos para garantir a infraestrutura necessária ao escoamento da produção.

188. A Lei do Portos (Lei 12.815/2013), em seu art. 16, § 2º, determina que o poder concedente deverá ouvir previamente a ANP sempre que a licitação, a chamada pública ou o processo seletivo envolver instalações portuárias voltadas à movimentação de petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis.

189. Assim, por meio de nota técnica, a agência reguladora indicou como prioritários arrendamentos nos portos de Suape, Itaqui, Santos e Paranaguá, detalhando especificidades de cada caso a serem consideradas nos editais de licitação. Adicionalmente, indicou necessidades de investimentos e regularização no Pará (Miramar e Vila do Conde), no Ceará (Pecém) e no Espírito Santos (Tubarão). Para a Região Sul, salientou a criticidade do armazenamento de GLP, sugerindo esforços para captação de investimentos privados para criação de um terminal em Santa Catarina (ANP, 2017).

190. Desde então, terminais nesses portos constam do Programa de Arrendamento Portuário do Minfra e da carteira de investimentos do PPI. Entre 2017 e 2019, os arrendamentos de 14 terminais de graneis líquidos foram licitados, com previsão de R\$ 1,2 bilhão de investimentos mínimos. Outros 10 leilões de terminais de graneis líquidos, com investimentos mínimos previstos de R\$ 2,1 bilhões, estão agendados para o biênio 2020-2021. Esses arrendamentos devem acrescentar cerca de 1,4 milhões de m<sup>3</sup> de capacidade estática de armazenagem ao País, conforme listagem à Tabela 14.

Tabela 14 - Licitações de terminais de graneis líquidos

Status	Terminal	Cidade	UF	Capacidade Estática (m <sup>3</sup> )	Investimento (R\$)
Realizadas	AE10	Cabedelo	PB	19.696	52.290.000
	AE11	Cabedelo	PB	21.974	34.939.857
	AI01	Cabedelo	PB	22.370	24.221.000

	BEL02A	Belém – Miramar	PA	40.576	74.723.109
	BEL02B	Belém – Miramar	PA	43.754	27.400.000
	BEL04	Belém – Miramar	PA	23.469	14.645.464
	BEL08	Belém – Miramar	PA	48.280	113.145.625
	BEL09	Belém – Miramar	PA	19.394	124.628.605
	STM04	Santarém	PA	1.600	117.000.000
	STM05	Santarém	PA	1.600	13.000.000
	STS13	Santos	SP	99.000	198.252.000
	STS13A	Santos	SP	97.720	110.746.000
	VDC12	Vila do Conde	PA	58.690	121.064.031
	VIX30	Vitória	ES	65.725	152.000.000
	IQI03	Itaqui	MA	46.406	106.535.000
	IQI11	Itaqui	MA	64.897	133.312.000
	IQI12	Itaqui	MA	78.724	177.276.386
	IQI13	Itaqui	MA	78.724	178.503.000
A realizar	MAC11	Maceió	AL	50.400	Indefinido
	MAC12	Maceió	AL	18.286	Indefinido
	MUC59	Mucuripe	CE	43.570	89.000.000
	PAR50	Paranaguá	PR	70.181	7.300.000
	STS08	Santos	SP	148.044	211.618.000
	STS08A	Santos	SP	278.679	1.196.014.000
<b>Total</b>				<b>1.441.759</b>	<b>3.277.614.077</b>

Fonte: elaboração própria a partir de SPPI (2020).

191. Além dos terminais localizados em portos públicos, a Antaq autorizou outros doze TUPs de graneis líquidos entre 2017 e 2019, com expectativa de investimentos de R\$ 14 bilhões e acréscimo de 6 milhões de m<sup>3</sup> de capacidade estática de armazenagem. Outros R\$ 17 bilhões para acréscimo de mais 2,5 milhões de m<sup>3</sup> de capacidade estática estão previstas para o próximo biênio. Conforme ilustra a Tabela 15, os maiores investimentos serão no RJ, MA, ES, PR e AM.

Tabela 15 - Autorizações de terminais de graneis líquidos de uso privado

Autorização	UF	Terminais (qtde)	Capacidade Estática (m <sup>3</sup> )	Investimento (R\$)
	AM	3	150.940	846.210.007
	AP	1	18.932	7.221.574
	ES	2	153.000	2.688.314.557
Autorizados	MA	1	0	5.770.000.000
	PA	2	20.361	28.619.664
	PR	1	112.500	3.650.000.000
	RJ	2	5.500.960	1.124.227.166
<b>Autorizados Total</b>		<b>12</b>	<b>5.956.693</b>	<b>14.114.592.968</b>
	AP	1	218.500	60.979.292
	BA	1	220.500	457.368.337
Em análise	ES	1	100.000	632.421.728
	MS	1	14.000	101.004.150
	PA	3	184.234	321.533.741
	RJ	1	6.400	7.090.157

	SC	1	210.935	2.000.000
	SP	1	328.000	2.850.174.854
<i>Em análise Total</i>		10	1.282.569	4.432.572.259
	AM	1	0	0
	PA	4	113.297	40.000.000
<i>Previstos</i>	PB	1	90.000	260.000.000
	PR	1	387.000	3.849.021.699
	SC	1	10.000	633.000.000
	SP	2	576.000	7.531.294.482
<i>Previstos Total</i>		10	1.176.297	12.313.316.181
<i>Total Geral</i>		32	8.415.559	30.860.481.408

*Fonte: elaboração própria a partir de dados fornecidos pela SNPTA/Minfra (peça 36).*

192. Os volumes indicados, se confirmados, mais que dobrariam a capacidade de armazenagem estática de granéis líquidos nos terminais portuários brasileiros, o que perfaz sinalização positiva ao desafio de se criar estruturas adequadas para importação de combustíveis.

193. Na próxima seção, verificar-se-á as ações governamentais para maior aproveitamento do transporte ferroviários de combustíveis.

#### *IV.3.3. Transporte ferroviário*

194. No segmento ferroviário, embora o processo de desestatização implementado no final da década de 90 tenha resultado no crescimento dos investimentos na infraestrutura, aumento da eficiência operacional e da produção do transporte, tais resultados não se refletiram em uma maior participação do modal ferroviário na matriz de transportes de cargas no Brasil (aproximadamente 15%).

195. O setor ferroviário nacional manteve-se voltado ao mercado externo, dedicado principalmente ao transporte da produção de commodities minerais e agrícolas para exportação por, basicamente, dois grupos empresariais verticalmente integrados. Essas características, aliadas aos contratos de concessão elaborados na ocasião das desestatizações, não foram capazes de estimular maiores investimentos em aumento de capacidade nem de proporcionar a competição dentro do setor com sensível subutilização da malha.

196. Assim, o cenário que se desenhou após duas décadas de vigência das concessões ocasionou a elevação dos custos logísticos, redução da competitividade dos bens nacionais em face do mercado internacional, além de provocar externalidades negativas como o aumento do uso do modal rodoviário e consequente aumento do número de acidentes, poluição etc.

197. Para reverter esse quadro, o Governo Federal desenvolve, atualmente, ações que podem ser agrupadas em dois segmentos: i) aprimoramento do arcabouço legal, regulatório e contratual; e ii) construção de um portfólio de projetos de parceria voltados ao incremento dos investimentos no setor ferroviário.

198. No que concerne às atuais concessões, a ação do Poder Concedente em busca da realização imediata de investimentos nas malhas concedidas à iniciativa privada foi no sentido de possibilitar, com base em permissivo contratual, a prorrogação antecipada mediante obrigação de investimentos. Para dar mais robustez a essa possibilidade, e recepcioná-la como política pública, foi editada a Medida Provisória 752/2016, convertida na Lei 13.448/2017, que em seu art. 6º estabeleceu a possibilidade da prorrogação antecipada dos contratos de concessão de ferrovias, condicionada à inclusão de investimentos não previstos no instrumento contratual vigente.

199. Ainda no bojo das prorrogações antecipadas, importante inovação trazida pela Lei 13.448/2017 diz respeito à consolidação do investimento cruzado, ou seja, a possibilidade de, no

*âmbito da prorrogação antecipada, estabelecer a obrigação de investimento em malha de interesse da Administração Pública (não necessariamente na malha da concessionária), como solução para o desenvolvimento de todo o sistema ferroviário nacional. Essa foi a opção encontrada pelo Governo Federal para modernizar o desenho regulatório, garantindo que os investimentos decorrentes da prorrogação antecipada, ao invés de ingressarem diretamente no OGU, pudessem ser efetivamente revertidos para a infraestrutura ferroviária.*

*200. Adicionalmente, está em discussão no Senado Federal um projeto de lei que pode mudar radicalmente o modelo ferroviário nacional. Trata-se do Projeto de Lei do Senado (PLS) 261, cuja tônica é manter a presença estatal nos segmentos onde ela seja realmente necessária, seja explorando diretamente ou mediante concessão, e, ao mesmo tempo, atrair investimentos privados para construção e aquisição de ferrovias e exploração do transporte sobre os trilhos de sua propriedade, em regime de direito privado, onde tal se mostre viável e compatível com a viabilidade das ferrovias já implantadas.*

*201. Em suma, diferentemente do atual regime de concessões, o PLS 261 propõe ao investidor particular construir e operar sua própria linha ferroviária onde lhe for oportuno e conveniente, mediante autorização do poder público e sem a necessidade de licitação. Tal mudança deve impulsionar o desenvolvimento das chamadas short lines, ferrovias de curta extensão com aptidão para interligar não apenas a malha ferroviária nacional, mas também pontos isolados de elevada produção e movimentação de cargas como, entre outros, refinarias, portos e bases de distribuição.*

*202. Além de novos investimentos nas malhas ferroviárias já existentes, o Estado vem direcionando esforços para a viabilização de determinados segmentos ferroviários, como forma de aumentar a oferta desse modo de transporte e promover a competição entre concessionários.*

*203. Para incremento dos investimentos no setor ferroviário, o PPI foi criado com a finalidade de garantir a expansão da infraestrutura pública, ampliando e fortalecendo a interação entre o Estado e a iniciativa privada. Uma vez que os empreendimentos são qualificados no PPI, passam a ser tratados como prioridade nacional. Os órgãos e entidades envolvidos devem atuar para que os processos e atos necessários à estruturação, liberação e execução do projeto ocorram de forma eficiente e econômica. A identificação dos projetos que serão submetidos ao Conselho do PPI é feita a partir dos instrumentos de planejamento setorial, dentre os quais o Plano Nacional de Logística - PNL 2025, desenvolvido pela EPL.*

*204. Atualmente, além da recente concessão do Tramo Central da Ferrovia Norte Sul – FNSTC, contrato firmado em 31/7/2020, fazem parte da carteira de concessões ferroviárias acompanhadas pelo Ministério da Infraestrutura a concessão da Ferrovia de Integração Oeste Leste – FIOLE, a concessão para implantação e operação da Ferrogrão e o projeto prioritário para futura concessão à iniciativa privada a Ferrovia de Integração Centro-Oeste – FICO, como contrapartida pela prorrogação antecipada da Estrada de Ferro Vitória a Minas – EFVM (investimento cruzado).*

*205. No próximo item, relatar-se-á sobre como o transporte dutoviário de combustíveis é tratado na agenda governamental.*

#### *IV.3.4. Transporte dutoviário*

*206. Não há projetos para ampliação da malha dutoviária no PNG da Petrobras, nem qualquer programa de governo específico para esse modal ou mesmo parcerias público-privadas. Tampouco foram identificados planos indicativos de dutos de combustíveis entre os instrumentos de planejamento público consultados. Como política pública para incentivo ao setor, o MME informou:*

*Como política pública de estímulo à infraestrutura de dutovias, existe o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), que suspende a exigência das contribuições para o PIS/PASEP e para a COFINS, nos termos da legislação vigente. Em 2019, destaca-se o enquadramento no REIDI dos projetos de dutovias de combustíveis da empresa Logum, viabilizando investimentos da ordem de R\$ 645 milhões.*

*A emissão de debêntures, que estabelece medidas de incentivo fiscal para a emissão de títulos privados, também é um instrumento de estímulo a investimentos a infraestrutura. (peça 37, p. 10)*

*207. Todavia, cabe o registro da EPE que está prevista a elaboração de estudo sobre a infraestrutura de abastecimento de GLP, bem como a publicação, em 2021, de Plano Indicativo de Oleodutos (PIO) que contribuirá para o planejamento indicativo de infraestruturas de transporte de derivados por meio de oleodutos, indicando as interfaces com os terminais e outras soluções logísticas (peça 50, p. 8).*

*208. Relatadas as situações do aproveitamento de cada modal no transporte de combustíveis, uma análise de possíveis cenários de riscos à transição do refino decorrentes da forma como o Governo Federal endereçou o atendimento das diversas necessidades segue no próximo subitem.*

#### *IV.4. Análise*

*209. Dada a impossibilidade de se prever possíveis investimentos para ampliação da capacidade de produção do parque de refino nacional até a chegada dos adquirentes das refinarias da Petrobras, o Governo Federal priorizou ações para adequação da infraestrutura de importação de combustíveis. Conforme já salientado, dadas às circunstâncias do sistema de abastecimento nacional de combustíveis, a importação passará a ter maior relevância, tanto para a garantia do abastecimento, quanto como fonte de contestação de preços nos mercados resultantes da transição.*

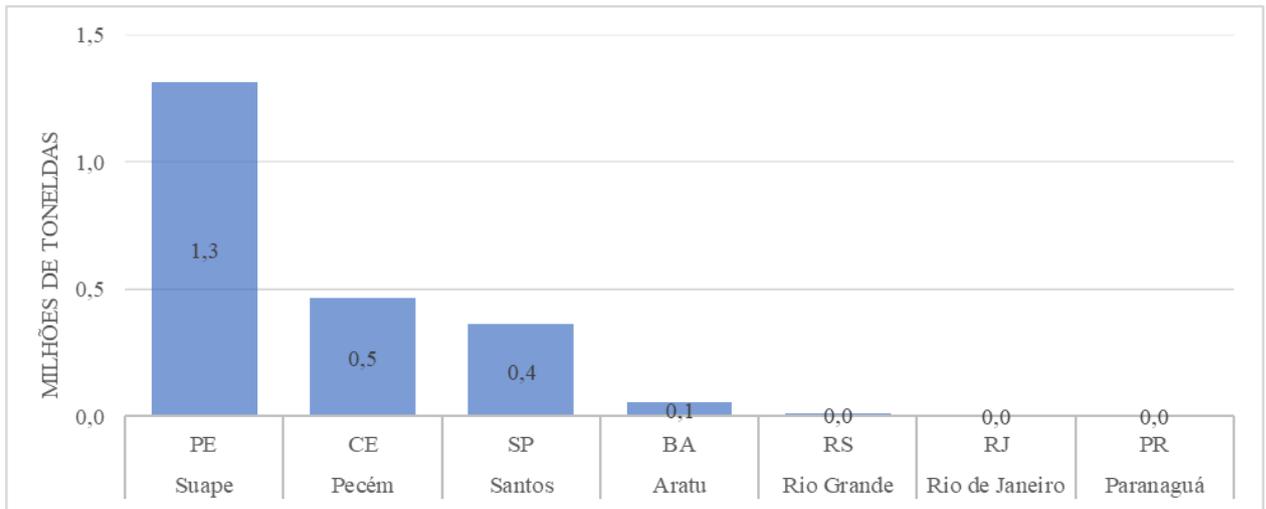
*210. A seguir, serão analisados os riscos ainda remanescentes, considerada a atuação estatal.*

##### *IV.4.1. Riscos à garantia do abastecimento de combustíveis*

*211. De modo geral, observa-se cenário alvissareiro para a ampliação da capacidade de movimentação portuária de combustíveis. Até que esse cenário se consolide, verifica-se que, apesar de revelar sinais de comprometimento das condições de serviço, a infraestrutura de terminais portuários brasileira vem sendo suficiente para os atuais volumes de movimentação de combustíveis líquidos. O risco de colapso dessa infraestrutura no curto prazo se mostra mitigado com as sinalizações de investimentos que podem dobrar a capacidade estática de armazenagem de combustíveis líquidos nos portos brasileiros. Todavia, o mesmo cenário de baixo risco à garantia do abastecimento não se verifica para o GLP, combustível para o qual a infraestrutura de importação e internalização se mostra crítica.*

*212. De 2016 a 2019, quase toda a importação de GLP foi realizada pela Petrobras pelos portos de Suape e Santos (96% do total), conforme ilustra o Gráfico 11. O terminal de Pecém movimenta apenas GNL (Gás Natural Liquefeito). Suape movimenta mais que a soma dos outros dois. Além de suprir o déficit da região Nordeste, ainda funciona como porto de transbordo de carga importada para as demais regiões. Já o Terminal de Alemoa, em Santos, além de ser o terceiro maior recebedor de GLP importado, também tem importância no escoamento do excedente produzido na região Sudeste, pois é interligado à Revap e a Replan para movimentação de GLP.*

Gráfico 11 - Importação de GLP/GNL por porto, 2016-2019



Fonte: ANTAQ (2020).

213. SINDIGAS (2017) anotou que a primeira barreira para a eficiência na movimentação do GLP se dá antes mesmo de iniciar sua jornada em território nacional. A limitada tancagem para abastecimento primário existente no País restringe a recepção de grandes navios importadores a apenas dois portos, ambos com restrições e ineficiências operacionais: Santos e Suape.

214. O porto de Suape é a principal porta de entrada de GLP no Nordeste e o único porto no País capaz de receber produto do exterior em navios de 44 mil toneladas. Ocorre que Suape não dispõe de infraestrutura de tancagem em terra suficiente para armazenagem da demanda regional de GLP. A solução que perdura há anos é o recebimento do GLP importado por meio de uma embarcação denominada navio-cisterna, afretada pela Petrobras. Esse navio funciona como um tanque flutuante, passando a maior parte do tempo atracado. Não apenas permite a internalização do GLP importado para os estados do Nordeste, como também o transbordo desta carga para outras regiões do País. Solução similar é adotada para o abastecimento de GLP no Rio Grande do Sul durante o inverno.

215. Já o porto de Santos tem a tancagem necessária para receber a carga do exterior, mas é o porto mais movimentado do País atualmente e se encontra muito próximo do seu limite para movimentação de combustíveis, o que traz graves ineficiências e frequentes atrasos para carga e descarga de navios. Sua operação é restringida pelo calado do porto e limita o porte das embarcações que podem atracar ali.

216. A Petrobras é forçada a descarregar parte do produto importado no porto de Suape antes de seguir para Santos. A situação é agravada ainda pelo fato da movimentação de GLP competir por espaço no cais com outros combustíveis como o diesel, o que deve se acentuar ao longo dos próximos anos e tende a agravar a situação do abastecimento do produto no Sudeste. A Figura 13 lista os terminais apontados por SINDIGAS (2017) como críticos para movimentação de GLP.

Figura 13 - Situação de criticidade de terminais aquaviários para movimentação de GLP

TERMINAIS AQUAVIÁRIOS CRÍTICOS		ÁREA PARA EXPANSÃO?
<b>MUCURIBE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Restrição ambiental para obtenção de licenças</li> <li>• Tancagem (Lubnor) insuficiente, com duas esferas inutilizadas</li> </ul>	
<b>SANTOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baixa disponibilidade de berços</li> <li>• Alta utilização dos dutos de escoamento</li> <li>• Restrição de calado para navios grandes</li> </ul>	
<b>PARANAGUÁ</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tancagem insuficiente para demanda local</li> <li>• Falta de braços de carregamento para carretas</li> <li>• Alta utilização dos dutos de escoamento</li> </ul>	
<b>RIO GRANDE / TERGASUL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta ocupação de berços em Rio Grandes</li> <li>• Inexistência de tancagem em Rio Grande</li> <li>• Restrição de calado na Lagoa dos Patos</li> </ul>	

Fonte: ILOS, MDIC e análise da Accenture.

Fonte: SINDIGAS (2017).

217. Dessa forma, considerando a previsão de saída da Petrobras dos mercados de Pernambuco e do Rio Grande do Sul, identifica-se o risco de interrupção de fornecimento de GLP nessas regiões. O processo de desinvestimento dos ativos de refino da Petrobras não condiciona o afretamento dos navios-cisterna pelos adquirentes. Tampouco consta dos planos de negócios anunciados pela estatal a atuação da empresa nessas regiões, após os desinvestimentos. O problema é agravado devido à decisão judicial liminar que suspendeu os efeitos da RANP 5/2015, que estabelece a obrigação de estoques mínimos de GLP pelos distribuidores, aspecto que será retomado adiante nesse relatório.

218. Até o fim da fase de exames da fiscalização, não se identificou solução do Governo Federal para o problema de continuidade de abastecimento de GLP em função da concentração da infraestrutura na Petrobras.

219. Isto posto, verifica-se que para os mercados resultantes dos desinvestimentos da Petrobras é baixo o risco de desabastecimento de combustíveis líquidos, todavia é alto para o GLP.

#### IV.4.2. Riscos à competitividade nos mercados resultantes

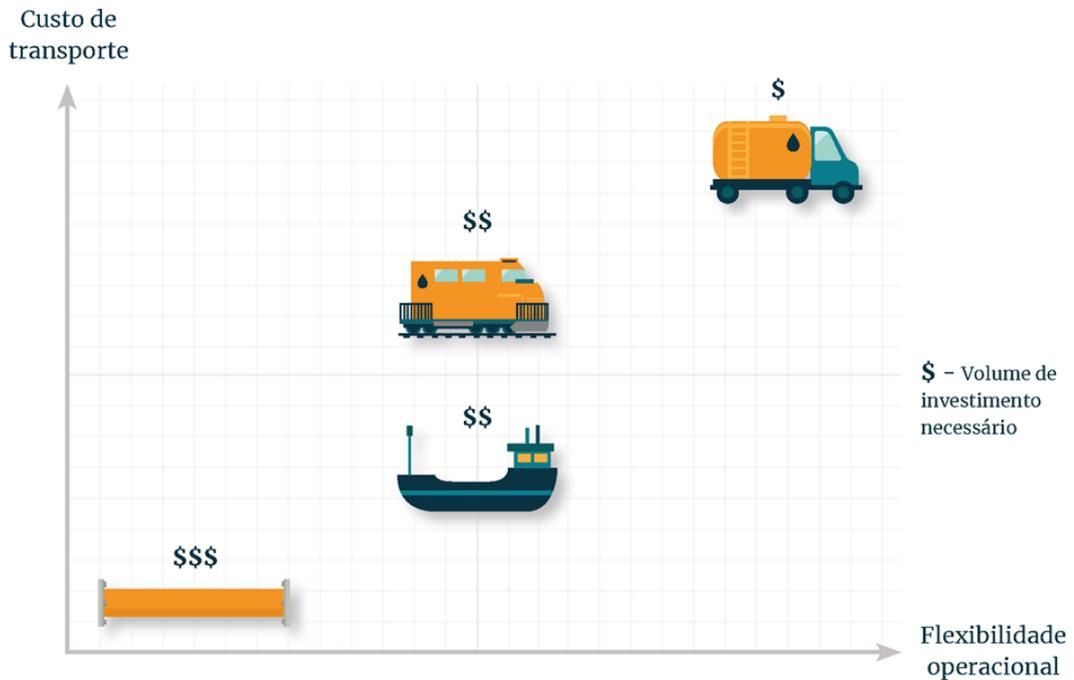
220. No que tange à promoção de competitividade nos mercados resultantes, verifica-se que as ações estruturantes já endereçadas pela iniciativa Abastecer Brasil merecem ser continuadas e aprimoradas, principalmente no que se refere ao maior aproveitamento dos modais de alto volume no transporte de combustíveis (aquaviário, ferroviário e dutoviário).

221. Conforme ilustra a Figura 14, os modais de transporte se diferem, basicamente, quanto à possibilidade de redução do custo operacional de transporte pelo volume transportado, distância e quanto ao grau de flexibilidade que permitem à operação logística.

222. Num extremo do espectro de análise, o modal dutoviário é o que permite movimentação de maiores volumes, todavia sempre limitada a poucas origens e destinos ao longo do traçado do duto. O montante de investimentos necessários é proporcional à distância entre a origem e o destino, porém, dada à natureza da obra, tendem a ser elevados. No extremo oposto, o modal rodoviário é o mais flexível, atingindo quaisquer rincões do território nacional a baixos valores de

investimentos, sendo a melhor alternativa para pequenos volumes e curtas distâncias. Todavia, o rodoviário é o modal menos eficiente para grandes volumes e longas distâncias, assim apresentando maior custo operacional, além de outras externalidades negativas como a poluição e o congestionamento das rodovias brasileiras.

Figura 14 - Comparativo entre os modais de alto volume no transporte de combustíveis



Fonte: elaboração própria.

223. O modal aquaviário movimenta maiores volumes que o ferroviário, logo tende a permitir menores custos de transporte. Todavia, quanto à flexibilidade e ao montante de investimentos necessários, a comparação é relativa. A movimentação do modal aquaviário é restrita aos portos, enquanto a do ferroviário, à malha de trilhos existente. Assim, tanto a flexibilidade operacional quanto o volume de investimentos necessários dependem do caso concreto. Ambos demandam investimentos consideráveis, sobretudo em infraestrutura intermodal.

224. Em que pese a dinamização do setor ferroviário brasileiro se encontrar em estágio menos avançado que o de setor portuário, observa-se a tendência de criação de um ambiente de negócios com boas oportunidades para se aumentar o uso desse modal na matriz de transportes nacional. Contudo, não foram identificadas ações específicas para movimentação de combustíveis líquidos pelo modal ferroviário no âmbito daquelas em curso na iniciativa Abastecer Brasil. Tampouco identificam-se ações concretas para desenvolvimento da malha dutoviária.

#### IV.5. Conclusão do Capítulo IV

225. As premissas estabelecidas tanto por IBP/LEGGIO (2019) quanto por BRASILCOM/PUC-RIO (2020) foram necessárias para coerência dos modelos propostos. Assim, devem ser sopesadas a partir da extensão e dos objetivos de cada trabalho.

226. Por certo, nos mercados resultantes dos desinvestimentos existirá uma nova dinâmica que envolverá novos perfis de produção, estratégias de importação, modelos de negócios, investimentos em modernização de plantas de refino e infraestrutura de movimentação, além de políticas comerciais com critérios distintos para concessão de descontos. Esse complexa dinâmica limita o alcance de projeções determinísticas das relações entre as estruturas de mercados e seu

*desempenho, sobretudo pelo desconhecimento acerca do perfil dos adquirentes, suas capacidades e sinergias empresariais.*

*227. Mesmo assim, por mais que tais premissas possam não se confirmar no futuro, elas são adequadas para se vislumbrar cenários de riscos à garantia do abastecimento e à falta de competição nos mercados resultantes, devido à baixa disponibilidade de infraestrutura, oferecendo, assim, importantes percepções à fiscalização do TCU.*

*228. Em uma primeira abordagem, destaca-se a sinalização dos principais gargalos de infraestrutura no Brasil, atuais e projetados, e a ordem de grandeza dos investimentos necessários para evitar desabastecimentos. O risco de colapso generalizado no abastecimento de combustíveis líquidos no curto prazo se mostra mitigado com as sinalizações de investimentos derivadas da ação do Governo Federal.*

*229. Todavia, o mesmo contexto não se espera para o GLP, derivado para o qual emerge cenário de alto risco ao abastecimento, dado por uma conjunção de fatores que envolvem a precária infraestrutura de importação concentrada na Petrobras.*

*230. Em outro diapasão, os estudos indicam como o tipo de infraestrutura logística para movimentação de combustíveis, a intermodalidade e o volume de investimentos associados podem afetar a competitividade nos mercados resultantes dos desinvestimentos e, conseqüentemente, o custo logístico da movimentação, aspecto determinante da percepção de vantajosidade em preços pelos consumidores finais. A situação encontrada aponta para um cenário de alto risco de formação de monopólios regionais nos primeiros momentos pós desinvestimentos, risco esse que tende ser mitigado ao longo do tempo, a depender da consolidação dos mercados resultantes e da continuação das ações estatais em prol da transição.*

*231. O Governo Federal vem trabalhando no sentido de oferecer condições minimamente adequadas para a formação de um mercado competitivo, além de estimular investimentos para o setor de combustíveis por meio de incentivos fiscais, entre os quais, o Regime Tributário para Incentivo à Modernização e à Ampliação da Estrutura Portuária (Reporto), o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi) e as Debêntures Incentivadas de Infraestrutura, além do Fundo da Marinha Mercante (FMM). Todavia, a excepcionalidade da situação do abastecimento nacional de combustíveis descrita nesse relatório aponta para a oportunidade de criação de uma agenda pública mais propositiva.*

*232. O planejamento energético disponível carece de estudos governamentais que indiquem as infraestruturas (portuárias, ferroviárias e dutoviárias) mais propícias a alterar os cenários de baixa competitividade nos mercados resultantes dos desinvestimentos. Em especial, estudos indicativos de dutos e pontos de integração intermodal são importantes para a elaboração de diretrizes e ações prioritárias à formulação de políticas públicas destinadas ao planejamento de investimentos voltados para o reequilíbrio da matriz transporte de combustíveis.*

*233. Com base nessa exposição, conclui-se que ações concretas para mitigação dos riscos à garantia de abastecimento e à promoção da competitividade nos mercados resultantes dos desinvestimentos apontados neste capítulo demandam prioridade na agenda da iniciativa Abastece Brasil.*

*234. Dadas as projeções de limitação de infraestrutura de suprimento e movimentação de combustíveis ora descritas, a reflexão sobre alguns aspectos regulatórios ganha importância, conforme será tratado no capítulo a seguir.*

*V. Riscos relacionados à regulação econômica quanto aos desafios de garantia do abastecimento e promoção da competitividade na transição para o novo mercado downstream*

235. Nesta seção busca-se responder as questões 2 e 3 apresentadas no subitem “I.5”, elaboradas com objetivo de verificar se os instrumentos regulatórios, bem como as ações do Governo Federal voltadas ao seu aprimoramento, alinham-se aos desafios de garantia do abastecimento e promoção da competitividade no mercado resultante dos desinvestimentos pretendidos pela Petrobras.

236. Para seleção dos aspectos regulatórios mais relevantes, foram utilizados os apontamentos de BCG (2018) e PLURAL/LEGGIO (2019), além de entendimentos advindos das discussões desenvolvidas no âmbito do Abastece Brasil. Como resultado, verificou-se que (i) o acesso de terceiros a infraestruturas essenciais, (ii) a verticalização entre elos da cadeia, (iii) a formação de preços, (iv) a defesa da concorrência, (v) a homologação de contratos de fornecimento e (vi) a definição de estoques operacionais mínimos perfazem os aspectos regulatórios mais relevantes para a transição a um mercado de refino aberto e competitivo.

237. Dessa forma, por meio das análises procedidas, apontam-se os aspectos críticos de cada regulação e os pontos que apresentam maior potencial de causar impactos indesejados de curto e longo prazo, após os desinvestimentos dos ativos de refino da Petrobras.

#### *V.1. Acesso de terceiros a infraestruturas essenciais*

238. Conforme visto no capítulo precedente, a infraestrutura de movimentação de combustíveis desempenha duplo papel na transição para o novo mercado de refino. Primeiramente, quanto à garantia do abastecimento nacional, em face da dependência externa de combustíveis importados e, em segundo lugar, quanto à competitividade, vez que se projeta que a importação continuará por algum tempo a ser a principal alternativa para contestação de preços no mercado doméstico. Até que o processo de transição para o novo mercado de refino se consolide e novas infraestruturas de terminais portuários e dutos de transporte sejam construídas, torna-se essencial maximizar o uso das infraestruturas existentes.

239. Na presente seção buscou-se avaliar como a regulação de acesso não discriminatório de terceiros a infraestruturas essenciais se harmoniza aos desafios da garantia do abastecimento e da promoção da competitividade nos mercados resultantes da transição, em complemento aos cenários de riscos apresentados no primeiro achado de auditoria

240. Nessa investigação, buscou-se levantar os resultados práticos da regulação e os possíveis problemas relacionados a eventuais ações governamentais corretivas em andamento, com o objetivo de avaliar como a regulação pode mitigar, nos mercados resultantes da transição, os riscos à garantia do abastecimento e à concorrência decorrentes dos gargalos projetados, sobretudo nos primeiros momentos pós desinvestimento.

241. O acesso não discriminatório de terceiros a infraestruturas de dutos e terminais aquaviários decorre de determinação legal, inserida no âmbito da abertura do mercado brasileiro de óleo e gás com a promulgação da Lei do Petróleo.

242. O dispositivo legal estabelece, em seu art. 58, que: (i) facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações; (ii) a ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado; (iii) a ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

243. As disposições da Lei do Petróleo fundamentam-se na Doutrina de Instalações Essenciais (Essential Facilities Doctrine), originária dos Estados Unidos e adotada por inúmeros

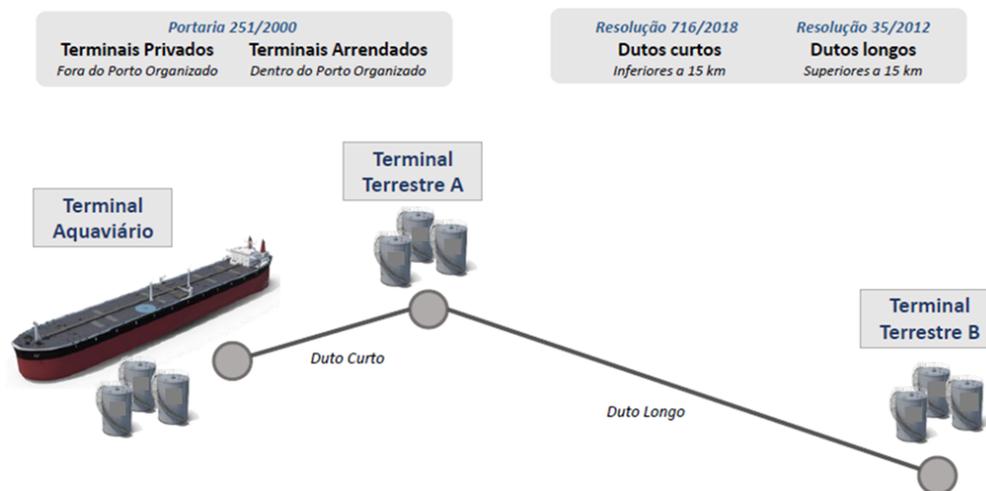
países. A citada doutrina preconiza que o proprietário de uma instalação considerada essencial deve ceder seu acesso a um preço razoável. Essa doutrina caracteriza-se como uma exceção aos princípios da economia de mercado e é aplicada em situações excepcionais que requeiram a regulação do direito de propriedade.

244. De forma prática, uma infraestrutura será classificada como essencial quando o acesso a ela for indispensável à realização de concorrência com o seu detentor, geralmente no mercado a jusante da infraestrutura. Isso significa que o não acesso inviabiliza a atividade do concorrente, impedindo-o de ingressar no mercado.

245. Para dar efeitos práticos à previsão legal de livre acesso, a ANP editou a Portaria-ANP (PANP) 251/2000 (ANP, 2000), que trata do livre acesso a terminais aquaviários, a Resolução-ANP (RANP) 35/2012 (ANP, 2012), que trata do livre acesso a dutos de transporte longos, e a RANP 716/2018 (ANP, 2018), que trata do livre acesso a dutos curtos, como ilustrado na Figura 15.

246. Destaca-se que a PANP 251/2000 se encontra em processo de revisão, em conformidade com o ciclo regulatório da agência.

Figura 15 - Regulação de acesso de terceiros a dutos e terminais



Fonte: adaptado de Transpetro (peça 38).

247. Ocorre que, em que pese a existência de previsão legal e regulatória, o acesso não discriminado de terceiros a infraestruturas essenciais de terminais aquaviários e dutos de transporte de combustíveis revela-se incipiente no Brasil.

248. A infraestrutura de terminais aquaviários relevantes à movimentação de combustíveis no Brasil é operada por 26 empresas autorizadas pela ANP, conforme a Tabela 16, as quais se dividem entre operadores independentes (também chamados “puro sangue”) e os operadores proprietários. Os independentes têm como principal característica movimentar predominantemente cargas de terceiros, enquanto os proprietários movimentam predominantemente carga do grupo empresarial que o constitui. No que tange à operação de dutos, existem apenas dois operadores relevantes nesse mercado: Transpetro e Logum.

Tabela 16 - Operadores de terminais aquaviários

INDEPENDENTES - Movimentam principalmente produtos de terceiros (For-Hire Terminals)			PROPRIETÁRIOS - Movimentam principalmente produtos próprios (Property Terminals)	
Combustíveis + Outros Produtos, Formuladores, Lubrificantes, Apoio Offshore			Petróleo e Combustíveis	Petroquímicos e Combustíveis
ADONAI	ABI	DECAL*	PETROBRAS*/TRANSPETRO	BRASKEM
AGEO	ÁLCOOL DO PARANÁ	COSAN LUB*		
AGEO NORTE	CBL	HIPER PETRO		
CATTALINI	CPA TERMINAL PARANAGUÁ	ILHA TERMINAL		
GRANEL/ODFJELL	DORINALDO	TFB		
OILTANKING	PANDENOR	VOPAK		
STOLHAVEN	TECAB	TEMAPE		
TEQUIMAR (ULTRACARGO)	BRASIL PORT	CPVV	*Produto próprio e de terceiros	

Fonte: ANP (2019e).

249. A Transpetro é o maior operador logístico atuante na indústria de petróleo brasileira. De acordo com dados de 2019 (ANP, 2019d), a empresa detém a operação de 47% da capacidade total de armazenagem de combustíveis líquidos em terminais aquaviários e 98% de GLP. No tocante à infraestrutura dutoviária, a empresa opera 98% desse modal de transporte no País.

250. Sendo a Transpetro um dos dois únicos operadores logísticos proprietários em atuação no Brasil e operadora da maior parte das infraestruturas relevantes para movimentação de combustíveis, verifica-se que as dificuldades de acesso de terceiros a infraestruturas essenciais para importação de combustíveis no País restringem-se, praticamente, àquelas operadas pela subsidiária da Petrobras (ANP, 2019d).

251. No âmbito das discussões desenvolvidas no Abastece Brasil foram registradas queixas em relação às dificuldades enfrentadas por algumas empresas em obter acesso à infraestrutura operada pela Transpetro:

A CIAPETRO alega que há regras que dificultam a utilização dos terminais, como por exemplo o terminal de São Sebastião, em São Paulo, em que após a descarga de um produto importado, demora-se em torno de 60 (sessenta) dias para poder retirá-lo.

A PETROBAHIA afirma que o acesso nunca foi dado nos portos, seja pela Transpetro ou Petrobras. Em reuniões com a empresa, solicitaram o acesso ao Terminal de Madre de Deus e ao Terminal de Itaquí, que não foi autorizado. Fizeram importação e tiveram perdas decorrentes de excesso de tempo de demurrage, além de perdas pelo mau uso da infraestrutura de tancagem e do porto por importadores. Estes estrangularam de maneira proposital a operação no Porto de Aratu, impactando não somente os agentes desse segmento como também os outros usuários dos píeres.

Para a RODOIL, o acesso aos terminais da Transpetro não existe. Não há disponibilidade significativa de terminais devido à falta de investimento, fazendo com que os espaços disponíveis fiquem, conseqüentemente, caros.

(...)

A GRANEL relatou dificuldade em Santos (Alemoa), onde estão desenvolvendo um novo terminal para armazenagem de granéis líquidos. Para a ligação dos tanques ao píer público da Alemoa, foi necessária a passagem dos dutos por áreas da Transpetro e Codesp. Após exaustivas tratativas sem sucesso com essas empresas, foi imperiosa a obtenção de uma liminar na justiça para efetivação da obra. (grifos nossos) (Abastece Brasil, 2019)

252. Ademais, chama atenção o fato de que, apesar de ser empresa dominante no ramo e operar a maior parte da infraestrutura existente, a Transpetro movimentou produtos para um restrito número de empresas em seus terminais aquaviários com base na regulação de acesso a terceiros em 2019, conforme se depreende da Tabela 17, abaixo. Apenas cinco empresas tiveram

volumes de combustíveis movimentados pela Transpetro, sendo que duas delas concentram 95% do volume total. Ressalta-se que a movimentação com base na regulação de acesso a terceiros a terminais aquaviários não considera os produtos movimentados para a Petrobras. Os nomes das empresas foram omitidos em respeito à solicitação de sigilo.

*Tabela 17 – Movimentação de combustíveis com base na regulação de acesso a terminais aquaviários em 2019*

	Diesel (m <sup>3</sup> )	Gasolina (m <sup>3</sup> )	Total Geral (m <sup>3</sup> )	Participação
Empresa A	1.106.800	521.509	1.628.309	51%
Empresa B	868.773	546.373	1.415.146	44%
Outros (3)	129.350	38.125	167.475	5%
<b>Total Geral</b>	<b>2.104.923</b>	<b>1.106.007</b>	<b>3.210.930</b>	<b>100%</b>

*Fonte: elaboração própria com base em dados fornecidos pela Transpetro (peça 39).*

253. Ressalta-se que o Brasil possuía, no ano de 2019, 534 empresas autorizadas a importar gasolina e diesel (ANP, 2020g). Desse total, 32 agentes efetivamente realizaram importação de gasolina e 46 de diesel (peça 40), o que demonstra o número reduzido de agentes que utilizaram a infraestrutura de terminais aquaviários da companhia para internalização desses combustíveis.

254. O contexto de baixo aproveitamento de infraestruturas e queixas dos interessados apontam para a dificuldade de acesso a terminais aquaviários e dutos de transporte da Petrobras operados pela Transpetro. Nos próximos subitens, serão apresentadas possíveis causas da baixa utilização das infraestruturas operadas pela subsidiária da Petrobras por terceiros interessados.

#### *V.1.1. A configuração da infraestrutura da Transpetro*

255. Nas entrevistas conduzidas ao longo da fiscalização, a principal dificuldade apontada para a concessão de acesso às infraestruturas operadas pela Transpetro para empresas que não a Petrobras reside na própria configuração dessa infraestrutura.

256. Tipicamente, os terminais aquaviários de combustíveis são arranjos de estruturas de atracação (cais, píeres e berços), linhas de carga e descarga, parque de tancagem e estruturas para recepção e expedição de cargas conectadas entre si. Além disso, os terminais aquaviários, terrestres, bases de distribuição e refinarias se interligam por dutos.

257. A tancagem do terminal aquaviário funciona como um pulmão para o sistema, armazenando temporariamente os produtos, de forma a permitir mudanças no fluxo e na quantidade do produto que está sendo movimentado. O nível de produção das refinarias depende dessa capacidade de escoamento. Se algum elemento do sistema colapsar ou atingir seu limite e o fluxo não puder ser redirecionado, a produção será comprometida.

258. Dessa forma, não apenas a disponibilidade de tancagem nos terminais e refinarias é imprescindível para a efetiva movimentação de produtos no sistema, mas de igual forma é fundamental a eficiência operacional das estruturas de atracação, linhas de carga e sistemas de recepção e expedição de carga, dutos de transporte e estações de bombeamento, de forma a permitir eficiente giro dos estoques.

259. A janela de oportunidade para acesso de um terceiro ao terminal como um todo considera a disponibilidade simultânea de todas essas estruturas. Assim, a indisponibilidade de uma compromete o atendimento de toda a operação, mesmo que as demais se mostrem disponíveis. De tal modo, é possível, por exemplo, que um interessado encontre um pier disponível em data de sua conveniência, mas o sistema de tancagem não disponha de volume de capacidade suficiente para viabilizar a operação no tempo requerido. Ou mesmo que toda a estrutura de um terminal esteja disponível, mas limitada por uma operação com uma refinaria com estrutura limitada para a movimentação.

260. A infraestrutura operada pela Transpetro foi projetada tendo como principal objetivo escoar a produção das refinarias da Petrobras, assim como levar matérias-primas a essas unidades de produção. Isto é, a infraestrutura operada pela empresa não foi concebida para atendimento de múltiplos clientes de forma intensiva, como fazem os operadores logísticos independentes. Sendo assim, a Transpetro opera sua infraestrutura com o objetivo primordial de executar a logística implantada pelo seu carregador proprietário, a Petrobras.

261. Se, por um lado, a configuração da infraestrutura de movimentação de combustíveis operada pela Transpetro consubstancia barreira natural ao seu acesso por terceiros interessados, por outro, identificam-se aspectos regulatórios que não mitigam, mas potencializam tais efeitos deletérios, conforme se passa a apresentar a seguir.

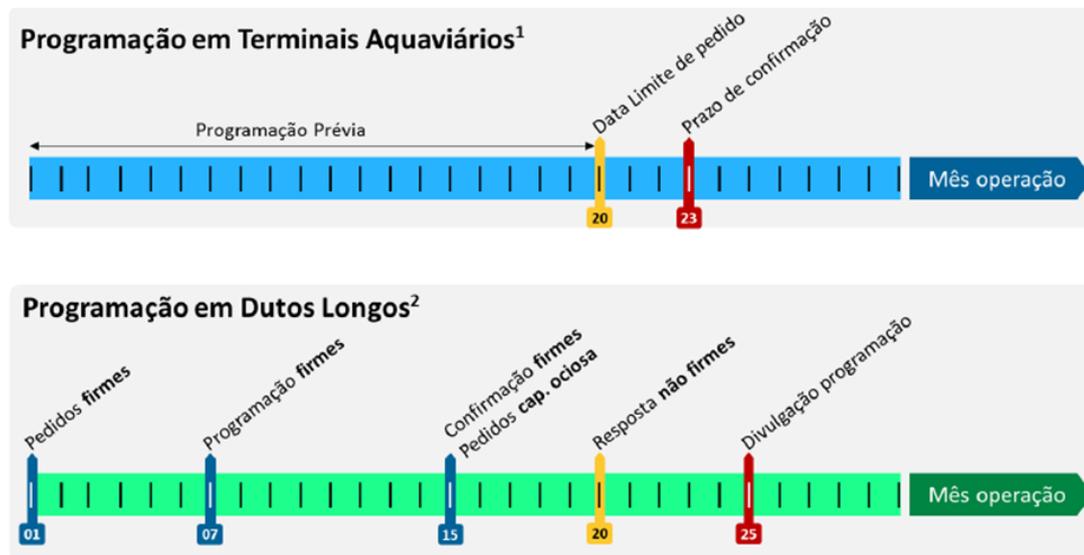
V.1.2. A desarmonia entre as regulações de dutos longos e de terminais aquaviários

262. A infraestrutura de dutos longos e a de terminais aquaviários possuem íntima relação, visto que os primeiros são importante via de escoamento do volume movimentado nos terminais. Dessa forma, para que o uso das estruturas seja compatibilizado, além da compatibilidade física descrita no subitem precedente é necessário que a regulação permita a programação do seu uso coordenado.

263. Essa compatibilização passa principalmente pela harmonização das programações e capacidades relativas a ambos os modais, de modo que as regras previstas para dutos não impossibilitem a utilização do terminal, e vice e versa.

264. Nesse sentido, tendo em vista que a PANP 251/2000 regula o acesso aos terminais aquaviários, enquanto a RANP 35/2012, os dutos longos, destaca-se que há descasamento de prazos para programação de acesso entre as duas regulações, conforme demonstrado na Figura 16.

Figura 16 - Prazos de programação de terminais aquaviários e dutos longos



1 - Portaria ANP nº 251/2000  
 2 - Resolução ANP nº 35/2012

Fonte: Transpetro (peça 38).

265. Com base na regulação vigente, a disponibilidade de estruturas para atracação em terminais divulgada ao mercado exige que o pedido de acesso seja feito até o vigésimo dia do mês anterior ao que ocorrerá a movimentação de carga. Já os pedidos de transporte firme em dutos

*podem ser feitos até o 15º dia do mês anterior ao da operação. Assim, caso haja interesse de qualquer agente em planejar uma operação que congregue pedidos firmes de transporte em dutos e uso de terminais aquaviários, entre o 15º dia e o vigésimo dia, é possível pedir acesso ao terminal, mas não é possível fazer pedido firme de transporte em dutos longos.*

*266. O descasamento das regulações em relação à supracitada programação pode, portanto, vir a prejudicar o planejamento e a execução de operações que congreguem a utilização de dutos e terminais aquaviários simultaneamente.*

*267. Ainda no que tange à oportunidade de unificação das disposições regulatórias, há aspectos referentes à preferência do proprietário que também merecem destaque, e que serão tratados a seguir em seção dedicada ao o tema.*

#### *V.1.3. A preferência do proprietário aplicada a dutos e terminais aquaviários*

*268. A ANP tem o grande desafio de equilibrar o direito de uso da infraestrutura pelos seus proprietários com a maximização de seu uso por meio da concessão de acesso não discriminatório a terceiros interessados.*

*269. A preferência do proprietário é instrumento previsto na Lei do Petróleo, em seu art. 58, §2º. O dispositivo legal dispõe que a ANP regulará a preferência do uso das instalações para movimentação de cargas com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.*

*270. O direito de preferência do proprietário garante privilégios de uso da infraestrutura pelo carregador proprietário, agente que aloca recursos e toma riscos inerentes à construção da infraestrutura com o intuito de movimentar cargas próprias. Logo perfaz fator relevante para sua decisão de investir.*

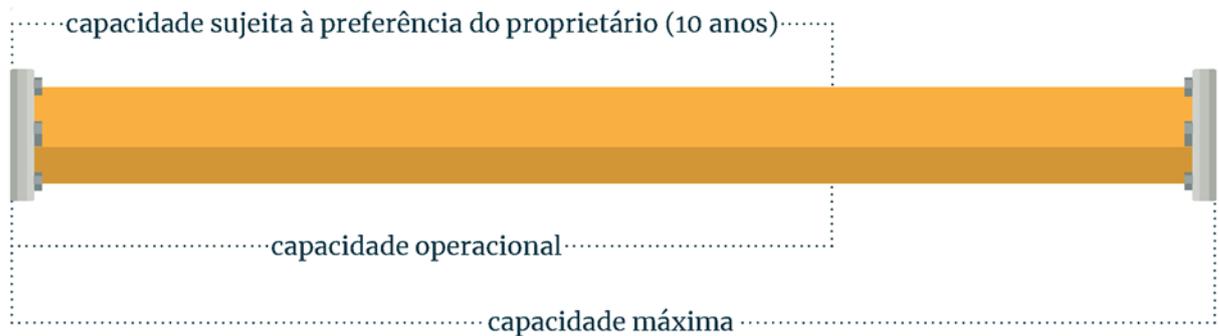
*271. Por outro lado, a regulação limita o direito de uso do proprietário para movimentação de suas próprias cargas, criando facilidades para o acesso de terceiros, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade da infraestrutura. Assim, a regulação deve assegurar que as regras de compartilhamento estimulem o uso eficiente da infraestrutura existente e a concorrência, mas não desestimule investimentos.*

*272. Para dutos longos (>15 km), o regime vigente de acesso de terceiros (art. 9º da RANP 35/2012) estabelece que o carregador proprietário tem garantida a preferência, o que lhe confere exclusividade na utilização da infraestrutura pelos primeiros dez anos de operação do duto. A partir do 11º ano, a preferência do proprietário sofre revisões pela ANP a cada cinco anos (art. 11 da RANP 35/2012).*

*273. Com o fim do prazo de dez anos de uso exclusivo, a agência verifica, a cada revisão quinquenal, de que forma o duto é utilizado pelo agente, por meio das movimentações observadas nos três anos anteriores à data de revisão.*

*274. A alocação da preferência do proprietário em relação aos dutos se dá com base na capacidade operacional que é de fato utilizada pelo carregador proprietário, assim como demonstrado na Figura 17.*

Figura 17 - Preferência do proprietário aplicada a dutos com extensão acima de 15km



Fonte: elaboração própria.

275. No que tange à preferência do proprietário em terminais aquaviários, de forma distinta daquela prevista na regulação de dutos, não há prazo máximo para que o terminal tenha uso exclusivo de um proprietário e, conseqüentemente, também não há previsão de revisão.

276. A falta de homogeneidade entre as regulações de dutos e terminais aquaviários ocasiona situações que dificultam ainda mais o acesso de terceiros a essas infraestruturas. Um duto ocioso ligado a um terminal totalmente utilizado pelo proprietário torna-se automaticamente indisponível a qualquer interessado. Essa situação é agravada pelo fato de não haver previsão regulatória para revisão da preferência do proprietário em terminais aquaviários, mas somente em dutos.

277. Nesse sentido, o cenário descrito e a perspectiva dos desinvestimentos apontam para a conveniência e a oportunidade de a agência reguladora não apenas unificar prazos, critérios e condições dispostos nos normativos vigentes, mas também reavaliar a efetividade da regulação positivada a partir do novo paradigma de mercado competitivo que se impõe.

278. Passa-se no próximo tópico à descrição de fragilidades regulatórias relativas à divulgação de informações acerca de capacidades e disponibilidades, assim como as de negativas de acesso, que igualmente contribuem para limitar o acesso de terceiros às infraestruturas de movimentação de combustíveis no Brasil.

#### V.1.4. A divulgação de disponibilidades e as negativas de acesso

279. A divulgação de informações de programação e capacidades disponíveis ao mercado é ponto fundamental para promover a transparência do uso das instalações essenciais. A partir da divulgação desses dados, terceiros interessados no seu uso podem planejar e executar suas operações com maior previsibilidade e segurança. Além disso, a transparência possibilita a fiscalização de acesso pelo próprio mercado e pelo órgão regulador.

280. Atualmente, a regulação afeta a terminais aquaviários (PANP 251/2000) prevê que os agentes devem dar publicidade em sua página na internet a informações, discriminadas por terminais, de disponibilidade, tarifas de referência para serviços padronizados, condições gerais de serviço e histórico de volumes mensais movimentados nos últimos doze meses, por produto, ponto de recepção e de entrega (art. 5º, inciso I).

281. Além disso, a regulação define disponibilidade como qualquer possibilidade de acesso às instalações e à prestação de serviços de movimentação de produtos pelo terminal, levando-se em conta a conjugação da ociosidade dos sistemas de atracação com a dos sistemas de armazenagem, recebimento e expedição de produtos.

282. Ocorre que as disposições atuais da regulação proporcionam interpretações variadas dos agentes quando da divulgação dessas informações, assim como ilustrado na Figura 18. Conforme se pode verificar, enquanto alguns agentes divulgam a sua disponibilidade por meio da capacidade estática de armazenamento, a Transpetro divulga a disponibilidade de pieres.

Figura 18 - Informações de disponibilidade divulgadas com base na PANP 251/2000

**PORTARIA ANP 251/2000 E RESOLUÇÃO ANTAQ 3274/2014** 1

Cattalini Terminais Marítimos S/A, atendendo ao disposto na Portaria ANP nº 251 de 07/11/2000 e na Resolução nº3274 - ANTAQ de 06 de Fevereiro de 2014, informa:

**Disponibilidades - atualizada em 08/05/2020**

Capacidade estática autorizada para derivados e biocombustíveis (exceto GLP) - 524.567.760 m<sup>3</sup>  
 Capacidade disponível autorizada para derivados e biocombustíveis (exceto GLP) - 0

A disponibilidade está sujeita à confirmação junto à Gerencia Comercial e Logística no telefone +55 41 3420-3515

**DISPONIBILIDADE DE TANCAGEM**

Terminal Químico de Aratu SA - Tequimar

TERMINAL	Tancagem Disponível (m³)	
	Inflamáveis e Combustíveis (m³)	Demais Produtos (m³)
Aratu	0	0
Suape	0	0
Rio de Janeiro	0	0
Santos	0	0
Itaquí	0	0

Obs.: Disponibilidades passíveis de confirmação junto a área comercial de cada terminal.

Data de atualização 27/09/2020

---

**ANP - Portaria ANP N° 251/2000** 3

A Adonai Química S/A, visando atender às exigências do Artigo 5º, da Portaria 251, de 7 de novembro de 2000, da ANP - Agência Nacional do Petróleo, apresenta abaixo as informações que irão presidir o relacionamento do terminal de Santos junto aos carregadores.

▶ A) Disponibilidades  
 Atualizado em 28/09/2020

- No momento, não há disponibilidade para recebimento de carga de terceiros. Gentileza consultar nossa área Comercial no telefone (13) 3226-3660 ou através do e-mail: comercial@adonaiquimica.com.br.

**TERMINAIS AQUAVIÁRIOS DE SÃO SEBASTIÃO E SANTOS** 4

PROGRAMAÇÃO PRÉVIA DE TERMINAIS - SETEMBRO/2020

SÃO SEBASTIÃO - SP				SANTOS - SP			
PIER 1	PIER 2	PIER 3	PIER 4	PIER 1	PIER 2	PIER 3	PIER 4
1 01-02	1 01-02	1 01-02	1 01-02	1 01-02	1 01-02	1 01-02	1 01-02
2 03-04	2 03-04	2 03-04	2 03-04	2 03-04	2 03-04	2 03-04	2 03-04
3 05-06	3 05-06	3 05-06	3 05-06	3 05-06	3 05-06	3 05-06	3 05-06
4 07-08	4 07-08	4 07-08	4 07-08	4 07-08	4 07-08	4 07-08	4 07-08
5 09-10	5 09-10	5 09-10	5 09-10	5 09-10	5 09-10	5 09-10	5 09-10
6 11-12	6 11-12	6 11-12	6 11-12	6 11-12	6 11-12	6 11-12	6 11-12
7 13-14	7 13-14	7 13-14	7 13-14	7 13-14	7 13-14	7 13-14	7 13-14
8 15-16	8 15-16	8 15-16	8 15-16	8 15-16	8 15-16	8 15-16	8 15-16
9 17-18	9 17-18	9 17-18	9 17-18	9 17-18	9 17-18	9 17-18	9 17-18
10 19-20	10 19-20	10 19-20	10 19-20	10 19-20	10 19-20	10 19-20	10 19-20
11 21-22	11 21-22	11 21-22	11 21-22	11 21-22	11 21-22	11 21-22	11 21-22
12 23-24	12 23-24	12 23-24	12 23-24	12 23-24	12 23-24	12 23-24	12 23-24
13 25-26	13 25-26	13 25-26	13 25-26	13 25-26	13 25-26	13 25-26	13 25-26
14 27-28	14 27-28	14 27-28	14 27-28	14 27-28	14 27-28	14 27-28	14 27-28
15 29-30	15 29-30	15 29-30	15 29-30	15 29-30	15 29-30	15 29-30	15 29-30

**DISPONIBILIDADE**

TANCAGEM: Em operação conforme condições gerais: Não considerando eventuais atrasos de operação  
 LINHAS: Em operação conforme condições gerais: Não considerando eventuais atrasos de operação  
 BERÇOS: Em operação conforme condições gerais: Não considerando eventuais atrasos de operação  
 IA Santos: O PIER 2 é compartilhado com outras empresas, portanto as taxas assinadas referem-se ao sistema de transporte, tanques, dutos e bombas.  
 Pieres Públicos: A sequência de atracação nesses portos deverá seguir a regra definida pela Autoridade Portuária, não havendo reserva de faixa de atracação para esses terminais.

Fonte: Elaboração própria com base em 1 - CATTALINI, 2020; 2 - ULTRACARGO, 2020; 3 - ADONAI QUÍMICA, 2020; 4 - TRANSPETRO, 2020a.

283. Esse entendimento é corroborado pela ANP (2019d), segundo a qual o termo “disponibilidade” vigente é vago, levando as empresas a prestarem as informações de possibilidade de execução de serviços de forma heterogênea e geralmente focadas apenas na capacidade estática de tancagem (volume de tancagem disponível). Ressalta ainda a agência que se trata de algo indesejável, uma vez que a existência de informação clara e suficiente é condição necessária para a efetividade da negociação para o acesso de terceiros.

284. A título comparativo, dispositivo de divulgação semelhante previsto na regulação de dutos longos (RANP 35/2012) prevê a divulgação detalhada de dados de capacidade, conforme demonstrado na Tabela 18.

Tabela 18 – Forma de divulgação de capacidades conforme as regulações 251/2000 e 35/2012

PANP 251/2000	RANP 35/2012
<p>Art. 5º (...)</p> <p>I - manter permanentemente atualizadas, em sua página na Internet, as seguintes informações referentes a cada um de seus Terminais:</p> <p>a) Disponibilidades;</p> <p>b) Tarifas de referência para serviços padronizados;</p> <p>c) Condições Gerais de Serviço do Terminal;</p>	<p>Art. 5º O Transportador manterá, em sua página na Internet, as seguintes informações, atualizadas e disponíveis a qualquer interessado, em língua portuguesa, referentes a cada uma das Instalações de Transporte sob sua operação, inclusive aquelas referentes a contratos de Interconexão:</p> <p>I - Descrição da Instalação de Transporte;</p> <p>II - Produtos transportáveis;</p> <p>III - Capacidade Máxima;</p>

<p>d) Histórico dos volumes mensais movimentados no Terminal nos últimos 12 (doze) meses, por Produto e por Ponto de Recepção e de Entrega.</p>	<p>IV - Capacidade Operacional; (...) VI - Capacidade Disponível e Capacidade Disponível Operacional, para os próximos seis meses subsequentes; VII - Capacidade Contratada Ociosa, para os dois meses subsequentes, de acordo com as regras estabelecidas no Art. 19; VIII - Data de vencimento de cada contrato de Transporte Firme e a respectiva capacidade que será liberada; IX - Termos e condições gerais do serviço de transporte, conforme indicado no Anexo I desta Resolução; (...) Parágrafo único. O Transportador deverá manter link na página principal de seu sítio eletrônico para acesso às informações elencadas neste artigo, de modo a facilitar a avaliação das condições de acesso à infraestrutura por terceiros interessados.</p>
---	---

Fonte: elaboração própria com base em ANP (2000 e 2012).

285. Em que pese os terminais aquaviários e os dutos terem características distintas, o dispositivo da regulação de dutos demonstra que a agência se preocupou com a transparência e a homogeneidade na prestação das informações pelos detentores da infraestrutura, com ênfase nas capacidades, de modo a facilitar a avaliação das condições de acesso por terceiros interessados.

286. Assim, entende-se que, a exemplo da regulação vigente para dutos, o aumento da transparência dos dados de movimentação em terminais aquaviários pode contribuir para que os agentes interessados e a ANP tenham conhecimento da real disponibilidade de uso da infraestrutura de forma detalhada e homogênea.

287. Outro elemento que pode propiciar maior entendimento do uso das instalações é o conhecimento das negativas de acesso e suas motivações pela agência reguladora.

288. Atualmente, a regulação afeta a terminais aquaviários não prevê que as negativas sejam submetidas ao órgão regulador. Por isso, o órgão toma conhecimento apenas das negativas que são formalmente reclamadas pelos agentes do mercado, sendo sua atuação de caráter reativo.

289. O conhecimento mais abrangente das negativas de acesso pode propiciar à ANP maior entendimento das razões que levam as empresas a negarem acesso, assim como aumentar a capacidade de monitoramento e fiscalização da agência, por meio da atuação tempestiva em eventuais casos de negativas de acesso imotivadas ou em desconformidade com as disponibilidades divulgadas.

290. De acordo com a ANP (2019d), o registro de negativas pode também propiciar a avaliação do funcionamento da regulação de acesso, por meio das estatísticas de evolução dos pedidos negados.

291. Dessa forma, pelos aspectos relatados, entende-se que a divulgação heterogênea de dados e a ausência de conhecimento de negativas de acesso de forma abrangente pela ANP, pode prejudicar tanto a efetividade do acesso às infraestruturas essenciais pelos agentes interessados no seu uso quanto o poder de monitoramento e fiscalização da agência no novo mercado de refino.

292. Caso o agente interessado no acesso a infraestrutura de terceiros sinta-se lesado pela negativa de acesso e deseje constituir uma resolução de conflito no âmbito da ANP, este poderá demandar, junto à agência instauração de um procedimento de resolução de conflitos. Ocorre que o procedimento atualmente adotado pela a ANP pode desestimular a resolução tempestiva dos conflitos, conforme se relata a seguir.

#### V.1.5. A resolução de conflitos

293. *Conforme destacado anteriormente, atualmente a ANP tem atuação predominantemente reativa quanto aos conflitos e negativas de acesso, a partir da provocação dos agentes do mercado.*

294. *Com o aumento do interesse de terceiros em utilizar a infraestrutura de terminais aquaviários e dutos é natural que haja um aumento da quantidade de conflitos resultantes de eventuais negativas de acesso.*

295. *Para solucionar controvérsias relacionadas ao acesso a infraestruturas essenciais, a ANP dispõe do procedimento de resolução de conflitos de acesso, o qual encontra-se positivado na PANP 254/2001 (ANP, 2001), que prevê procedimento administrativo padronizado com possibilidade de interposição de recurso, além de procedimento de conciliação de interesses.*

296. *Conforme demonstrado na Tabela 19, o citado procedimento padrão tem como prazo máximo de resolução de conflitos 142 dias, e não estabelece prazo para a fase recursal.*

*Tabela 19 – Prazos e procedimentos PANP 254/2001*

<i>Art.</i>	<i>Procedimento</i>	<i>Prazo</i>	<i>Prazo Acumulado</i>
<i>Art. 5º</i>	<i>Notificação da parte contrária para que apresente sua resposta</i>	<i>5 dias úteis</i>	<i>5</i>
<i>Art. 7º</i>	<i>Resposta da parte contrária</i>	<i>15 dias</i>	<i>20</i>
<i>art. 9º</i>	<i>Remessa à Superintendência ou Comissão Especial</i>	<i>15 dias</i>	<i>35</i>
<i>art. 11º</i>	<i>Período de produção de provas</i>	<i>até 30 prorrogável por mais 30</i>	<i>95</i>
<i>Art. 12</i>	<i>Alegações finais</i>	<i>7 dias</i>	<i>102</i>
<i>Art. 16</i>	<i>Decisão</i>	<i>até 30 dias</i>	<i>132</i>
<i>Art. 21</i>	<i>Interposição de Recurso</i>	<i>até 10 dias a contar da notificação</i>	<i>142</i>

*Fonte: elaboração própria com base na PANP 254/2001.*

297. *A rápida e eficiente solução de conflitos pela ANP é importante para consolidar o enforcement da agência no que tange à concessão de acesso em casos de conflito. Assim, um procedimento que garanta agilidade e transparência pode permitir que o órgão fiscalize e sane tempestivamente eventual irregularidade que possa surgir quando houver negativa de uso da infraestrutura pelo proprietário.*

298. *A regulação posta, com a burocracia de procedimentos e o longo trâmite para resolução do conflito, não permite concluir que a agência atuará de forma célere, tempestiva e eficiente para sanar eventual dificuldade de acesso imposta pelo detentor da infraestrutura.*

299. *Assim, em um cenário com um número maior de players no mercado, a regulação vigente tende a não estimular a procura da resolução de negativas de acesso pelo agente que se sentir prejudicado, visto que este não terá como submeter de forma célere, tempestiva e eficiente sua reclamação junto à agência.*

300. *Em fecho, deve-se destacar que a resolução de conflitos tende a se constituir como via de exceção, caso haja informações tempestivas e suficientes sobre as disponibilidades divulgadas ao mercado que permitam avaliar a real possibilidade de uso do ativo, tanto pelos agentes do mercado quanto pela ANP.*

#### *V.1.6. O acesso a terceiros e a desverticalização na cadeia de midstream*

301. *A verticalização é a exploração econômica de dois ou mais elos de uma cadeia produtiva por uma mesma empresa. Esse tipo de arranjo empresarial é comum em indústrias de rede, nas quais a construção de duas infraestruturas para atender aos mesmos consumidores é inviável técnica ou economicamente. Trata-se, portanto, de possível arranjo empresarial com fins de redução de custos de transação e consequente ganhos de eficiência e valor para a companhia.*

302. *Na indústria do petróleo observam-se diferentes tipos de arranjos empresariais, de empresas especializadas em somente um elo da cadeia produtiva até empresas totalmente integradas (verticalizadas), que operam desde a exploração de poços de petróleo até o posto de combustível.*

303. *Do ponto de vista concorrencial, a verticalização pode ser vantajosa em alguns mercados, mas não em outros. Por um lado, a integração vertical entre elos de uma cadeia produtiva pode trazer ganhos de eficiência e escala. Por outro, a concentração econômica decorrente da verticalização de atividades empresariais pode favorecer o poder de formação de preços por agentes dominantes, com conseqüente fechamento de mercado a concorrentes, de modo a lhes permitir lucros extraordinários, sem correspondente transferência de qualquer vantagem ao consumidor final.*

304. *No que concerne ao acesso não discriminatório de terceiros a infraestruturas essenciais, o problema reside no fato de os operadores verticalizados terem poucos incentivos para fornecer acesso a terceiros de forma economicamente viável. Isso porque a concessão de acesso não discriminatório de sua infraestrutura a um novo agente pode implicar a perda de participação de mercado do grupo empresarial concedente e, por conseguinte, de receita nos mercados a jusante.*

305. *Por essas características, a verticalização em atividades empresariais que possuem características de monopólio natural e infraestruturas essenciais em qualquer elo de sua cadeia produtiva demandam maior atenção dos órgãos reguladores e de defesa da concorrência.*

306. *Arranjos desverticalizados têm motivação econômica natural para encontrar soluções para universalização do acesso a suas infraestruturas essenciais, enquanto os verticalizados tendem a priorizar o atendimento de suas próprias demandas operacionais em detrimento da de potenciais concorrentes. Contudo, a decisão de investimento de operadores desverticalizados tende a ser mais conservadora, em face das incertezas sobre demandas futuras.*

307. *Em direção oposta, um grupo empresarial verticalizado, em geral, possui maior porte e, conseqüentemente, maior capacidade de investimento. Além disso, a construção de infraestruturas por grupos verticalizados, em regra, é feita para atender suas necessidades de transporte, o que pressupõe melhor previsibilidade de demanda futura pelo uso das instalações.*

308. *Em suma, arranjos desverticalizados tendem a oferecer menor capacidade de investimento, porém demandam menor intervenção (regulação ex ante), enquanto arranjos verticalizados são usualmente mais agressivos no investimento em novas infraestruturas, mas demandam maior atuação estatal ex post para proteção do equilíbrio do mercado regulado.*

309. *Punge consignar que há diferentes níveis de verticalização entre os elos de uma cadeia produtiva, conforme ilustra a Figura 19.*

Figura 19 - Níveis de verticalização, separação ou unbundling



Fonte: elaboração própria.

310. Na chamada separação contábil exige-se a elaboração de demonstrações contábeis separadas para cada empresa do grupo, o que permite expor como os lucros são obtidos, revelando se o arranjo empresarial discrimina terceiros em seu favor. No entanto, essa abordagem apenas expõe discriminação relacionada a preços, o que limita a apuração de condutas anticompetitivas.

311. Com a “separação jurídica”, atividades empresariais de elos distintos da cadeia devem ser exercidas por pessoas jurídicas diferentes, apesar de não haver vedação de fazerem parte do mesmo grupo empresarial (subsidiárias ou coligadas). Essa separação facilita identificar se o atendimento de empresas do grupo verticalizado e de demais concorrentes é isonômico.

312. Na “separação societária” não há qualquer ingerência do carregador sobre o transportador que dispõe de liberdade orçamentária e operacional para atender o mercado da melhor forma e assim maximizar seu resultado empresarial. No entanto, a referida medida pode causar desincentivos ao investimento, além de aumento de custos em toda a cadeia devido à implementação de dupla margem de comercialização.

313. Em suma, a definição do melhor nível de unbundling para otimização de um mercado regulado envolve um trade-off entre eficiência econômica e concentração de mercado. Se por um lado maior separação pode promover a concorrência e a utilização eficiente dos ativos, demandando menos atuação fiscalizatória e repressiva do órgão regulador, também pode inibir investimentos e formatações societárias que permitam economias de escala, além de gerar aumento de custos para implementação de medidas de separação.

314. Na indústria do petróleo a desverticalização, separação ou unbundling no midstream está intimamente ligada ao acesso a terceiros a infraestruturas essenciais, visto que pode mitigar problemas concorrenciais relacionados à negativa de acesso a infraestruturas essenciais pelo agente dominante do segmento (abuso de poder dominante).

315. Atualmente, o modelo de separação entre empresas que operam dutos e terminais aquaviários e outros agentes da cadeia impõe, por meio da Lei do Petróleo (art. 65), a separação jurídica entre Petrobras e Transpetro. No que diz respeito aos demais agentes, a regulação de dutos longos também impõe a desverticalização jurídica (art. 4º da RANP 35/2012). Já a regulação de terminais aquaviários não dispõe sobre o tema, o que mais uma vez denota a oportunidade de se promover a homogeneização da regulação vigente.

316. *Em que pese existirem as citadas disposições legais e normativas, ainda não há um entendimento consensuado em termos do nível de unbundling adequado aos objetivos do processo de transição de mercado de refino em curso.*

317. *Em manifestações recentes, a área técnica da ANP tem se posicionado a favor da separação societária entre operadores e demais agentes da cadeia, sobretudo nas manifestações no âmbito de processos de arrendamento de terminais aquaviários. Defende que para se promover a máxima utilização da capacidade dessas instalações, favorecer a concorrência na cadeia de distribuição e conferir tratamento isonômico aos usuários das áreas portuárias, deve-se afastar a indesejável prática de uso exclusivo ou restrito dessas instalações.*

318. *Já o Cade entende que as consequências concorrenciais da verticalização entre refino e movimentação podem variar de acordo com o mercado geográfico, como por exemplo a existência de várias opções de transporte em uma mesma região. Nesse sentido, o Cade ressalta que não tem uma posição universal e estática sobre o unbundling relacionado a ativos de logística e refino (peça 41).*

319. *Por seu turno, o MME anotou que o unbundling societário é vedado pela Lei da Liberdade Econômica (Lei 13.874/2019) e para ser implementado, demandaria alteração legal (peça 37).*

320. *A Secretaria de Advocacia da Concorrência e Competitividade (Seae) do ME, por sua vez, registrou que a permissão ou vedação à verticalização devem sempre ser tratadas com cautela, e ter um propósito específico, visando ao aprimoramento do mercado. Daí a necessidade de constante atualização da regulação, em que pese haver argumentos em prol de sua perpetuidade, ainda que seja, em alguns casos, uma notória barreira (peça 42).*

321. *Até o fim dos trabalhos da fiscalização não houve decisão sobre a exigência de separação entre operadores de terminais aquaviários e demais empresas que atuam no midstream da indústria do petróleo brasileira.*

322. *Deve-se destacar que, embora não haja consenso quanto ao nível de separação necessário atualmente, a obrigação legal de separação jurídica da Transpetro e a ausência dessa previsão para os demais operadores logísticos de terminais aquaviários promove tratamento não isonômico no mercado de operadores logísticos.*

323. *Por fim, enquanto não decidida, a questão vigente gera incerteza nos novos entrantes, visto que o mecanismo de separação interfere diretamente na formatação de grupos empresariais e seu planejamento de investimentos.*

324. *No tópico seguinte, caso particular de verticalização no midstream da indústria do petróleo brasileira será objeto da reflexão, dada a sua importância para a ampliação do acesso a terceiros a infraestruturas essenciais.*

*V.1.7. O papel da Transpetro na ampliação do acesso de terceiros a terminais aquaviários e dutos de transporte*

325. *A história da Transpetro remete à publicação da Lei do Petróleo, que determinou, em seu art. 65, que fosse constituída pela Petrobras, empresa subsidiária para operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural. Diante dessa necessidade foi criada a Transpetro, subsidiária integralmente controlada pela Petrobras.*

326. *A criação da Transpetro teve o objetivo de promover a desconcentração da Petrobras na gestão sobre os ativos de transporte e movimentação existentes à época da edição da Lei do Petróleo, justamente para favorecer o desenvolvimento do mercado de mid e downstream.*

327. No entanto, a existência de barreiras à entrada a novos agentes, mesmo depois da quebra do monopólio legal da Petrobras promovida pela Lei do Petróleo, impediu o desenvolvimento desse mercado. Como consequência, a Transpetro permaneceu por duas décadas operando de forma praticamente exclusiva às necessidades de transporte de sua controladora.

328. Num contexto no qual, desde 2016, é crescente a demanda pela atividade de importação no Brasil, chama a atenção o fato de a dificuldade de acesso de terceiros a essa infraestrutura contrastar com relativa disponibilidade de espaço nos terminais aquaviários e dutos de transporte operados pela Transpetro.

329. Conforme se verifica na Tabela 20, de um total de 24 terminais aquaviários, cerca de seis deles operaram com taxa de ocupação de berços de atracação próximas ou acima de 60% em 2019. Esclarece-se que, com base na prática de mercado da Transpetro citada nas entrevistas realizadas na auditoria, a taxa de ocupação máxima recomendada para estruturas de atracação é de 70%. Acima desse percentual a formação de filas inviabilizaria a operação. Dessa forma, a baixa ocupação dos berços nos 18 terminais restantes aponta para a oportunidade para maximização do uso dessa infraestrutura.

Tabela 20 - Taxa de ocupação de berços de atracação em terminais aquaviários operados pela Transpetro em 2019

Terminal	Taxa de Ocupação de Berços Média (%)
Angra dos Reis	83%
Mucuripe	76%
São Sebastião	69%
Rio Grande	64%
Manaus	59%
Santos	56%
Madre de Deus	45%
Ilha d'Água	42%
São Luiz	40%
Belém	36%
Guamaré	35%
Suape	31%
Osório	29%
São Francisco do Sul	28%
Coari	27%
Barra do Riacho	25%
Vitória	25%
Paranaguá	25%
Niterói	22%
Cabedelo	15%
Ilha Redonda	14%
Maceió	13%
Norte Capixaba	10%
Aracaju	9%

Fonte: elaboração própria com base em dados da Transpetro (peça 43).

330. De modo análogo, a Tabela 21 revela a taxa de utilização dos principais dutos de transporte operados pela Transpetro nos últimos cinco anos. Verifica-se a diminuição da utilização na maioria dos casos, com exceção do Opasc e de trechos do Oscan, ao que também se identifica possível subutilização de infraestrutura, especialmente no ano de 2019.

Tabela 21 - Taxa de utilização de dutos operados pela Transpetro de 2015 a 2019

Duto	Diâmetro	Origem	Destino	TUD (média anual)				
				2015	2016	2017	2018	2019
Opasc	10	Repar	TT Joinville	84%	75%	82%	89%	95%
Osplan	24	TT São Sebastião	TT Guararema	86%	64%	68%	59%	47%
Osplan	18	Replan	TT Guararema	57%	50%	62%	37%	46%
Osplan	24	TT Guararema	Replan	12%	17%	8%	13%	7%
Osrio	16	Lorena	TT Volta Redonda	69%	48%	49%	50%	43%
Olapa	12	Repar	TA Paranaguá	86%	66%	60%	51%	49%
Osbra	20	Replan	TT Ribeirão Preto	71%	65%	53%	47%	45%
Orsub	10	TA Madre de Deus	Ipiau	71%	67%	64%	41%	40%
Orbel	18	Regap	TT Campos Eliseos	14%	14%	1%	14%	12%
Orbel	24	TT Campos Eliseos	Regap	84%	77%	74%	74%	72%
Osvol	10	TT Japeri	TT Volta Redonda	3%	2%	1%	1%	2%
Osvol	10	TT Japeri	TT Volta Redonda	25%	10%	6%	4%	3%
Oscan	16	TA Osório	Refap	9%	8%	4%	11%	10%
Oscan	16	TA Osório	Refap	86%	80%	83%	73%	72%
Oscan	22	TA Osório	Refap	61%	49%	44%	45%	45%

Fonte: elaboração própria com base em dados fornecidos pela Transpetro (peça 44).

331. Por certo, há que se considerar como possíveis justificativas dessa baixa utilização as limitações operacionais e regulatórias consignadas nos subitens precedentes. Também o fato de o crescimento das importações por terceiros no Brasil ser bastante recente, somente possível a partir da política de preços com paridade internacional adotada com o reposicionamento estratégico da Petrobras, em 2016. Assim, tanto as disposições regulatórias como a fiscalização da ANP só puderam ser postas à prova recentemente.

332. A reflexão que ora se propõe é quanto à melhor forma de reverter tais limitações de modo a permitir maior utilização dessa infraestrutura essencial, contribuindo assim ao atingimento dos objetivos do processo de transição do refino. Grande parte dos riscos para formação de um mercado competitivo identificados neste relatório de fiscalização poderiam ser mitigados a partir de um maior compromisso da Transpetro na universalização do acesso às infraestruturas por ela operadas.

333. Em seu planejamento estratégico para o horizonte 2040 a Transpetro divulgou as seguintes estratégias de negócio:

*Permanecer na operação dos ativos logísticos envolvidos no plano de desinvestimento da Petrobras, agregando valor ao negócio por meio de soluções logísticas com níveis de serviço competitivos.*

*Comercializar soluções de transporte e logística adequadas às necessidades do mercado por meio da diversificação e gestão ativa de portfólio de serviços e excelência operacional.*

*Desenvolver cultura e competências comerciais para um ambiente competitivo, multiclente, multimodal, em busca de soluções inovadoras.*

*Comercializar soluções logísticas para o segmento de upstream, com foco no escoamento e suporte da produção de petróleo offshore.*

*Comercializar serviços para escoamento do gás do Pré-Sal e operação de Terminais de GNL. TRANSPETRO (2019a) (grifos nossos)*

334. Em um juízo preliminar, revela-se alentador aos objetivos da transição do refino que o principal operador logístico brasileiro intencione adequar sua estratégia de atuação à nova realidade competitiva que se avizinha. Por certo, o desenvolvimento de cultura e competências comerciais para um ambiente competitivo, multiclente, multimodal para o oferecimento soluções

inovadoras e diversificadas, com níveis de serviço competitivos e adequados às necessidades do mercado teria efeito positivo na ampliação de acesso de terceiros à infraestrutura operada pela empresa.

335. Nada obstante, como subsidiária integral da Petrobras, a Transpetro informou à equipe de auditoria que “está sujeita aos preceitos de investimentos do grupo econômico e, portanto, possui limitações impostas pela controladora, incluindo a identificação, avaliação e execução de investimentos”. Acrescentou que “concilia os interesses empresariais da Petrobras com as demandas pela prestação de serviços para outras empresas, atendendo rigorosamente as políticas de transações com partes relacionadas, bem como aos requisitos legais e regulatórios do setor” (peça 45).

336. Assim, não resta claro como a empresa irá conciliar seus objetivos estratégicos às diretrizes de sua controladora, de modo a ampliar o acesso de outros agentes de mercado à infraestrutura por ela operada. Tampouco identificaram-se discussões acerca do papel da Transpetro no âmbito da Iniciativa Abastece Brasil ou nas entrevistas realizadas na presente fiscalização.

337. A falta de discussão acerca da participação da Transpetro no cerne das ações da Iniciativa Abastece Brasil para transição ao novo mercado de refino chama atenção em face do alinhamento que se identifica entre o planejamento estratégico da empresa, as diretrizes do processo de transição dadas pela RNCPE 15/2017 e RCNPE 12/2019 e o compromisso público por ela própria divulgado em sua carta de governança de 2019, transcrito a seguir:

*A Transpetro poderá ter suas atividades orientadas pela Petrobras, de modo a contribuir para o interesse público que justificou a sua criação, visando ao atendimento do objetivo da política energética nacional previsto no art. 1º, inciso V, da lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, desde que: (i) estejam alinhadas com as leis nº 9.478/97 e nº 13.303/16; (ii) sejam compatíveis com seu objeto social; (iii) não coloquem em risco sua rentabilidade e sustentabilidade financeira; (iv) sejam formalizadas e definidas em lei ou regulamento, bem como previstas em contrato, convênio ou ajuste celebrado com o ente público competente para estabelecê-lo, observada a ampla publicidade desses instrumentos; e (v) tiverem custo e receitas discriminados e divulgados de forma transparente, inclusive no plano contábil. (TRANSPETRO, 2019b) (grifos nossos)*

338. Se a empresa poderá ter suas atividades orientadas pela Petrobras (em última instância pelo Governo Federal, na qualidade de seu acionista controlador) para atendimento a interesse público previsto no art. 1º, inciso V da Lei do Petróleo (mesmo dispositivo que orienta os objetivos das ações de transição coordenadas pela iniciativa Abastece Brasil), desde que alinhados com a Lei do Petróleo e Lei das Estatais, em compatibilidade com seu objeto social (transporte de combustíveis) e não coloquem em risco sua rentabilidade e sustentabilidade financeira (alinhamento ao plano estratégico), não se identificam óbices para que se discuta no âmbito do Abastece Brasil acerca da possibilidade de orientação da Transpetro no sentido de ampliar o acesso de terceiros à infraestrutura por ela operada, desde que formalizados conforme determinação legal.

339. A título de analogia, ressalvadas as diferenças entre os mercados, após reflexões sobre o papel dos transportadores no mercado de gás natural, estabeleceu-se como diretriz estratégica para desenvolvimento do mercado, no âmbito da RCNPE 10/2016 (CNPE, 2016), a promoção da independência comercial e operacional dos transportadores (art. 2º, inciso V). No mesmo sentido a RCNPE 16/2019 (CNPE, 2019) estabeleceu que a transição para o mercado concorrencial de gás natural deverá ocorrer de forma coordenada, de modo a promover a independência dos transportadores, eliminando potenciais conflitos de interesse e garantindo que os serviços de transporte sejam ofertados de forma ampla e não discriminatória (art. 2º, inciso II).

340. *Dessa forma, conclui-se que uma melhor definição do papel da Transpetro como agente dominante no mercado pode mitigar sobremaneira os cenários de riscos à garantia do abastecimento e à competitividade nos mercados resultantes dos desinvestimentos dos ativos de refino e logística associada da Petrobras apontados no primeiro achado de auditoria.*

#### *V.2. Formação de preços e concorrência*

341. *Nesta seção, tratou-se de analisar em que medida a regulamentação referente à formação e transparência de preços, bem assim defesa da concorrência, favorece a promoção da livre concorrência e a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, em atendimento aos objetivos insculpidos na Lei do Petróleo.*

342. *Nesse sentido, as análises executadas ao longo da auditoria indicam que a regulação se coaduna ao objetivo de promoção da livre concorrência. Todavia, os instrumentos regulatórios institucionalizados não se destinam a garantir a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço de forma direta e imediata.*

##### *V.2.1. Evolução da política de preços de combustíveis da Petrobras e a TPC 1/2018*

343. *O preço de uma commodity global, como é o caso do petróleo e seus subprodutos, em um mercado de livre concorrência entre produtores e importadores, tende a convergir para o denominado Preço de Paridade Internacional (PPI), o qual, em países importadores líquidos de derivados, como é o caso do Brasil, corresponde à paridade de importação.*

344. *Segundo BCG (2018) e PLURAL/LEGGIO (2019), a segurança quanto à precificação de combustíveis a mercado é um dos fatores-chave para o aumento da competitividade no setor. A concentração histórica no elo do refino na Petrobras e seu consequente poder de formação de preços resultou (e resulta) em prejuízo à previsibilidade necessária para atração de investidores privados no segmento e na atividade de importação, tendo em vista que a política de preços com base no PPI vem sendo executada de forma consistente apenas recentemente pela estatal. Em geral, variações de preço por motivações exógenas ao mercado, decorrentes de intervenções governamentais, geram incertezas, desestimulam investimentos e prejudicam a consolidação da concorrência no médio e longo prazo.*

345. *Anteriormente à publicação da Lei 9.478/1997, os preços dos combustíveis no Brasil eram fixados por atos do Estado. A Lei do Petróleo regulamentou a abertura do setor introduzida pela Emenda Constitucional 9/1995 e previu período de transição para a liberação do mercado, durante o qual os preços dos combustíveis passaram a ser estabelecidos por portarias interministeriais. Desse modo, desde 2002, vigora no Brasil o regime de liberdade de preços em toda a cadeia de produção, distribuição e revenda de combustíveis e demais derivados de petróleo.*

346. *A mesma lei definiu a promoção da livre concorrência e a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço como objetivos da política energética nacional, estabelecendo também que essa proteção dos consumidores deve ser considerada pela ANP, juntamente com a garantia do abastecimento, quando da implementação da política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis (arts. 1º, incisos III e IX, e 8º).*

347. *Pela conjugação desses ditames legais e ponderação dos princípios e objetivos neles dispostos, vige o entendimento de que não cabe ao Estado controle direto sobre preços ou quantidades de produtos, devendo suas atribuições de garantia do abastecimento e proteção dos interesses dos consumidores ser exercidas por meio da proteção do processo competitivo nos mercados.*

348. *Nesse sentido, os preços dos combustíveis ao consumidor final variam livremente como consequência dos preços do petróleo no mercado internacional, dos preços dos derivados praticados pelos fornecedores primários, dos tributos federais e estaduais incidentes ao longo da*

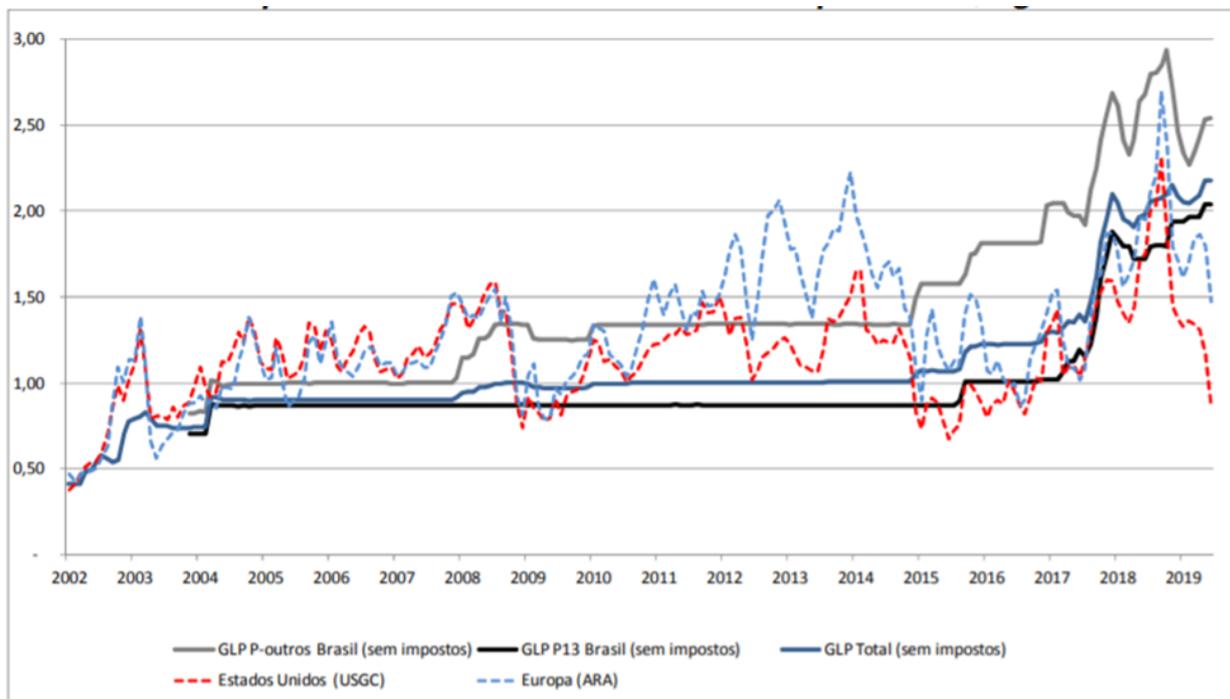
cadeia, dos custos e despesas operacionais de cada empresa, dos biocombustíveis adicionados ao diesel e à gasolina e das margens de distribuição e de revenda, não havendo qualquer tipo de tabelamento ou fixação de valores mínimos e máximos, tampouco exigência de autorização oficial prévia para a prática de reajustes.

349. No entanto, conforme será demonstrado a seguir, historicamente, os preços praticados no País, tanto referentes ao GLP, quanto à gasolina e óleo diesel, não refletiram fielmente esse regime de precificação a mercado, inobstante a liberalização vigente no setor desde 2002.

350. A RCNPE 4/2005 (CNPE, 2005) estabeleceu regime de preços diferenciados e inferiores para o GLP destinado ao uso doméstico e acondicionado em recipientes até 13 kg (P-13), com vistas a amenizar o elevado impacto social decorrente de sua aquisição pela população de menor poder aquisitivo e a contribuir para a universalização do seu acesso em substituição a outros insumos para cocção, como a lenha, por exemplo. Segundo COMBUSTÍVEL BRASIL (2017b), contudo, essa prática de preços diferenciados já era, na prática, realizada pela Petrobras desde 2002.

351. Somente em 2017 a Petrobras deu início à alteração na política de preços para o P-13, a qual passou a acompanhar flutuações no mercado internacional, por meio de reajustes mensais baseados na média de cotações para butano e propano acrescida de uma margem. O Gráfico 12 demonstra a prática de preços descolados das variações internacionais para o P-13 até 2017, quando houve a mudança na política de precificação.

Gráfico 12 - Preços GLP P-13 2002-2019



Fonte: ANP (2019c).

352. A problemática da precificação diferenciada para o P-13 e seus efeitos deletérios para o desenvolvimento de um mercado competitivo para esse derivado, pelo desestímulo a investimentos privados e à entrada de novos agentes, ganharam destaque no âmbito do então Combustível Brasil e do CT-CB. O Comitê definiu como uma de suas prioridades a revogação da RCNPE 4/2005, reforçando a ideia de que quaisquer benefícios ou incentivos governamentais deveriam ser implementados via orçamento público (COMBUSTÍVEL BRASIL, 2017a e 2017b).

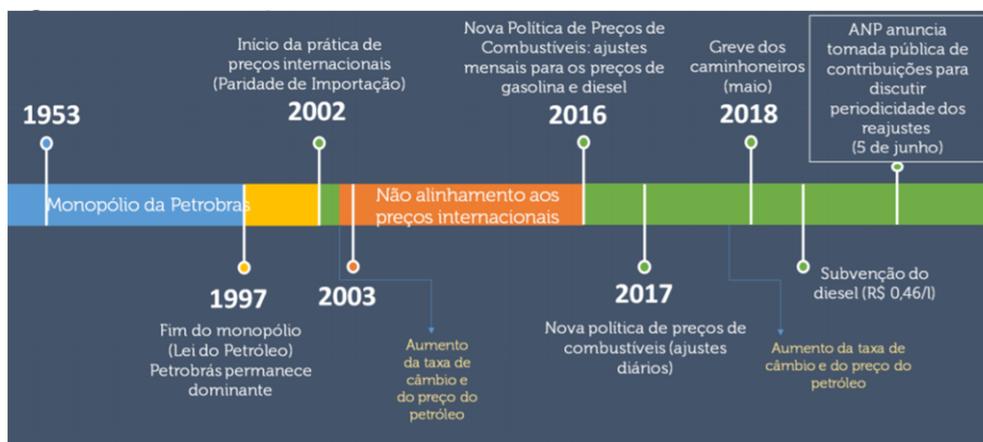
353. Nesse sentido, o regime de preços diferenciados para o GLP P-13 foi revogado pela RCNPE 17/2019 (CNPE, 2019d) e vigeu oficialmente até início de 2020.

354. No tocante à gasolina e ao óleo diesel, o que se observou até 2016, conforme demonstrado na Figura 22, adiante, foi uma política de administração de preços internos em assimetria com o mercado externo, na forma de paridade internacional com convergência de longo prazo. Em 2016, todavia, a estatal tornou pública sua nova política de preços para esses derivados, fundamentada no alinhamento de curto prazo ao mercado internacional, com reajustes, inicialmente mensais, passando para variações até mesmo diárias em meados de 2017 (PETROBRAS, 2016a).

355. Todavia, o período em que essa política foi adotada coincidiu com uma escalada na cotação do dólar e do barril do petróleo, o que provocou, mediante transmissão de reajustes ao longo da cadeia, aumentos expressivos nos preços de revenda ao consumidor final em curto intervalo de tempo. A conjugação desses fatos culminou, em maio de 2018, na greve dos caminhoneiros, movimento que, entre outras reivindicações, contestou o modelo de formação de preços em simetria com o mercado internacional que vinha sendo praticado pela Petrobras.

356. Na esteira desses acontecimentos e paralelamente às medidas governamentais emergidas como resposta ao movimento grevista, como a concessão de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel no mercado nacional (Medida Provisória 838/2018, convertida na Lei 13.723/2018), a ANP deu início à Tomada Pública de Contribuições (TPC) 1/2018, com o objetivo de coletar sugestões, opiniões, dados e informações sobre a conveniência e oportunidade de se estabelecer, via regulação, periodicidade mínima para os reajustes dos preços dos combustíveis. A Figura 20 abaixo posiciona a TPC no contexto da evolução das políticas de preços para gasolina e diesel praticadas pela Petrobras.

Figura 20 - Evolução da política de preços da Petrobras e a TPC 1/2018



Fonte: ANP (2018b).

357. À época, os argumentos apresentados para a realização da TPC explicitaram que eventual definição de periodicidade mínima para reajustamento de preços não tinha por objetivo, sob qualquer hipótese, interferir indevidamente em sua formação, que continuaria livre. Entretanto, a elevada concentração no mercado de refino brasileiro, que distorce e desequilibra o mercado, poderia justificar tratamento regulatório específico e excepcional. Além disso, considerou-se que flutuações bruscas nos preços internos dos derivados, possíveis dada a inexistência de mecanismo fiscal de suavização de oscilações, poderiam gerar incertezas, insegurança e instabilidade para os agentes e consumidores finais. (ANP, 2018b).

358. No entanto, as contribuições recebidas durante a TCP, além de enfatizarem a aparente ilegalidade da medida e seu potencial de provocar insegurança jurídica no mercado,

demonstraram, como se observa na Tabela 22 abaixo, incontestemente posicionamento em desfavor de medidas intervencionistas, relacionadas à implementação de mecanismos de reajuste de preços, como gatilhos ou periodicidades, em clara reafirmação dos princípios da promoção da livre iniciativa e da competitividade do mercado.

Tabela 22 - Priorização das alternativas referente à questão da precificação dos combustíveis

Alternativas	Grau de importância (%)	Ordem de prioridade
Não estabelecer periodicidade de reajuste	32	1º
Não permitir a divulgação antecipada do reajuste	23,5	2º
Estabelecer mecanismos de transparência na formação de preços	15,3	3º
Estabelecer mecanismos tributários de amortização	12,2	4º
Estabelecer "gatilho" para o reajuste	6,2	5º
Estabelecer "gatilho" e periodicidade combinados	6,2	5º
Estabelecer periodicidade mínima de reajuste	4,7	6º

Fonte: ANP (2018b)

359. Consoante a então Secretaria de Acompanhamento Fiscal, Energia e Loteria do Ministério da Fazenda (Sefel/MF):

Nesse contexto, uma medida regulatória menos intervencionista, e possivelmente mais eficaz, seria exigir dos agentes de mercado ampla transparência na sua política de fixação de preços, divulgando os parâmetros considerados na sua composição, aplicado a todos os segmentos da cadeia. Com regras de transparência na política de preços, os importadores poderiam identificar claramente quando agentes de mercados estariam se desviando da regra de preços, podendo ajustar suas estratégias comerciais no curto e longo prazo para atuar no mercado de maneira mais competitiva. Além disso, conforme o caso, seria mais fácil apontar eventuais manipulações de preços para fins de deslocamento de concorrentes. (...)

A SEFEL/MF opina pela necessidade de aumento da transparência na formação dos preços dos combustíveis por parte dos agentes como a chave para mitigar as distorções atualmente presentes. Nesse caso, a ANP poderia editar resolução com os requisitos mínimos aos quais deva ser dada transparência, tais como: fórmula, variáveis utilizadas, margens, pontos onde os preços são praticados, critérios de publicidade, entre outros. (SEFEL, 2018, p. 3).

360. A TPC concluiu, então, pela não definição de qualquer periodicidade mínima para reajustes dos preços dos combustíveis no produtor ou demais elos da cadeia de abastecimento, bem como pela inadequação da fixação de períodos fixos de reajuste por parte dos agentes, ou, ainda, sua divulgação antecipada. Alternativamente, recomendou que a ANP viabilizasse regulação estabelecendo mecanismos de aumento da transparência na formação dos preços dos combustíveis. (ANP, 2018b).

V.2.2. A Resolução ANP 795/2019 e o aumento da transparência nos preços

361. Em linha com essas recomendações, a ANP realizou as Consultas e Audiências Públicas 20/2018 e 4/2019, que culminaram na RANP 795/2019 (ANP, 2019b).

362. Conforme a ANP (2018c e 2018d), o objetivo dessa regulação foi aumentar a transparência no processo de formação de preços para os órgãos públicos e, de maneira seletiva, para o público em geral, sopesando os benefícios e riscos potenciais à concorrência e as características estruturais e comportamentais de cada segmento da cadeia, sem limitar a adoção

de qualquer patamar de preços ou periodicidade de reajuste e se preservando, integralmente, o regime de não intervenção e livre precificação dos combustíveis. O resultado esperado foi reduzir assimetrias, beneficiando os agentes com maior disponibilidade de informação, bem assim contribuir para a inteligência do mercado, favorecendo a detecção de indícios de condutas anticompetitivas. As principais disposições da resolução encontram-se esquematizadas na Figura 21 abaixo.

Figura 21 - Resolução ANP 795/2019

Publicização dos preços	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Produtores e importadores devem divulgar nos sites das próprias empresas os preços vigentes de venda, sem tributos, para pagamento à vista, por ponto de fornecimento e modalidade de entrega (incluindo os praticados nos doze meses anteriores).</li> </ul>
Contratos de fornecimento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratos devem conter preço indicativo pactuado livremente entre as partes, com as condições de sua formação e reajustes.</li> <li>• Novas regras para homologação pela ANP.</li> <li>• Informações disponíveis apenas às partes e à ANP.</li> </ul>
Envio de informações à ANP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Obrigatoriedade de produtores, importadores e distribuidores enviarem mensalmente os dados das operações de venda de derivados, via sistema eletrônico da ANP.</li> <li>• Dados referentes a preços praticados por agentes econômicos poderão se sujeitar a agregação estatística e defasagem temporal quando de sua publicação, para preservar informações de sigilo legal e minimizar potenciais efeitos anticoncorrenciais.</li> </ul>

Fonte: elaboração própria, a partir da RANP 795/2019.

363. As principais inovações trazidas pela resolução em tela dizem respeito à transparência dos preços praticados na etapa de fornecimento primário, pela publicização dos preços de venda por produtores e importadores, e ao processo de homologação, pela ANP, dos contratos de fornecimento.

364. Os contratos de fornecimento são instrumentos celebrados entre os produtores – atualmente a Petrobras, majoritariamente – e distribuidores, por meio dos quais se operacionaliza grande parte do suprimento regular de derivados ao mercado. Caracterizam-se por serem essencialmente privados e livres (não há modelos ou cláusulas padrão), mas se sujeitam à regulação pela ANP, a quem compete homologá-los previamente.

365. Conquanto esses contratos já se submetessem ao crivo do órgão regulador anteriormente à RANP 795/2019, esse processo tinha como foco apenas a garantia do abastecimento. A partir da novel regulação, conforme demonstrado na Figura 22 abaixo, a homologação de contratos pela ANP passou a considerar também aspectos concorrenciais.

Figura 22 - Homologação de contratos de fornecimento

Resoluções 58/2014 e 49/2016 (antes da Resolução ANP 795/2019)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratos de fornecimento devem ser submetidos a <u>homologação prévia</u> pela ANP, incluindo alterações posteriores.</li> <li>• No mínimo, informações sobre <u>volume</u> anual contratado, <u>locais</u> de entrega do produto ao distribuidor, <u>condições</u> de carregamento e de serviço de entrega e <u>prazo</u> de vigência.</li> </ul>
Resolução ANP 795/2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Obrigatoriedade de cláusula que contenha o <u>preço indicativo pactuado</u> entre as partes, incluindo as condições de sua <u>formação e reajustes</u>.</li> <li>• Homologação com <u>ênfase na promoção da livre concorrência</u> e na <u>garantia do suprimento</u>.</li> <li>• <u>Alterações</u> exclusivas de preços entram em vigor imediatamente e se sujeitam a homologação <u>posterior</u>.</li> <li>• <u>Vedação</u> à utilização de <u>cláusulas de destino</u>.</li> </ul>

*Fonte: elaboração própria, a partir das RANPs 58/2014, 49/2016 e 795/2019.*

366. *Nesse sentido, merece destaque a obrigatoriedade da cláusula de preço, que impõe que os preços, livremente pactuados entre as partes, acompanhados de suas respectivas condições de formação e reajuste, estejam expressamente dispostos no instrumento. Essa exigência tem o intuito de reduzir assimetrias de informação e prevenir condutas unilaterais em favor do agente refinador com poder de mercado.*

367. *Outro aspecto relevante é a ênfase na promoção da livre concorrência do processo de homologação, em que se busca identificar, caso a caso, condições contratuais contendo elementos potencialmente anticompetitivos, que possibilitem discriminação desarrazoada de preço, recusa de fornecimento ou outras condutas consideradas danosas à concorrência, como prazos de vigência demasiado longos ou elevados níveis de volumes compromissados.*

368. *Ressalta-se também a vedação às denominadas cláusulas de destino, que são aquelas por meio das quais os refinadores, usualmente com poder de mercado, impedem ou restringem, de alguma forma, a revenda de determinado produto pelo seu comprador (distribuidores), por exemplo, limitando o território, determinando o volume máximo, ou definindo o uso a ser dado ao produto. Do ponto de vista concorrencial, seu uso permite ao fornecedor suprir diferentes clientes, localizados em distâncias distintas, a preços diferenciados.*

369. *Segundo a ANP (peça 46), essa vedação encontra respaldo em experiências internacionais e visa a assegurar ao adquirente a comercialização do produto adquirido para quaisquer interessados, bem como impedir a discriminação desarrazoada de preços pelo refinador, potencialmente deletéria à concorrência – por exemplo, uma redução de preços em certa localidade para dificultar a contestação daquele mercado. Pela não restrição ao número de ofertantes ou à circulação do produto, aumenta-se, por conseguinte, o volume ofertado e a competitividade do mercado.*

370. *O papel da homologação dos contratos de fornecimento pela ANP como instrumento para promoção e defesa da competitividade do mercado de combustíveis ganhou relevância após a redução da participação da Petrobras no segmento de distribuição, que aumentou a complexidade das interações entre os agentes econômicos e passou a demandar atuação da agência em possíveis resoluções de conflito (COMBUSTÍVEL BRASIL, 2018a). Segundo a ANP:*

*No que tange à relação do agente dominante com os seus clientes – os distribuidores –, o desequilíbrio de forças também gera consequências negativas. Nos últimos anos, as alterações dos modelos contratuais e os impasses resultantes fizeram os distribuidores solicitarem a ação da agência reguladora como mediadora. Certos contratos que já vigoraram permitiam, por exemplo, a prática de descontos pontuais oferecidos de forma não isonômica. Em outra situação, a minuta de contrato apresentada pelo agente dominante, que historicamente não previa condições de preço, passou a contar com metas volumétricas de retirada de produtos por parte dos clientes. Em síntese, os clientes se comprometeriam a comprar determinados volumes sem saber o preço que pagariam, deixando a precificação nas mãos do fornecedor dominante (ANP, 2019a).*

371. *A partir dos desinvestimentos no refino e multiplicação do número de produtores, é de se esperar que a complexidade desse processo aumente, uma vez que, potencialmente, cada refinador poderá celebrar contratos de fornecimento com todos os distribuidores, ampliando as possibilidades de conformações contratuais.*

372. *Outra medida em favor da transparência de preços dos combustíveis adotada pela ANP, a par das disposições contidas na RANP 795/2019, foi a publicação semanal, pela agência, de preços de referência da paridade de importação em diferentes polos do território brasileiro, baseados em levantamentos realizados por agência de precificação internacional (SP Global Platts). Embora não sejam mandatórios e sirvam apenas para fins de informação aos agentes*

*econômicos, servem como mais uma medida com vistas a reduzir assimetrias e incertezas do mercado e da sociedade.*

*373. Vê-se, portanto, que o Governo Federal, notadamente a ANP, vem atuando, pela via regulatória, com o objetivo de promover a livre concorrência no mercado de combustíveis, mediante redução de distorções e assimetrias de informação.*

#### *V.2.3. Atuação antitruste e defesa da concorrência*

*374. Outra via de ação governamental relevante para a transição ao novo mercado de downstream perpassa a atuação antitruste realizada pelo Cade, no âmbito do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC).*

*375. A Lei do Petróleo (art. 10) esclarece a divisão de papéis entre a ANP e o Cade, cabendo a este a apuração e avaliação de problemas concorrenciais. Assim, a agência, no exercício de suas atribuições, ao tomar conhecimento de fato que possa configurar indício de infração à ordem econômica, deverá comunicá-lo ao Conselho, a fim de que sejam adotadas as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente.*

*376. Conforme esclarecido pelo Cade (peça 41), a atuação antitruste desenvolve-se, basicamente, de duas formas: uma relativa ao controle de estruturas, via análise de atos de concentração, de caráter preventivo e ex ante, e outra que busca reprimir infrações à ordem econômica, por meio do chamado controle de condutas, realizada ex post facto.*

*377. No caso concreto da transição para o novo mercado downstream, as análises dos atos de concentração, ex ante, dar-se-ão após a fase do Signing correspondente a cada ativo desinvestido e terão por objetivo avaliar em que medida cada operação poderá potencialmente gerar efeitos negativos à concorrência no cenário pós desinvestimento. Nesse contexto, identificados riscos potenciais ao mercado, o órgão antitruste poderá reprovar a operação ou, alternativamente, negociar com as partes ou lhes impor restrições.*

*378. Segundo o Cade (peça 41), a Autarquia dispõe dos instrumentos necessários para mapear os potenciais riscos concorrenciais resultantes das operações de desinvestimento de cada refinaria e pode efetivamente adotar medidas ex ante para sua mitigação.*

*379. Nesse particular, impende salientar, que, nas análises dos atos de concentração a serem procedidas pelo Cade, a conformação de mercado que se desenhará a partir do desinvestimento de cada ativo será avaliada tomando-se como base a configuração vigente no momento imediatamente anterior à operação, e não em relação a um cenário idealizado ou almejado de concorrência. Em outras palavras, embora o resultado líquido esperado seja redução do grau de concentração do mercado, não há garantias quanto ao grau de desconcentração que será efetivamente alcançado. A razão disso é que não cabe ao Cade reestruturar ou determinar a reestruturação do mercado a sua livre escolha, a fim de o moldar a uma conformação pré-concebida, ainda que mais desejada e benéfica para o consumidor ou do ponto de vista concorrencial.*

*380. Ademais, as análises levarão em conta os efeitos líquidos resultantes das operações, isto é, as eficiências e benefícios de cada operação ponderados vis-à-vis seus potenciais prejuízos ao bem-estar dos consumidores. Segundo o Cade (peça 41), a transferência relevante de benefícios aos consumidores é componente necessário nessa avaliação.*

*381. Após as análises dos atos de concentração, a defesa da concorrência no novo mercado de downstream poderá se materializar ainda pela via do controle de condutas ex post, de ofício ou por provocação externa decorrente de notificação da ANP ou outro agente econômico, por exemplo.*

382. Entretanto, novamente se destaca que, sob a ótica da defesa da concorrência, apenas condutas unilaterais abusivas e que produzem efeitos líquidos negativos no mercado, ou seja, condutas cujos efeitos anticompetitivos não sejam suficientemente compensados por possíveis benefícios ou eficiências aos consumidores, podem ser consideradas ilícitas e passíveis de condenação e sanção pelo órgão antitruste.

383. Ressalta-se também que, conforme se depreende da Lei 12.529/2011, a prática de aumento de preços ou lucros, quaisquer que sejam sua magnitude, não pode ser considerada, por si só, conduta anticompetitiva ou infração à ordem econômica. Sob a perspectiva concorrencial, preço é variável resultante da interação advinda do mercado e, desse modo, eventual abusividade não reside no valor do preço ou margem em si, mas nos atos que eventualmente levaram à condição de um ou mais agentes conseguirem impor determinado preço (alto) ao mercado.

384. Esse aspecto torna-se particularmente relevante tendo em vista o risco já relatado de formação de monopólios regionais após os desinvestimentos no refino. Consoante esclarecido pelo Cade (peça 41), tal situação, sob a ótica da defesa da concorrência, não configuraria, per se, problema ou empecilho aos desinvestimentos ou ainda conduta anticompetitiva, uma vez que a legislação concorrencial brasileira não visa à punição do poder econômico em si, mas tão somente o seu abuso que resulte, ainda que potencialmente, em prejuízo à competição e aos consumidores.

385. Relativamente ao poder de formação de preços na perspectiva de configurações monopolísticas no novo mercado de refino, convém ainda salientar que, segundo a ANP (peça 46), ainda que se afigure a possibilidade de formação de monopólios regionais, o poder de mercado dos incumbentes no segmento de refino não é absoluto na definição dos preços, uma vez que a capacidade de contestação do mercado, sobretudo pelos importadores, serve como baliza para disciplinar o próprio comportamento dos refinadores.

386. Assim, como os importadores realizam suas operações com base na paridade de importação, esse preço acaba funcionando como um limite acima do qual os produtores, potencialmente, passarão a ter seus mercados contestados, a exemplo do que ocorreu após a mudança na política de preços de Petrobras, quando paulatinamente se observou crescimento expressivo das importações realizadas por agentes privados.

#### V.2.4. Análise sobre a regulação de preço e concorrência

387. Por todos os aspectos antes relatados, vê-se, portanto, que o arcabouço regulatório afeto à formação e transparência de preços e defesa da concorrência mostra-se em linha com o objetivo de promoção da livre concorrência insculpido na Lei do Petróleo. Todavia, entende-se que ele não se destina a garantir a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço de forma direta e imediata.

388. De início, aponta-se que a regulação vigente é fruto da própria evolução do mercado, que vem consolidando, notadamente a partir de 2016, o regime de não intervenção e liberdade nos preços dos combustíveis disciplinado na lei e vigente desde 2002. Nesse sentido, além de refletir essa evolução, a regulação acaba por ratificá-la, servindo de instrumento para correção de distorções e eliminação (ou redução) de assimetrias e barreiras que desestimulam investimentos privados e dificultam a entrada de novos players no setor.

389. A presença histórica de um agente monopolista estatal no elo do fornecimento primário e o desalinhamento dos preços ao mercado internacional que vigorou até período recente constituíram empecilhos ao desenvolvimento da competitividade no mercado de combustíveis brasileiro. Apenas a partir da mudança na estratégia de precificação de combustíveis implementada pela Petrobras, somada à sinalização de redução de sua participação no setor, possibilitou-se, de fato, que esse mercado ganhasse novas perspectivas concorrenciais, inclusive sob a ótica regulatória.

390. *A revogação do regime de preços diferenciados para o GLP P-13, emergida no âmbito do Abastece Brasil, e o processo de elaboração da RANP 795/2019, desde a TPC 1/2018 até as consultas públicas, reforçam o posicionamento de que não cabe ao Estado atuar sobre ou regular diretamente os preços dos combustíveis praticados no mercado, devendo sua atuação conformar-se aos princípios da não intervenção e da livre concorrência.*

391. *Como consequência positiva dessa evolução regulatória, aponta-se aumento da percepção e segurança dos agentes econômicos, pelo lado da oferta, quanto à garantia das condições de precificação a mercado, essenciais, conforme já relatado, para a atração de investimentos, a diversificação de players e a competitividade no setor.*

392. *Em contraposição, e como corolário mesmo desses aspectos, tem-se que a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço pela regulação se dá de forma indireta, tendo em vista que seus instrumentos, a exemplo das medidas para aumento da transparência e defesa da concorrência, não incidem diretamente sobre os preços dos combustíveis, pelo estabelecimento de valores ou margens máximos, mas sim sobre as estruturas e condições do mercado que influenciam, indiretamente, a sua formação.*

393. *Sob a ótica da defesa da concorrência, o preço de determinado produto, qualquer que seja sua magnitude, resulta das condições de interação vigentes, em determinado momento, entre os agentes no mercado.*

394. *Desse modo, a proteção dos interesses dos consumidores é perseguida como consequência e reflexo de outras formas de atuação regulatória, via proteção do processo competitivo dos mercados, redução das assimetrias de informação quanto aos preços praticados pelos agentes e controle e monitoramento de condutas potencialmente danosas à competitividade, com vistas a coibir práticas abusivas, mitigar riscos à concorrência e favorecer a rivalidade.*

395. *Nesse cenário, espera-se que a livre precificação no mercado após os desinvestimentos, em que atuarão vários agentes, refinadores e importadores, leve a uma situação em que os preços, nos diferentes polos de fornecimento, reflitam verdadeiramente os custos logísticos e outros incidentes sobre os fluxos de suprimento, tanto maiores quanto menor a sua eficiência.*

396. *Como consequência, é possível haver diferenciais de preços entre regiões, potencialmente relevantes em localizações remotas e de difícil acesso, as quais podem vir a experimentar elevação acentuada nos valores praticados em seus mercados, gerando custos adicionais para os consumidores no curto prazo e risco de insatisfação social.*

397. *Outro aspecto a se ressaltar é que o arcabouço vigente, seja afeto à atuação preventivo-regulatória da ANP ou repressiva do Cade, não é capaz de produzir soluções imediatas no ambiente regulado. Bem ao contrário, seus resultados são fruto de processo tecnicamente complexo, que demanda um tempo natural para se desenvolver e envolve análise, caso a caso, das diversas condições que confluem para ocorrência de determinada situação no mercado.*

398. *Nesse ponto, adiciona ao risco de descontentamento social o descompasso entre o timing natural para a implementação e produção de efeitos da atuação regulatória e as expectativas dos consumidores, tendentes à urgência e ao imediatismo, quanto à resolução de situações e conflitos relacionados às suas percepções acerca das condições concorrenciais do mercado.*

399. *Ressalta-se também que a ausência de mecanismos fiscais, como tributos ou fundos estabilizadores, para amortecimento da volatilidade intrínseca ao funcionamento normal do mercado, decorrente principalmente de variações de câmbio e do preço da commodity, expõe os consumidores brasileiros às flutuações do mercado, sujeitando-os a alta frequência de reajustes e elevação nos preços dos combustíveis, o que de igual forma agrava o risco de insatisfação social.*

400. *Esse aspecto foi destacado à época da TPC 1/2018, no contexto da greve dos caminhoneiros, quando se ponderou que flutuações bruscas nos preços internos dos derivados, possíveis dada a inexistência de mecanismo fiscal de suavização de oscilações, poderiam gerar incertezas, insegurança e instabilidade para os agentes e consumidores finais.*

401. *Trata-se de matéria que extrapola o alcance da regulação em seu sentido estrito, cabendo aos órgãos formuladores de política energética e tributária esse tipo de iniciativa, devendo-se atentar, contudo, que o recurso a esse tipo de medida deve sopesar eventuais benefícios advindos de maior estabilidade de preços no mercado doméstico com suas consequências redistributivas e impactos, diretos e indiretos, nas finanças públicas.*

402. *O consumidor brasileiro foi historicamente habituado a uma política de preços caracterizada por forte intervenção estatal e carece de perspectiva de mercado. Nesse diapasão, aponta-se que a expectativa de modicidade e estabilidade nos preços por parte dos consumidores mostra-se potencialmente conflitante com a liberdade e a volatilidade inerentes ao regime de precificação livre a mercado – o episódio da greve dos caminhoneiros de 2018 é um exemplo de como essa insatisfação social pode se materializar.*

403. *A depender da intensidade desses conflitos sociais e seus reflexos no âmbito político, alerta-se ainda sobre risco de que pressões setoriais ou por grupos de interesse resultem em intervenções governamentais futuras, o que poderia gerar incertezas no mercado e comprometer a atração de investimentos, a promoção da competitividade e o próprio êxito da transição para o novo mercado de refino.*

404. *Segundo a ANP (peça 46), não se deve esperar que o segmento de refino caminhe para uma estrutura semelhante ao modelo de concorrência perfeita, no qual inúmeros agentes, com baixo poder de mercado, atuem no mesmo mercado relevante, tendo em vista particularidades desse segmento, como existência de economias de escala.*

405. *Entretanto, tal fato não implica, inequivocamente, ausência total de concorrência e necessidade de regulação direta de preços, com estabelecimento de valores e margens máximos. Para a agência, é possível compatibilizar, ainda que dentro de certos limites, concentração de mercado e competição, por meio da construção de um aparato regulatório adequado, baseado na retirada de barreiras artificiais à entrada de novos agentes e no fomento à competição nos segmentos potencialmente competitivos.*

406. *Desse modo, a efetiva competitividade no segmento de combustíveis mostra-se fundamental para a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, ainda que no curto prazo possa haver (e é provável que ocorra) aumento de custos ao consumidor final.*

407. *Sob essa premissa, pode-se afirmar, portanto, que a regulação analisada se revela aderente aos objetivos de promoção da livre concorrência no mercado de combustíveis e proteção dos interesses dos consumidores, com a ressalva de que essa proteção, por não ser direta e imediata, não é capaz de evitar risco de insatisfação social, sobretudo no curto prazo.*

408. *Adicionalmente, afirma-se que a ANP e o Cade dispõem de instrumentos regulatórios aptos a atuar na transição para o novo cenário do refino, mantendo-se ciência de que essa transição perpassa processo contínuo de aprendizado e adaptação do setor e dos próprios órgãos reguladores.*

409. *Alinhado a essa perspectiva de aprimoramento regulatório, o Plano de Ação apresentado pela ANP (peça 47) propõe revisão, até 2021, da RANP 795/2019, com base em avaliação de resultado regulatório para verificação de sua efetividade, considerados o alcance dos objetivos originalmente pretendidos e os demais impactos observados sobre o mercado e a sociedade decorrentes de sua implementação.*

410. Segundo a ANP (peça 47), a implementação da RANP 795/2019 tem demonstrado a existência de dispositivos nos contratos de fornecimento que não esclarecem suficientemente os critérios de formação e reajustes dos preços, em prejuízo da transparência entre os agentes contratantes, o que vem exigindo atuação da agência para sua correção.

*V.2.5. Outros aspectos que impactam a formação de preços e a competitividade no mercado*

411. Por fim, importa ainda notar que os desinvestimentos dos ativos de refino alterarão a conformação do mercado, a menos no curto prazo, somente nesse segmento. Tendo em vista que os preços praticados ao consumidor são compostos ainda pelos custos tributários e pelos custos e margens da distribuição e revenda, subsistem questões, expostas a seguir, que, embora não integrem o escopo da fiscalização, mostram-se relevantes pelo potencial de impactar a formação dos preços dos combustíveis e a competitividade no novo mercado downstream.

412. Primeiramente, registra-se a chamada assimetria na transmissão de preços entre os diferentes elos da cadeia de abastecimento, mecanismo por meio do qual eventuais reajustes praticados por produtores costumam ser acompanhados por distribuidores e revendedores em intensidades e timing diferentes, impactando os preços aos consumidores finais e sua percepção acerca do funcionamento e da própria competitividade do mercado (peça 46).

413. Em segundo lugar, ressaltam-se aspectos tributários afetos ao setor que acabam por impactar o modelo de abastecimento e a concorrência entre os agentes.

414. A relevância da tributação deve-se a dois fatores: elevada representatividade no preço final e características do regime, marcado pelo federalismo e pela complexidade. Essa complexidade contribui para a assimetria de informações e compromete a eficiência operacional e a garantia à isonomia no tratamento tributário dos agentes.

415. Conforme BCG (2018), uma das consequências da complexidade do modelo tributário são tributações assimétricas para estados contíguos, as quais resultam em preços de mercado, por vezes, bastante distintos entre regiões fronteiriças. Essa situação, aliada à elevada carga tributária e às baixas margens em cada elo da cadeia, torna o segmento de combustíveis sujeito a fraudes e sonegação e acaba por estimular a concorrência desleal (assimétrica) e a figura do devedor contumaz.

416. Ainda segundo o estudo, práticas irregulares distorcem a lógica competitiva do livre mercado, uma vez que agentes que incorrem em práticas ilícitas conseguem oferecer produto com preço mais atrativo para o consumidor final, sem a contrapartida de maior eficiência ou produtividade em seus processos produtivos. Adicionalmente, geram-se outros efeitos nocivos para o setor, como, por exemplo, menor nível de investimentos e redução dos incentivos à entrada e permanência de empresas que competem via concorrência leal.

417. Outra consequência da complexidade do modelo tributário é a antecipação de tributos, notadamente ICMS, via substituição tributária na relação do produtor com o distribuidor, como forma de simplificar o procedimento de arrecadação frente à excessiva fragmentação do elo da revenda. No entanto, tendo em vista que a substituição utiliza, como regra, a média de valores de combustíveis vendidos no mercado, gera-se um desincentivo à precificação abaixo do preço fixado pelo governo e, potencialmente, aumento dos preços no mercado.

418. E para além dessa problemática, há que se analisar ainda a questão da substituição tributária no cenário pós desinvestimentos, com a entrada de novos players no elo do refino. Isso porque, atualmente, a Petrobras atua como praticamente única substituta tributária, o que, historicamente, conferiu segurança ao ente arrecadador e ao mercado. Todavia, com a fragmentação do segmento, esse papel também passará a ser exercido pelos novos incumbentes, gerando incertezas quanto aos seus resultados.

### *V.3. Estoques operacionais mínimos*

419. *A questão ora tratada buscou analisar em que medida a regulação vigente relativa a estoques operacionais mínimos mostra-se alinhada às premissas do mercado de combustíveis resultante após os desinvestimentos pretendidos pela Petrobras, no qual a estatal não mais atuará como garantidora de última instância do abastecimento nacional, tampouco exercerá a gestão e coordenação centralizada do fornecimento primário e dos estoques mantidos nesse elo da cadeia.*

420. *As análises procedidas durante a auditoria demonstram o risco de a regulação relativa a estoques operacionais mínimos não se apresentar totalmente harmonizada com a necessidade de garantia do abastecimento numa estrutura de mercado de refino fragmentada na oferta primária, após o fim da condição de monopolista da Petrobras.*

421. *Segundo CHAMBRIARD et al. (2020), a importância dos estoques estratégicos e reguladores de petróleo e derivados emergiu a partir dos choques do petróleo ocorridos na década de 1970, dada a relevância dessa commodity para a matriz energética mundial. Como reflexo desses eventos, vários países e organizações, como a Agência Internacional de Energia (AIE), no âmbito da OCDE, e a União Europeia, expediram regulamentações afetas ao tema. Os estoques estratégicos podem ser constituídos de petróleo ou seus derivados, havendo preferência por estoques na forma de óleo bruto, pois são mais baratos e de mais fácil armazenamento – derivados são mais corrosivos e se deterioram em menor prazo.*

422. *No Brasil, a Lei 8.176/1991 criou o Sinec, em meio ao contexto da crise mundial de abastecimento de petróleo decorrente da Guerra do Golfo. O Sinec, nos termos do Decreto 238/1991, foi constituído com o fim de assegurar a normalidade do abastecimento nacional de petróleo e seus combustíveis derivados, além de etanol para fins carburantes e compreende:*

*Art. 2º (...)*

*I - a "Reserva Estratégica", destinada a assegurar o suprimento de petróleo bruto e de álcool para fins carburantes quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave a oferta interna ou externa desses produtos;*

*II - os Estoques de Operação, destinados a garantir a normalidade do abastecimento interno de combustíveis derivados de petróleo, (...) em face de ocorrências que ocasionarem interrupção nos fluxos de suprimento e escoamento dos referidos combustíveis.*

423. *Distingue-se, assim, reserva estratégica e estoques de operação. A primeira consiste em ativo constituído por prazo indeterminado, adquirido e mantido pela União e disponível para utilização apenas para prevenção a restrição ou interrupção repentina, relevante e duradoura no suprimento de petróleo ou etanol, precedida de autorização do Presidente da República. Já os estoques servem à garantia de curto prazo da continuidade dos fluxos normais de abastecimento de derivados, entre eles gasolina, óleo diesel e GLP, sendo custeados com recursos dos próprios agentes econômicos. De se notar, portanto, que a legislação pátria não previu expressamente a constituição de reserva estratégica de derivados.*

424. *Com o advento da Lei do Petróleo, coube ao CNPE a competência para estabelecer diretrizes para a importação e exportação, com o fim de atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, e para assegurar o adequado funcionamento do Sinec (art. 2º, inciso V), cabendo à ANP fiscalizar seu funcionamento e cumprimento (art. 8º, inciso XIII) e exigir dos agentes regulados, desde que sob bases econômicas sustentáveis, a formação e manutenção de estoques mínimos de combustíveis, em instalação própria ou de terceiros, para fins de garantia do abastecimento nacional (art. 8º, parágrafo único).*

425. *No início dos anos 2000, estudo conduzido pela agência em parceria com a PUC-RIO, sob diretriz do CNPE, concluiu pela desnecessidade de o Brasil constituir estoques estratégicos*

*para petróleo, GLP, gasolina A, óleo diesel A, QAV e óleo combustível, tendo em conta o cenário de crescente produção de petróleo no Brasil. O trabalho baseou-se na relação entre o custo da formação e manutenção de estoque estratégico para o País e a potencial perda econômica associada à falta de determinado combustível, a partir de cenários de contingências que implicassem interrupções graves à oferta interna desses produtos – como greves – ou oferta externa – como guerras e embargos de países produtores. A partir de então, a atuação do MME concentrou-se na proposição de políticas para garantir quantidade e qualidade adequadas de derivados, sem a necessidade de se constituírem reservas estratégicas (GTP/SINEC, 2013 a 2019).*

*426. Todavia, no início da década de 2010, episódios de desabastecimentos de combustíveis levaram a ANP a criar, em 2012, o chamado Grupo de Avaliação dos Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis (GFL), com o objetivo de conduzir estudos para avaliar riscos que pudessem restringir ou interromper o abastecimento dos principais combustíveis no País, além de fornecer subsídios técnicos às políticas públicas que visassem à redução de gargalos logísticos e à garantia da segurança do abastecimento nacional.*

*427. Inicialmente, tratou-se de gasolina A e óleo diesel A e, em segundo momento, de GLP e combustíveis de aviação. O trabalho abrangeu mapeamento dos fluxos logísticos, identificação dos potenciais fatores de risco, mensuração de seu potencial impacto sobre os estoques de segurança de combustíveis e proposição de medidas mitigadoras.*

*428. À época, concluiu-se que a tendência de aumento das importações de combustíveis, decorrente do crescimento da demanda em descompasso com a capacidade de ampliação da produção doméstica, que já se encontrava próxima ao limite operacional, conjugada aos gargalos da infraestrutura logística de transporte e armazenagem, resultaria em alto risco de restrições ou interrupções no abastecimento local e regional. Ademais, o recurso à importação para suprimento da oferta interna, em níveis crescentes, tenderia a aumentar o tempo de ressurgimento e de certificação de combustíveis, isto é, o tempo entre a importação e a comercialização interna.*

*429. Nesse cenário e tendo em vista a premência de se garantir o abastecimento nacional, veio a lume a necessidade de se manterem estoques operacionais de combustíveis compatíveis com os fatores de risco incidentes sobre os fluxos logísticos. O objetivo era que os estoques, localizados o mais próximo possível dos mercados consumidores, servissem para mitigar os riscos logísticos enquanto ações de longo prazo, na forma de investimentos em infraestrutura, pudessem ser efetivamente implementadas.*

*430. Assim, no que atine aos combustíveis gasolina A e óleo diesel A e ao GLP, a ANP expediu as resoluções 45/2013 e 5/2015 (ANP, 2013c e 2015b), respectivamente, com atribuição de responsabilidade para produtores e distribuidores, proporcional aos respectivos mercados, parametrizada em dias de consumo – de três a seis dias – e respeitando características regionais que observam a distância do polo de fornecimento primário e o tempo de entrega observado.*

*431. Especificamente para o GLP, a capacidade de armazenamento dos distribuidores, à época, sobretudo na região Nordeste, era insuficiente para atender ao nível mínimo de estoque exigido na regulação. Como tentativa de solução para esse problema, previu-se a possibilidade de esses agentes utilizarem instalações autorizadas de produtor para comprovação dos seus estoques, até que se ampliasse o parque de armazenagem próprio. Sem embargo, a Resolução foi alvo de questionamento judicial e, desde então, liminar mantém suspensos seus efeitos.*

*432. Segundo a ANP (peça 47), desde sua implementação, os níveis de estoques mínimos para gasolina A, óleo diesel A e GLP, tomados de forma agregada, vêm sendo atendidos pelos agentes (produtores e distribuidores), inclusive em volumes a maior – justificados por necessidades operacionais em alguns polos de suprimento, por exemplo.*

433. *Todavia, os estoques operacionais dos distribuidores de GLP são insuficientes em momentos de restrição de suprimento, principalmente na região Nordeste, e o abastecimento somente é garantido graças à ação coordenada nacionalmente pela Petrobras, que, sendo praticamente a única supridora desse combustível no mercado brasileiro, estabelece seus níveis de estoque a fim de compatibilizá-los com sua operação regular e levando em conta sua posição dominante na cadeia de fornecimento primário (peça 47).*

434. *O monitoramento dos níveis de estoque ao longo da cadeia de produção e distribuição é feito pela ANP de modo predominantemente passivo e com defasagem temporal, por meio do recebimento de informações enviadas por arquivo ou planilhas eletrônicas mensalmente pelos agentes – no mês seguinte ao de referência. Periodicamente, a agência controla a adimplência do envio dos dados e analisa as informações recebidas.*

435. *Além desse procedimento regular, em casos de riscos de restrição ou interrupção das operações dos produtores, distribuidores ou operadores de terminais que impactem no abastecimento, há regras regulatórias (RANP 53/2015) que permitem à agência o requerimento de dados de forma mais tempestiva, inclusive em bases diárias. Tal recurso foi utilizado, por exemplo, por ocasião da greve dos caminhoneiros de 2018 e da recente crise decorrente da pandemia da Covid-19.*

436. *A par do GFL e da regulamentação sobre estoques operacionais mínimos implementada pela ANP, grupo de trabalho formado por representantes do MME, ANP, EPE e Petrobras (GTP/Sinec, formalizado pela Portaria MME 250/2014) vem atuando com o objetivo de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar anualmente o CNPE sobre o adequado funcionamento do Sinec e a necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol e estoques de operações de combustíveis.*

437. *Nesse sentido, desde 2013, tem-se ratificado a recomendação pela desnecessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo no Brasil, em razão de as projeções indicarem a consolidação do País como exportador líquido de óleo cru.*

438. *Relativamente aos combustíveis, vem-se ressaltando o papel dos estoques de operação na garantia do suprimento do mercado interno. Entretanto, desde 2017, GTP/SINEC (2013 a 2019) registra alertas ao CNPE de que, caso o Brasil volte a apresentar crescimento econômico significativo e não se verifique correspondente ampliação na capacidade nacional de refino, o aumento da dependência externa por derivados pode ensejar a necessidade de revisão da legislação, a fim de nela incluir previsão expressa de formação de reservas estratégicas de derivados de petróleo, vez que o dispositivo sobre formação de reservas estratégicas refere-se apenas a óleo cru e etanol combustível, não abrangendo derivados.*

439. *Demais disso, há recomendação de que a ANP avalie a conveniência e oportunidade de proceder à revisão das resoluções afetas aos estoques operacionais mínimos, tendo em vista a expectativa de mudança no mercado downstream a partir dos desinvestimentos dos ativos de refino e infraestrutura associada da Petrobras, o que resultará em nova conformação no fornecimento primário de derivados.*

440. *Pelos aspectos supra relatados, vê-se, portanto, risco de a regulação sobre estoques de combustíveis, no tocante aos níveis mínimos de estoques operacionais definidos nas RANPs 45/2013 e 5/2015, não se mostrar aderente aos contornos do mercado que se projeta após os desinvestimentos em curso pela Petrobras.*

441. *De início, impende ressaltar que sua elaboração, na primeira metade desta década, se deu sob premissas de baixo risco efetivo de desabastecimento do mercado nacional, sobretudo pelo contexto da histórica presença dominante e monopolista da Petrobras no elo do fornecimento primário, constituindo-se na maior produtora e importadora de derivados (ainda não se falava em*

desinvestimentos da Petrobras no refino). Essa posição preponderante favorecia à estatal a gestão coordenada e centralizada dos fluxos de suprimento e saldos dos estoques operacionais de combustíveis, atuando eficiente e tempestivamente em casos de atraso ou redução de fornecimento, inclusive com a alternativa de transferência e compensação entre polos e refinarias.

442. Além disso, previa-se que, a partir de 2015, teria início, no País, período de sucessivas entradas em operação de novas refinarias, com a construção da Rnest e Premiuns I e II, na Região Nordeste, e Comperj, no Sudeste, conforme indicavam os planos de investimentos da Petrobras (ANP, 2013a). Essas novas refinarias acrescentariam cerca de 1.200 kbp de processamento diário à capacidade de refino brasileiro, um incremento perto de 70%. Entretanto, essa previsão restou frustrada, em face principalmente dos escândalos de corrupção descortinados pela conhecida Operação Lava Jato, da Polícia Federal.

443. Como decorrência, apenas metade do projeto original da Rnest foi implantado – e com limitações – tendo o restante dos projetos sido definitivamente cancelados. Com mudanças posteriores nos planos de investimento da Petrobras, com vistas a otimização de portfólio, a estatal passou a priorizar o segmento de exploração e produção, em detrimento do downstream. Consequentemente, a redução de dependência externa do Brasil para combustíveis outrora projetada não se confirmou e, bem ao contrário, vem se acentuando ao longo da última década, atenuada tão somente por crises e eventos exógenos que acabam por afetar a demanda por combustíveis, tal qual a recente crise econômica desencadeada pela pandemia da Covid-19.

444. Outro fator é que o imbróglio jurídico que mantém suspensos os efeitos da RANP 5/2015 impacta sobremaneira a formação de estoques operacionais pelos distribuidores de GLP e, por conseguinte, a própria eficácia e efetividade da regulação. Na prática, os níveis agregados mínimos de estoques requeridos são mantidos pela Petrobras, que compensa o déficit causado pelo vácuo regulatório e garante, de fato, a regularidade do abastecimento.

445. Entretanto, a partir da fragmentação da oferta primária de combustíveis, pela entrada de novos players privados e a consequente saída da estatal de sua posição monopolista e garantidora em última instância do abastecimento nacional, não há garantia de que os novos incumbentes adotarão conduta semelhante quanto à manutenção de estoques em níveis a maior, especialmente para compensar os déficits concernentes ao GLP. Cada refinador será livre para definir sua política de estoques, desde que cumpridas as exigências mínimas contidas na regulação.

446. Ademais, o que hoje é feito de forma coordenada, integrada, eficiente e tempestiva pela Petrobras passará ao controle independente de vários atores e se sujeitará aos seus próprios juízos de racionalidade econômica, considerando que a manutenção de estoques implica custos aos agentes e que, portanto, é de se esperar que seja sopesada com os retornos logrados pelo fornecimento do combustível ao mercado, ainda que se assuma, por óbvio, ser este um interesse intrínseco aos agentes.

447. Esse entendimento é corroborado pela própria ANP, segundo a qual, no novo contexto de vários refinadores com atuação regional, torna-se importante a manutenção de estoques operacionais nas bases de distribuição, a fim de que possam ser utilizados em momentos de restrições ou interrupções no fornecimento primário de GLP, sem que haja impactos no abastecimento aos consumidores. Com esse propósito, a agência reconhece a necessidade da efetiva entrada em vigor da RANP 5/2015, atualmente suspensa por decisão judicial (peça 47).

448. Patente, portanto, que a evolução do contexto do mercado brasileiro de derivados faz emergir dúvidas quanto à adequação dos níveis mínimos de estoque atualmente estabelecidos frente às necessidades porvir do abastecimento de combustíveis, ao menos até que a novel conformação de agentes atinja novo equilíbrio operacional capaz de assegurar a regularidade da oferta de produtos nos diferentes polos.

449. *Nesse particular, registra-se que, malgrado a Agenda Regulatória 2020/2021 atualmente não conter qualquer previsão de revisão dos dispositivos em comento, a ANP mostra-se ciente de que o rearranjo do mercado de suprimento de combustíveis pode vir a requerer mudanças no arcabouço regulatório, especialmente para o GLP. In verbis:*

*torna-se necessária a avaliação do tema referente a estoques de GLP, por meio de inclusão na agenda regulatória, já moldada para novo mercado com vários refinadores distintos e sem a coordenação de suprimentos em nível nacional (como é feito atualmente pela PETROBRAS), que estabeleça critérios de formação de estoques mínimos de GLP ao longo desta cadeia, para que se preserve a garantia do abastecimento deste importante energético. (peça 47, p. 12).*

450. *Ademais, há previsão de que o Subcomitê Novo Cenário Downstream, no âmbito da Iniciativa Abastece Brasil, inicie, ainda em 2020, avaliação acerca dos normativos vigentes sobre estoques e a necessidade de seu aprimoramento, considerando a transição do segmento de refino para um quadro de pluralidade de agentes (peça 37).*

451. *A par dos aspectos sobre níveis de estoques, outro fator a se ressaltar é a sistemática de monitoramento adotada pela ANP, a qual carece de instrumentos que garantam tempestividade, eficácia e eficiência a sua atuação.*

452. *Nesse sentido, mister se faz ressaltar que, segundo PLURAL/LEGGIO (2019), em que pese a competência para implementar a política energética com ênfase na garantia do abastecimento ser da agência, na prática, os fluxos são regidos por contratos privados entre agentes que não detêm responsabilidade legal por assegurar o fornecimento ao mercado. E mais uma vez, a presença dominante da Petrobras serviu historicamente para amenizar esse fator, já que, na prática, a estatal encarregou-se da gestão coordenada do suprimento de combustíveis.*

453. *Todavia, dado o fim dessa capacidade de coordenação centralizada do abastecimento por um único agente após os desinvestimentos no setor, o papel do monitoramento pela ANP será fundamental para a mitigação tempestiva e eficaz de eventuais restrições ou interrupções nos fluxos, fazendo-se premente sua presença proativa, conforme reconhecido pela própria agência:*

*No que concerne à regularidade do abastecimento, cumpre destacar a importância do conhecimento da ANP referente aos dados de estoques de combustíveis. (...) Porém, o recebimento mensal desses dados, somado ao lapso temporal para o envio à ANP (...) dificulta para a agência o monitoramento efetivo do suprimento nacional de combustíveis.*

*Destarte, o recebimento de dados diários de estoques de combustíveis em distribuidores, terminais e produtores, torna-se notadamente relevante para que a ANP logre êxito no monitoramento do abastecimento de combustíveis e na adoção de ações para a mitigação de restrições ou interrupções nos fluxos logísticos. Para tanto, será necessário o desenvolvimento de solução tecnológica por parte da ANP, de modo que seja possível receber e armazenar esses dados.*

*(...) O acesso aos dados e a utilização de ferramentas que possibilitem a sua análise com eficiência constituem o amparo fundamental para a consecução da atribuição legal da ANP na busca da garantia do abastecimento de combustíveis e na proteção dos interesses dos consumidores. (peça 47, p. 10).*

454. *Como consequência de todos esses fatores supra relatados, aponta-se risco de ocorrência de situações pontuais de desabastecimento de combustíveis, resultante de eventual interrupção, restrição ou descompasso nos fluxos regulares de suprimento.*

455. *Esse risco mostra-se sobremaneira relevante em relação ao GLP, pois seu fornecimento ao mercado enfrenta situação crítica de frágil equilíbrio, devido à alta dependência externa e às limitações de infraestrutura, ainda mais prementes na Região Nordeste, onde o abastecimento acaba por demandar maior capacidade de armazenagem.*

456. *Soma-se a isso a saída da Petrobras do papel de garantidora de fato do abastecimento desse combustível e a judicialização da RANP 5/2015, que leva à inefetividade da regulação vigente e confere insegurança jurídica à formação de estoques operacionais pelos distribuidores desse derivado.*

457. *Por fim, registra-se que o Plano de Ação indicado pela ANP (peça 47) contempla propostas que visam à mitigação desses riscos, a saber, inclusão, ainda em 2020, da revisão da RANP 5/2015 na Agenda Regulatória e implementação, ao longo de 2021, de mecanismos e ferramentas voltados à obtenção, em tempo real, de dados relativos, entre outros, a estoques de combustíveis em distribuidores, terminais e produtores, com a correspondente aplicação da ciência de dados para geração de informações gerenciáveis passíveis de servirem como subsídios para o processo de tomada de decisão pelo órgão regulador.*

#### *V.4. Conclusão do Capítulo V*

458. *A regulação de acesso a terceiros a infraestruturas essenciais tem papel fundamental no aumento da competitividade no mercado de combustíveis, tendo em vista que a importação será, no curto prazo, a forma de se contestar a definição de preços nas regiões de influência das refinarias.*

459. *Conforme demonstrado no tópico “V.1”, a infraestrutura existente, em grande parte operada pela Transpetro, foi projetada tendo como principal objetivo escoar a produção das refinarias da Petrobras, assim como levar matérias-primas a essas unidades de produção. Isto é, a infraestrutura operada pela empresa não foi concebida para atendimento de múltiplos clientes de forma intensiva, como fazem os operadores logísticos independentes. Sendo assim, a Transpetro opera sua infraestrutura com o objetivo primordial de executar a logística implantada pelo seu carregador proprietário, a Petrobras.*

460. *Aliado a esse fator, identificaram-se aspectos regulatórios que não mitigam, mas potencializam tais efeitos deletérios, tais como a desarmonização das regulações de dutos e terminais aquaviários quanto a prazos, a ausência de previsão de limitação da preferência do proprietário nos terminais aquaviários, a falta de homogeneidade e transparência na divulgação das capacidades disponíveis, a ausência de submissão de negativas de acesso à ANP e a falta de consenso entre os órgãos governamentais acerca do nível de unbundling necessário para maximizar a concorrência no mercado resultante dos desinvestimentos da Petrobras.*

461. *Entendeu-se também como ponto relevante para a transição para um novo mercado de refino, a discussão acerca do papel da Transpetro no mercado de operadores logísticos. Conforme suscitado, ao mesmo tempo em que a empresa tem posição dominante no setor e tem a intenção de se tornar cada vez mais competitiva e aumentar o portfólio de clientes, possui limitações de investimento impostas pela Petrobras.*

462. *Nesse sentido, verificou-se que não houve discussão no âmbito do Abastecer Brasil acerca da possibilidade de orientação da Transpetro no sentido de ampliar o acesso de terceiros à infraestrutura por ela operada, desde que formalizados conforme determinação legal.*

463. *No que se refere à regulação afeta a preços, de modo geral, entendeu-se que a evolução do mercado de refino brasileiro vem consolidando os princípios da livre concorrência, em linha com o regime legal vigente desde 2002. Nesse sentido, a regulação afeta a formação e transparência de preço e defesa da concorrência, ao tempo em que é fruto dessa evolução, acaba por ratificá-la.*

464. *Entretanto, deve-se levar em conta que, se por um lado, a precificação a mercado é condição essencial para atração de investimentos privados e entrada de novos players no setor, de outro, ela expõe consumidores ao preço naturalmente resultante das condições de interação do*

*mercado, o que pode conflitar com a expectativa da sociedade por modicidade e estabilidade. Pode haver descompasso entre o timing e os objetivos pretendidos pela regulação – e resultados percebidos e alcançados – e a tendência ao imediatismo dos consumidores pouco habituados à dinâmica de preços livres, o que implica risco relevante de insatisfação social.*

*465. Ademais, a depender da intensidade desses conflitos sociais e seus reflexos no âmbito político, torna-se relevante o risco de que pressões setoriais ou exercidas por grupos de interesse resultem em intervenções governamentais futuras, o que poderia gerar incertezas no mercado e comprometer a atração de investimentos, a promoção da competitividade e o próprio êxito da transição para o novo mercado de refino.*

*466. Demais disso, subjazem aspectos relacionados à complexidade tributária das atividades que também podem comprometer o êxito do processo de transição para um mercado competitivo. Um exemplo é a antecipação de tributos, notadamente ICMS, via substituição tributária na relação do produtor com o distribuidor, que pode gerar um desincentivo à precificação justa por se utilizar, como regra, a média de valores de combustíveis vendidos no mercado. Ademais, esse risco pode ser ainda potencializado pela entrada de novos players no elo do refino após os desinvestimentos da Petrobras, com a tendência de maior insegurança arrecadatória pela multiplicidade de agentes obrigados a atuar como substitutos tributários.*

*467. Ressalta-se também que a ausência de mecanismos fiscais, como tributos ou fundos estabilizadores, para amortecimento da volatilidade intrínseca ao funcionamento normal do mercado, decorrente principalmente de variações de câmbio e do preço da commodity, expõe os consumidores brasileiros às flutuações do mercado, sujeitando-os a alta frequência de reajustes e elevação nos preços dos combustíveis, o que de igual forma agrava o risco de insatisfação social.*

*468. Relativamente aos estoques operacionais, eles têm servido ao objetivo de segurança no abastecimento de combustíveis no Brasil desde sua regulamentação. Todavia, a fragmentação do elo da oferta após os desinvestimentos da Petrobras e todas as mudanças resultantes dessa nova conformação do mercado fragilizam as premissas sob as quais se assenta a regulação vigente e a atuação da ANP, resultando em riscos de soluções de continuidade, com desabastecimentos pontuais e localizados, especialmente de GLP.*

*469. Há risco de a regulação sobre estoques de combustíveis, no tocante aos níveis mínimos de estoques operacionais definidos nas RANP 45/2013 e 5/2015, não se mostrar compatível com os contornos do mercado de combustíveis que se projeta após os desinvestimentos em curso pela Petrobras, visto não haver garantia de que os novos entrantes adotarão conduta semelhante à da estatal quanto à manutenção de estoques, especialmente em relação a déficits de GLP.*

*470. Essa situação impõe atenção aos órgãos competentes quanto à oportunidade de se reavaliar a adequabilidade do arcabouço legislativo e regulatório vigente frente aos riscos advindos da transição para o novo mercado de refino, inclusive no tocante à previsão de formação de reserva estratégica de combustíveis.*

#### *VI. Análise dos comentários dos gestores*

*471. Tendo em conta o ciclo da auditoria operacional e o que disciplina o Manual de Auditoria Operacional aprovado pela Portaria-Segecex 4/2010, o relatório preliminar da presente fiscalização (peça 52) foi encaminhado aos gestores do MME, ANP, EPE, Cade, Petrobras e Transpetro para que se manifestassem acerca dos cenários de riscos atinentes à transição em curso no mercado de refino apontados pela equipe de fiscalização. Todos apresentaram relevantes comentários (peças 67, 68, 73, 74, 77 e 80).*

*472. O relatório preliminar destacou oito riscos considerados mais relevantes pela equipe de auditoria, os quais foram o foco dos comentários dos gestores.*

473. De um modo geral, os jurisdicionados demonstraram ampla ciência dos cenários de riscos apresentados e concordaram com a situação encontrada nos achados da fiscalização, muito embora trouxeram ressalvas e novas informações consolidadas após o término dos exames de auditoria que, ainda que não alterem a percepção de risco indicadas no relatório, contribuem para sua melhor caracterização.

474. A ANP elaborou estudo no qual analisou os potenciais impactos da alienação dos ativos de refino e de infraestruturas associadas da Petrobras no abastecimento nacional de combustíveis (peça 78). Esse estudo serviu de base para elaboração do plano de ação consubstanciado na Nota Técnica Conjunta 25/2020/ANP (peça 47), que propôs e priorizou soluções para os principais problemas regulatórios identificados pela agência no âmbito do processo de transição do refino.

475. O plano de ação da ANP foi considerado pelo Subcomitê Novo Cenário Downstream do CT-CB, que publicou, em setembro de 2020, relatório de atividades contendo estudo sobre infraestrutura para movimentação de derivados de petróleo no contexto da alienação dos ativos de refino da Petrobras, realizado no âmbito da iniciativa Abastece Brasil com vistas à proposição de diretrizes a serem submetidas ao CNPE (ABASTECE BRASIL, 2020).

476. Esse robusto compêndio diagnóstico mostrou-se sinérgico e convergente aos cenários de riscos apontados no relatório de fiscalização do TCU. Além disso, trouxe a proposição de medidas que dão perspectiva positiva à mitigação dos riscos apontados.

477. Ressalta-se que as sugestões e os esclarecimentos apresentados pelos gestores acatados e julgados úteis para a melhor compreensão dos temas abordados foram incorporados diretamente ao texto do presente relatório. Ademais, a análise individualizada dos comentários referentes a cada risco apontado segue no Apêndice A deste relatório.

478. Ainda, destaca-se que a verificação dos compromissos assumidos pelos gestores para mitigação dos riscos apontados é ação permanente do planejamento da SeinfraPetróleo, não apenas no âmbito dos já citados processos de acompanhamento da carteira de desinvestimentos da Petrobras (TC 009.508/2019-8, TC 024.763/2020-9 e TC 024.764/2020-5), mas também na realização de futuras fiscalizações, tão logo a conveniência e oportunidade assim indicarem.

479. Dessa forma, verifica-se que a presente fiscalização cumpriu seus objetivos ainda no curso da ação de controle, não se julgando necessário outro encaminhamento por parte desta Corte de Contas, senão o envio de cópia deste relatório aos jurisdicionados ora fiscalizados e a outros órgãos e entidades do Governo Federal, a fim de subsidiá-los no cumprimento de seus respectivos misteres.

## VII. Conclusão Geral

480. A presente auditoria cuidou de mapear os riscos e as oportunidades relacionados à transição para o novo mercado de refino após os desinvestimentos de refinarias e infraestrutura logística associada pretendidos pela Petrobras. O escopo da fiscalização concentrou-se na iniciativa Abastece Brasil, criada pelo MME para articular as ações governamentais necessárias a essa transição.

481. Inicialmente, o Abastece Brasil priorizou o diagnóstico dos impactos da redução da presença da Petrobras no segmento de midstream e a estruturação da articulação entre os vários órgãos governamentais envolvidos. Superada essa fase, envidaram-se esforços para eliminação de barreiras operacionais e regulatórias para atração de novos atores, influenciando o próprio formato do desinvestimento pactuado com o Cade, em prol de maior competitividade nos mercados resultantes.

482. Também foram tomadas medidas indispensáveis à garantia do abastecimento nacional, como a indicação de portos públicos prioritários para concessão de arrendamento de terminais de graneis líquidos. Atualmente, a iniciativa se dedica à proposição de medidas voltadas ao aumento da competitividade e eficiência do abastecimento de combustíveis no Brasil.

483. A partir do diagnóstico da infraestrutura atual para suprimento e movimentação de gasolina, diesel e GLP, das projeções de oferta e demanda desses derivados, dos estudos sobre cenários de competitividade, da regulação aplicável e do levantamento das ações governamentais para a transição, vislumbram-se cenários de riscos em duas perspectivas: garantia do abastecimento e competitividade nos mercados resultantes.

484. Relativamente à primeira, tem-se que a infraestrutura existente para suprimento e movimentação de combustíveis líquidos atende à demanda atual, sobretudo devido ao modelo adotado pela Petrobras, que otimiza sinergias do sistema de abastecimento. Contudo, parte dela aproxima-se do limite operacional e poucos terminais aquaviários dispõem de infraestrutura adequada para viabilizar o esperado aumento das importações. Assim, a infraestrutura atual não comporta o crescimento projetado do mercado de combustíveis sem comprometimento do nível de serviço.

485. Ciente do aumento da dependência externa para suprimento de gasolina e diesel, pelo menos até que investimentos para ampliar a capacidade de produção nacional sejam realizados, o Governo Federal tem sido exitoso em articular ações para garantir o abastecimento pela alternativa da importação, por meio de arrendamentos de terminais de graneis líquidos em portos públicos e autorizações de terminais de uso privado, mitigando riscos de desabastecimento no médio prazo.

486. De modo diverso, a situação do GLP é crítica. A necessária importação desse derivado se concentra na Petrobras e sua infraestrutura para internalização e armazenagem é precária, sobretudo no Nordeste e Rio Grande do Sul. Tendo em vista a saída da estatal desses mercados e o fato dessa infraestrutura não compor o pacote de desinvestimentos, identifica-se risco relevante de interrupção do fornecimento de GLP nas regiões Sul e Nordeste.

487. Não mitiga o risco à garantia do abastecimento a situação dos estoques operacionais mínimos, cuja regulação foi construída sob premissas de baixo risco de desabastecimento, num contexto em que a dinâmica dos fluxos de suprimento era gerenciada pela Petrobras. A mudança nesse paradigma, a partir da diversificação de agentes no fornecimento primário e consequente perda da capacidade de coordenação nacional pela estatal, somada às projeções de aumento de dependência externa e à subsistência de imbróglgio jurídico que mantém suspensa a regulação de formação de estoques pelos distribuidores de GLP, reforçam o risco de desabastecimentos pontuais de combustíveis, mormente para esse derivado.

488. Tal situação impõe atenção quanto à necessidade de se reavaliar a adequabilidade do arcabouço legislativo e regulatório afeto ao tema, inclusive no tocante à previsão de formação de reserva estratégica de combustíveis.

489. No que tange à segunda perspectiva de riscos, a desejada competitividade nos mercados resultantes dos desinvestimentos muito depende do perfil dos adquirentes. É de se esperar que os novos agentes priorizem a maximização de seus resultados operacionais, implicando, por exemplo, alteração do mix de produtos refinados, esquema de refino, fator de utilização das refinarias ou mecanismos de formação de preços. Essa configuração só deve se consolidar após amadurecidas suas estratégias de negócio, o que não é esperado no curto prazo. A despeito disso, cabem considerações oportunas para aperfeiçoamento do planejamento público.

490. O atual desenho da infraestrutura de suprimento e movimentação de combustíveis não favorece a competição num mercado regido pela lógica de vários agentes. As refinarias, distantes

*entre si, tendem a se comportar como um monopólio dentro de sua zona de influência e a prevalência do modal rodoviário no transporte de combustíveis não favorece a competição entre elas. Nesse contexto, a importação, além de seu papel fundamental na garantia do abastecimento, figura como principal alternativa viável para contestação de preços nesses mercados.*

*491. A concorrência efetiva no elo do suprimento primário entre Petrobras, novos entrantes e importadores somente será possível a partir do desenvolvimento de um sistema logístico multimodal e de alto volume. Sem redução dos custos operacionais, as ineficiências do abastecimento continuarão a ser repassadas ao preço final dos combustíveis. Faz-se então necessária a reconfiguração da matriz de transporte de combustíveis pela ampliação do uso dos modos aquaviário, ferroviário e dutoviário.*

*492. Nesse cenário, a convergência das ações do Governo Federal aos objetivos da transição difere quanto ao modal. O setor portuário experimenta maior dinamismo, devido à reestruturação regulatória que resultou em programas de arrendamento e autorizações de terminais de granéis líquidos, os quais criam condições básicas para o aumento da competitividade no midstream. No setor ferroviário, embora haja expectativa de oportunidades em função de alvissareiros movimentos de modernização regulatória e incentivo a investimentos, não foram identificadas ações dirigidas ao maior aproveitamento desse modal no transporte de combustíveis. Quanto ao modal dutoviário, o mais eficiente entre os quatro, não há política pública estruturada para ampliação da malha existente.*

*493. Alerta-se, portanto, sobre a necessidade de criação de agenda pública para maior aproveitamento de modais de alto volume no transporte de combustíveis.*

*494. Até que novos investimentos em infraestrutura se consolidem, o acesso de terceiros a infraestruturas essenciais torna-se relevante para a promoção da competitividade. A infraestrutura existente, em grande parte operada pela Transpetro, foi projetada tendo como principal objetivo escoar a produção das refinarias da Petrobras, assim como levar matérias-primas a essas unidades de produção. Isto é, a infraestrutura operada pela empresa não foi concebida para atendimento de múltiplos clientes de forma intensiva, como fazem os operadores logísticos independentes. Sendo assim, a Transpetro opera sua infraestrutura com o objetivo primordial de executar a logística implantada pelo seu carregador proprietário, a Petrobras.*

*495. Aliado a esse fator, identificaram-se aspectos regulatórios que não mitigam, mas potencializam tais efeitos deletérios, tais como a desarmonização das regulações de dutos e terminais aquaviários quanto a prazos, a ausência de previsão de limitação da preferência do proprietário nos terminais aquaviários, a falta de homogeneidade e transparência na divulgação das capacidades disponíveis, a ausência de submissão de negativas de acesso à ANP e a falta de consenso entre os órgãos governamentais acerca do nível de unbundling necessário para maximizar a concorrência no mercado resultante dos desinvestimentos da Petrobras.*

*496. Outro ponto relevante para a transição para um novo mercado de refino é a discussão acerca do papel da Transpetro no mercado de operadores logísticos. Conforme suscitado, ao mesmo tempo em que a empresa tem posição dominante no setor e tem a intenção de se tornar cada vez mais competitiva e aumentar o portfólio de clientes, possui limitações de investimento impostas pela Petrobras. Nesse sentido, verificou-se que não houve discussão no âmbito do Abastecimento Brasil acerca da possibilidade de orientação da Transpetro no sentido de ampliar o acesso de terceiros à infraestrutura por ela operada, desde que formalizados conforme determinação legal.*

*497. A efetiva competitividade no setor de combustíveis é condição necessária para a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço e depende, essencialmente, da garantia de precificação a mercado. Nesse sentido, as ações envidadas pelo Governo Federal alusivas à*

*formação e transparência de preços se mostram compatíveis com a legislação e coerentes com os objetivos da transição.*

*498. Entretanto, remanesce risco residual inerente ao modelo de mercado sem intervenção estatal na formação dos preços. Até que mercados competitivos se consolidem, é possível que ineficiências sejam repassadas aos consumidores, gerando aumento de preço e risco de insatisfação social.*

*499. Ademais, não foram identificados, no curso da fiscalização, instrumentos públicos aptos a mitigar, de forma direta e imediata, os impactos resultantes de elevados aumentos de preços decorrentes das oscilações dos mercados internacionais, a exemplo daqueles ocorridos em 2018 que acabaram por motivar a greve dos caminhoneiros. Não se pode descartar, portanto, risco de novas instabilidades sociais.*

*500. A par dos pontos afetos a infraestrutura e regulação, subsistem aspectos tributários que favorecem práticas anticompetitivas de sonegação fiscal e adulteração de combustíveis, impactam a formação dos preços dos derivados e podem comprometer o êxito do processo de transição e consolidação da competitividade no mercado de combustíveis.*

*501. Por todo exposto, estima-se serem baixos os riscos de apagão no abastecimento de combustíveis líquidos após o desinvestimento dos ativos de refino e logística associada da Petrobras, muito embora não se descartem desabastecimentos localizados nos primeiros momentos pós desinvestimentos. Também não há que se esperar aumento na eficiência do sistema do abastecimento de combustíveis no curto prazo, motivo pelo qual subsiste risco considerável de formação de mercados pouco competitivos logo após a saída da Petrobras, com consequente possibilidade de aumento de preços para os consumidores, tanto maior quanto as dificuldades de suprimento de regiões mais remotas. Esse risco só poderá ser mitigado no médio e longo prazo, com investimentos para ampliação na malha dutoviária, elevação do nível de serviço do sistema ferroviário e investimento em terminais multimodais e a consequente consolidação da dinâmica competitiva no mercado.*

*502. Os jurisdicionados, de modo geral, demonstraram ampla ciência dos cenários de riscos apresentados e concordância com a situação encontrada nos achados da fiscalização, muito embora trouxeram ressalvas e novas informações consolidadas após o término dos exames de auditoria que, ainda que não alterem a percepção de risco indicadas no relatório, contribuem para sua melhor caracterização. Além disso, os jurisdicionados lograram êxito em demonstrar diligência no endereçamento de alternativas para mitigá-los, assim assumindo compromisso em solucioná-los.*

*503. Desta forma, a presente fiscalização cumpriu seus objetivos ainda no curso da ação de controle, não se julgando necessário outro encaminhamento por parte desta Corte de Contas, senão o envio de cópia deste relatório aos jurisdicionados ora fiscalizados e a outras entidades, a fim de subsidiá-los no cumprimento de seus respectivos misteres. A verificação da efetividade das medidas para mitigação dos riscos apontados será objeto de ações de controle futuras, a serem realizadas tão logo a conveniência e oportunidade assim indicarem.*

*504. Por fim, tendo a vista a complexidade e as incertezas envolvidas, destaca-se que a transição no segmento de refino perpassa processo de contínuo aprendizado e adaptação do setor, bem como de aprimoramento regulatório, que deve perdurar mesmo após finalizados os desinvestimentos. Assim, é necessário não apenas manter, mas ampliar os esforços da iniciativa Abastece Brasil, e que a Corte de Contas continue presente no curso dessa transição.*

#### *VIII. Proposta de encaminhamento*

*505. Ante todo o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, propondo:*

505.1. *enviar cópia do presente relatório às comissões permanentes de Serviços de Infraestrutura (CI), de Transparência, Governança, Fiscalização e Controle e Defesa do Consumidor (CTFC) e de Assuntos Econômicos (CAE) do Senado Federal, às comissões permanentes de Minas e Energia (CME), de Viação e Transportes (CVT), de Fiscalização Financeira e Controle (CFFC), de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços (CDEIS) e de Defesa do Consumidor (CD) da Câmara dos Deputados, à Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização (CMO), ao Conselho Nacional de Política Energética, ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Infraestrutura, ao Ministério da Economia, à Casa Civil da Presidência da República, à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, à Secretaria Nacional de Portos e Transportes Aquaviários, à Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos, à Empresa de Pesquisa Energética, à Empresa de Planejamento e Logística, ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica e à Petrobras, a fim de subsidiá-los nas suas respectivas funções institucionais, com os seguintes destaques atinentes à transição em curso no mercado de refino:*

*a) risco relevante de interrupções de fornecimento de GLP, especialmente nas regiões Sul e Nordeste, dada sua situação de dependência externa, da criticidade de sua infraestrutura para internalização e armazenagem e sua dependência relativamente à Petrobras e do prenúncio da saída da estatal desses mercados;*

*b) risco de que a regulação sobre estoques de combustíveis, especificamente as Resoluções ANP 45/2013 e 5/2015, não se mostre compatível com os contornos do mercado de combustíveis que se projeta após os desinvestimentos em curso pela Petrobras, tendo em vista a desatualização das premissas que embasaram sua elaboração e a ausência de garantia de que os novos entrantes adotarão conduta semelhante à da estatal quanto à manutenção de estoques, especialmente em relação a déficits de GLP, o que poderá comprometer a garantia do abastecimento;*

*c) risco de não haver concorrência efetiva no elo do suprimento primário entre Petrobras, novos entrantes e importadores, dada à incipiência de um sistema logístico multimodal e de alto volume e às dificuldades para se efetivar, na prática, o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, inobstante a regulação vigente;*

*d) risco de que a regulação de acesso a terceiros seja inefetiva após a transição para o novo mercado de refino, não produzindo o efeito esperado de maximizar o uso da infraestrutura essencial e permitir seu uso não discriminatório por qualquer interessado, observada a preferência do proprietário, resultando em restrições à competitividade no mercado resultante;*

*e) risco de que a atuação da ANP sobre eventuais dificuldades de acesso imposta pelo detentor da infraestrutura não se dê de forma célere, tempestiva e eficiente e não seja capaz de garantir o enforcement necessário no que tange à concessão de acesso em casos de conflito;*

*f) risco de que a permanência da posição dominante da Transpetro na operação logística de dutos e terminais, somada à manutenção de sua condição de subsidiária integral da Petrobras, constitua barreira ao compartilhamento das infraestruturas essenciais para a movimentação de combustíveis mesmo após os desinvestimentos, comprometendo o desenvolvimento da competitividade nesse mercado;*

*g) risco de insatisfação social frente a possíveis aumentos de preços, sobretudo no curto prazo, tendo em vista o modelo de mercado sem intervenção estatal na formação dos preços, a ausência de mecanismos de suavização de volatilidades e a possibilidade de que ineficiências sejam repassadas aos consumidores até a consolidação de mercados competitivos;*

505.2. *encerrar o presente processo, tendo em vista o cumprimento do objetivo para o qual foi constituído, com fulcro no art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.*

*Apêndice A – Detalhamento da análise dos comentários dos gestores*

1. *O presente apêndice registra análise detalhada dos comentários mais relevantes dos gestores acerca dos riscos apontados, assim como das medidas mitigadoras apresentadas.*

*Risco relevante de interrupções no fornecimento de GLP*

2. *Sobre o risco de interrupção de fornecimento de GLP, dado pela associação da concentração de precária infraestrutura na Petrobras com a judicialização da RANP 5/2015, tanto ANP quanto MME manifestaram ampla ciência da situação, possíveis implicações e solução para sua mitigação. O tema é objeto do plano de ação da ANP (peça 47, p. 14 a 16), assim como do relatório de atividades do Subcomitê Novo Cenário Downstream (ABASTECE BRASIL, 2020).*

3. *Em síntese, ANP e MME vislumbram que as infraestruturas e sistemas críticos para o abastecimento nacional de GLP não incluídos nos planos de alienação de ativos da Petrobras continuem a ser providas pela estatal, enquanto não houver outros agentes ofertando esses serviços. Ou seja, até que o novo mercado de refino se consolide, em prazo esperado de três anos, a Petrobras seria incumbida, por meio de diretriz a ser formulada pelo CNPE, a continuar garantindo o abastecimento nacional de GLP. Também se propõe maior publicidade das informações de utilização das infraestruturas e sistemas críticos para o abastecimento de GLP, possibilitando a oferta de serviços a terceiros na capacidade remanescente (peça 73, p. 2-3).*

4. *Outra ação em andamento destacada pelo MME é a elaboração de diretrizes a serem submetidas ao CNPE voltadas para o monitoramento e a coordenação do abastecimento nacional de combustíveis. O foco principal seria apontar como interesse da política energética nacional, o desenvolvimento de ferramentas pela ANP que possibilitem o monitoramento e a coordenação do abastecimento, tanto eletrônicas - com dados e informações em tempo real - quanto de procedimentos para atuação da agência em situações de risco de restrição ou interrupção no abastecimento (peça 73, p. 3).*

5. *Anotou o MME que essas medidas mitigariam os riscos de desabastecimento de GLP identificados pelo TCU, pois confeririam maior segurança com relação à manutenção das infraestruturas definidas como críticas, especialmente nas Regiões Nordeste e Sul do País, e proporcionariam melhoria da atuação da ANP para adequação do novo cenário downstream (peça 73, p. 3).*

6. *A Petrobras relativizou a criticidade da situação ao aduzir a existência de alternativas às distribuidoras para importação ou cabotagem de GLP no Rio Grande do Sul e para internação de GLP importado ou cabotado em Pernambuco (peça 77, p. 4). Também destacou seu esforço em dotar todo o sistema logístico, especialmente o remanescente ao desinvestimento (região Sudeste), de condições de absorver o aumento de movimentação de GLP decorrente da produção das UPGN, pela ampliação de terminais e ampliação e melhorias no sistema de dutos (peça 77, p.3).*

7. *A Petrobras ainda destacou a revisão da sua política de preços de GLP de uso residencial, que passou a adotar como referência o preço de paridade de importação e reajustes realizados sem periodicidade definida, de acordo com as condições de mercado, e igualou os preços de GLP de uso residencial e de uso comercial/industrial, antecipando os efeitos da RCNPE 17/2019, que, a partir de março de 2020 extinguiu a diferenciação de preços de GLP por segmento. Essa diferenciação era apontada pelo mercado como entrave aos investimentos em infraestrutura e inibidor de importações de GLP (peça 77, p. 6).*

8. *Desse modo, assim como ocorreu no mercado de diesel e gasolina, quando foram criadas condições ao mercado de ter retorno nos seus investimentos com o alinhamento de preços*

ao mercado internacional, despertando o interesse dos detentores do mercado em investir em infraestrutura logística, para o GLP o caminho seria semelhante. Para a estatal, já haveria ações no sentido de implementar melhorias no segmento de GLP, fazendo com que os preços do produto sejam mais justos para o produtor e para o importador e reduzindo o risco de fornecimento do produto (peça 77, p. 8).

9. Embora o risco apontado subsista, pelo menos até que as ações indicadas sejam implementadas, o quadro relatado pelos jurisdicionados se mostra alentador. A permanência da Petrobras como garantidora do abastecimento de GLP até que o novo mercado se consolide reduz sobremaneira a possibilidade de desabastecimentos de curto prazo. Para o longo prazo, os investimentos em ampliação da produção de GLP em UPGN e infraestrutura logística de movimentação associada anunciados pela Petrobras, os leilões de arrendamento de terminais de GLP programados e os primeiros sinais de resposta do mercado às mudanças regulatórias já promovidas pelo Governo Federal são promissores para a criação de um novo mercado de GLP sem precedente no País.

*Risco de que a regulação sobre estoques de combustíveis não se mostre compatível com os contornos do mercado de combustíveis que se projeta após os desinvestimentos*

10. Por ocasião da fase dos comentários dos gestores, a ANP manifestou sua concordância com esse risco, enfatizando que o tema já está sendo endereçado pela agência, conforme plano de ação constante da peça 47 e apresentado a esta Corte de Contas no curso da auditoria (peça 67).

11. O regulador ressaltou apenas que os estoques operacionais de gasolina e óleo diesel, no novo contexto de vários refinadores com atuação regional, são menos críticos que os estoques operacionais de GLP, especialmente no tocante à capacidade de armazenagem em bases de distribuição e terminais aquaviários.

12. Adicionalmente, informou que foi constituído grupo de trabalho para, no prazo de noventa dias, contados de meados de setembro último, estudar mecanismos para a implementação do recebimento dos dados diários dos estoques de combustíveis em bases, terminais e unidades de produção, bem como dos dados mensais de estoques de petróleo.

13. O MME, por sua vez, esclareceu que a problemática dos estoques de combustíveis é um dos temas prioritários que compõem a agenda de trabalho do CT-CB para o ano de 2020 e que seus estudos já estão sendo iniciados pelo Comitê, após finalizados os demais trabalhos relativos a comercialização de biodiesel e infraestrutura (peça 73).

14. Demais disso, informou que o CT-CB está elaborando, conforme supra relatado, diretrizes a serem propostas ao CNPE voltadas ao monitoramento e à coordenação do abastecimento nacional de combustíveis. Visa-se, com isso, direcionar o desenvolvimento de ferramentas capazes de tornar a atuação da ANP mais tempestiva e efetiva, por meio de coleta e tratamento de dados e informações, em tempo real (ou outra periodicidade aplicável), além de outros procedimentos para atuação da agência em situações de risco de restrição ou interrupção no abastecimento de combustíveis.

15. Desse modo, nota-se que os comentários recebidos foram ao encontro dos apontamentos feitos pela equipe contidos no relatório preliminar e ponderaram que providências já estão sendo tomadas para a mitigação desse risco.

16. De fato, conforme já disposto no relatório preliminar, plano de ação encaminhado ao TCU pela ANP (peça 47) contempla proposta para incluir na Agenda Regulatória, ainda em 2020, a revisão da RANP 5/2015, que instituiu a obrigatoriedade de formação de estoques operacionais por produtores e distribuidores de GLP. Além disso, a agência também fez constar proposta de implementação, ao longo de 2021, de mecanismos e ferramentas voltados à obtenção, em tempo

*real, de dados relativos, entre outros, a estoques de combustíveis em distribuidores, terminais e produtores, com a correspondente aplicação da ciência de dados para geração de informações gerenciáveis passíveis de servirem como subsídios para o processo de tomada de decisão pelo Órgão Regulador.*

*17. Dessa forma, entende-se como positivas as perspectivas para mitigação desse risco, motivo pelo qual não se julga necessário outro encaminhamento senão a manutenção do destaque ao risco ora tratado, nos termos já propostos no relatório preliminar, não sendo necessário outro tipo de encaminhamento.*

*Risco de que os incrementos previstos nos programas de licitações e autorizações não se harmonizem às necessidades projetadas no tempo para cada região*

*18. A partir da apreciação do relatório de atividades do SCT Novo Cenário Downstream e de contato com gestores do MME, a equipe de fiscalização adquiriu nova percepção de que o risco de os incrementos previstos nos programas de licitações e autorizações não se harmonizarem às necessidades projetadas no tempo para cada região é mais baixo do que o apontado.*

*19. O capítulo 5 do indigitado relatório dedica-se à identificação de infraestrutura portuária e dutoviária que pode ser desenvolvida. O relato remete ao Plano Nacional de Logística Portuária - PNLN do Minfra, que traz os conjuntos de portos organizados (públicos) e terminais privados geograficamente próximos entre si, denominados clusters portuários. Nesse instrumento de planejamento público consta um primeiro nível de conciliação entre as projeções de capacidade e demanda portuária para operações de granéis líquidos (ABASTECE BRASIL, 2020, p. 118-124).*

*20. O PNLN aponta para um déficit entre a capacidade atual de movimentação de granéis líquidos e as projeções de demanda de 21 milhões de toneladas somente a partir de 2035, chegando a 137 milhões de toneladas até 2060, detalhado para cada um dos treze clusters portuários brasileiros. À semelhança do presente relatório, o plano consigna listagem dos arrendamentos portuários de granéis líquidos licitados e a licitar, contendo a expectativa de acréscimo de capacidade estática de armazenagem e valor do investimento.*

*21. Esclareceu o MME que um maior detalhamento da conciliação entre capacidade e demanda portuária, que considere o cronograma de partida de cada terminal licitado ou autorizado é operacionalmente bem mais complexa do que aventado no relatório preliminar de fiscalização. Para fins de avaliação do risco apontado e aplicabilidade no planejamento público, o controle espacial e temporal dos acréscimos de capacidades estáticas de armazenagem advindos de arrendamentos ou autorizações portuárias deveriam ser simulados em confronto a diversos outras métricas, tais como disponibilidade de atracação, capacidade de descarga e outras.*

*22. A definição da informação, papéis e responsabilidades para aquisição e processamento desse tipo de informação para uso no planejamento público está em discussão pelo Comitê Interministerial de Planejamento da Infraestrutura, no âmbito do Plano Integrado de Longo Prazo da Infraestrutura do Governo Federal, instituído pelo Decreto 10.526, de outubro de 2020. A este comitê compete promover a compatibilidade e a integração entre as políticas e os planejamentos setoriais que compõem a infraestrutura do Governo Federal.*

*23. Com base nesses argumentos, verifica-se que a caracterização desse risco apontado em sede de relatório preliminar de fiscalização não abarca o requisito de assertividade que pauta a elaboração de relatórios de fiscalização do TCU, tampouco os pressupostos para formulação de proposta de recomendação elencados no inciso II, do §2º, do art. 11, da Resolução-TCU 315/2020. Por essa razão, a equipe de fiscalização julgou adequado retirar o apontamento do referido risco da versão final do relatório de fiscalização.*

*Risco de não haver concorrência efetiva no elo do suprimento primário entre Petrobras, novos entrantes e importadores*

24. *Segundo a Petrobras, em que pese cada refinaria possuir uma área de influência natural em suas cercanias, na qual possui vantagem competitiva local, não haveria que se falar em monopólios regionais, nos quais seria possível aumentar preços indiscriminadamente, sem qualquer contestação concorrencial de importação ou de produção de outras refinarias. Pelo contrário, uma vez que as distribuidoras comparam os preços dos diversos fornecedores e os respectivos custos logísticos associados para escolher a alternativa de suprimento mais econômica, a introdução de outros agentes refinadores, cada um buscando maximizar seus resultados, aumentaria a concorrência interna e contribuiria para a evolução do mercado (peça 77, p. 7).*

25. *Para a estatal, o risco da não concorrência no suprimento primário seria próprio deste negócio, principalmente nos produtos os quais o país é importador. As franjas de competição, como demonstrado no relatório preliminar, se formariam nas zonas limítrofes das áreas de influência das refinarias, uma vez que na região próxima à refinaria nenhum outro agente econômico conseguiria ter menor custo que o próprio refinador local, o qual tenderá a dominar esse mercado mais próximo. Isto seria natural e ocorre na prática em todos os demais países, salvo raras e específicas exceções (peça 77, p. 9).*

26. *Ademais, acrescentou a Petrobras que a evolução para um mercado aberto de downstream no Brasil deveria necessariamente equilibrar duas forças antagônicas: (i) estímulos ao investimento (segurança quanto a um mínimo retorno sobre o capital) e segurança jurídica e (ii) implementação de nível de competição com viabilização da maior quantidade de fontes de suprimento viáveis. (peça 77, p. 9).*

27. *Sobre esse risco, a ANP apenas ponderou que, no que concerne aos terminais aquaviários, faz-se necessária a revisão da regulação vigente (PANP 251/2000), que regula o acesso de terceiros a terminais aquaviários, conforme plano de ação elaborado pela agência (peça 67, p. 2). Essa revisão regulatória já se encontra em andamento e está sendo conduzida no âmbito da Consulta e Audiência Públicas 1/2020.*

28. *O MME consignou que a decisão de investimentos, seja em terminais aquaviários, dutovias ou outros, é de livre iniciativa e, portanto, o papel do Estado é a promoção de políticas públicas e ações que contribuam para um ambiente de negócios pautado na estabilidade, previsibilidade e governança, não cabendo atuação direta na definição dos investimentos a serem realizados no setor (peça 73, p. 4).*

29. *Nesse sentido, destacou que a concorrência já é percebida no fornecimento primário de gasolina e óleo diesel, com a presença de múltiplos agentes, em diversos portos, resultante principalmente de investimentos em TUP para importação de combustíveis, principalmente a partir de 2016, com a prática de preços alinhados ao mercado internacional (peça 73, p. 4-5).*

30. *O MME reforçou a importância da consolidação da prática de preços livres, do estímulo à transparência dos preços e de outros aprimoramentos e simplificações regulatórias, a exemplo da revisão da PANP 251/2000, que está sendo conduzida pela ANP, e outras iniciativas recentes do Governo Federal com vistas a promover a simplificação regulatória, transparência, disponibilidade de dados e informações e melhoria nos processos de tomada de decisão para edição de atos normativos, tais como a Lei de Acesso à Informação (Lei 12.527/2011), Lei da Liberdade Econômica (Lei 13.874/2020) e o Decreto 10.411/2020, que regulamenta a análise de impacto regulatório (peça 73, p. 4-5).*

31. *Além disso, citou as diretrizes ao CNPE que estão sendo propostas no âmbito do CT-CB como medida que contribuirá para estimular a entrada de novos agentes e atrair investimentos,*

por meio da redução da assimetria de informação entre órgão regulador e agentes regulados (peça 73, p. 4-5).

32. *A atração de investimentos para desenvolvimento de infraestrutura também foi tratada no relatório do Subcomitê Novo Cenário Downstream, que destacou o REIDI e os Projetos Prioritários para fins de emissão de debêntures incentivadas como políticas públicas concebidas para fomentar a implantação de infraestrutura em diversos setores. O Subcomitê, todavia, reconhece que há possibilidade de aprimoramentos nessas políticas, no sentido de incluir categorias de infraestrutura atualmente não elencadas nos normativos vigentes, como o segmento de refino e distribuição de GLP. Dessa forma, o relatório recomendou avaliação da conveniência e oportunidade desses aprimoramentos regulatórios, de forma a garantir atração de investimentos privados para o desenvolvimento do mercado de combustíveis.*

33. *Os gestores da EPE, em contato com a equipe de fiscalização, enfatizaram as mudanças estruturais no planejamento energético que contribuirão para criação de um ambiente concorrencial. EPE (2020b), plano diretor da EPE aprovado em outubro de 2020, traz os projetos e programas aprovados para o horizonte 2020-2023.*

34. *Entre eles, destaca-se, primeiramente, o novo modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (Plandepe), desenvolvido para realizar análises sobre o parque nacional de refino em diferentes contextos e que passará a considerar não apenas a garantia de abastecimento, mas também a competitividade, na indicação de oportunidades de investimento no setor de energia. Também há o Plano Indicativo de Oleodutos (PIO), o qual, após sua finalização, será importante instrumento de indução dos investimentos para promoção da competitividade no mercado de combustíveis líquidos, indicando possíveis oportunidades de investimentos em oleodutos.*

35. *Por fim, o Cade manifestou-se sobre o tema, ressaltando que, nos termos do TCC assinado, cabe à Petrobras preservar a viabilidade e a competitividade dos ativos desinvestidos e que, no curso do processo de desinvestimento, haverá um instrumento contratual entre a Petrobras e o adquirente – Transition Service Agreement – que pode facilitar o momento de transição para um mercado competitivo (peça 69).*

36. *Em síntese, para os gestores da ANP e MME, a dinâmica concorrencial nos mercados regionais que surgirão no período pós-alienação dependerá, dentre outros fatores: (i) da política de formação de preços com paridade internacional e regida por lógica comercial; (ii) da efetivação de acesso amplo e não discriminatório às infraestruturas; (iii) da qualificação dos agentes que adquirirem os ativos; e (iv) do novo racional de mercado para formação de preços.*

37. *De um modo geral, verifica-se que o cenário de riscos à concorrência no elo do suprimento primário de combustíveis pós desinvestimento dos ativos da Petrobras apontado no relatório preliminar é percebido pelos gestores como consequência natural e inafastável do processo de transição. Para eles, a dinâmica de reconfiguração do novo mercado seria mais complexa do que aquela considerada nos estudos promovidos pelos agentes de mercado referenciados no relatório da fiscalização e os benefícios de uma concorrência mais efetiva no segmento downstream não necessariamente seriam alcançados imediatamente após a alienação dos ativos da Petrobras.*

38. *A percepção de risco, embora subsistente, é mitigada a partir de uma visão mais ampla sobre a dinâmica futura do novo mercado, sobretudo considerada a efetividade das medidas já tomadas no âmbito da iniciativa Abastecer Brasil para criação de condições de mercado favoráveis. Os gestores destacaram que os investimentos já estão acontecendo, sendo esse um sinal positivo à mitigação do risco apontado no relatório de fiscalização.*

39. *Com base nos comentários apresentados contata-se não apenas a ampla ciência dos jurisdicionados sobre as diversas nuances relacionadas à competitividade nos mercados resultantes dos desinvestimentos, mas também ação diligente no sentido de criar as condições para mitigar os riscos relacionados e atingir os objetivos da Política Energética Nacional.*

40. *Assim, considerando os objetivos de fiscalização, não se faz necessário outro encaminhamento por parte da Corte de Contas, senão sua ampla divulgação.*

*Risco de que a regulação de acesso a terceiros seja inefetiva após a transição para o novo mercado de refino*

41. *A ANP manifestou concordância com os apontamentos realizados no relatório preliminar, ressaltando o teor do plano de ação elaborado pela agência voltado para a revisão da PANP 251/2000, a qual encontra-se em andamento. Ressaltou também que, em relação ao livre acesso, a regulação está restrita a terminais aquaviários e a dutos de transporte (peça 47).*

42. *O MME ponderou que o processo de revisão do ato normativo sobre acesso a terminais aquaviários tem recebido contribuições valiosas de órgãos governamentais, agentes regulados e demais interessados. Ainda, o ministério destacou estar confiante com o trabalho desenvolvido pela ANP e ressaltou que o monitoramento após a vigência da nova norma e a análise dos resultados regulatórios são essenciais para sua validação.*

43. *Dessa forma, entende-se que há ciência por parte dos órgãos citados do risco apontado no relatório preliminar, além de haver também medidas que objetivam mitigá-los no curto prazo. No entanto, em que pese o fato de os agentes se mostrarem diligentes, ainda não há uma solução implementada para o risco ora tratado. Por isso, opta-se por manter o apontamento de risco realizado no relatório preliminar de auditoria.*

*Risco de que a atuação da ANP sobre eventuais dificuldades de acesso imposta pelo detentor da infraestrutura não se dê de forma célere, tempestiva e eficiente*

44. *A ANP novamente manifestou concordância com os apontamentos realizados no relatório preliminar, ressaltando o teor do plano de ação elaborado pela agência voltado para a revisão da ANP 251/2000, a qual encontra-se em andamento (peça 47).*

45. *Ressaltou ainda que, em 28/9/2020 e 05/10/2020, realizou seminários com os agentes econômicos que operam no abastecimento nacional de combustíveis, com o objetivo de identificar regras simples e claras sobre livre acesso, direito de proprietário e outros temas contemplados na revisão da PANP 251/2000, de forma a mitigar riscos de conflitos após sua implementação.*

*Risco de que a permanência da posição dominante da Transpetro constitua barreira ao compartilhamento das infraestruturas essenciais para a movimentação de combustíveis*

46. *A ANP manifestou concordância com os apontamentos realizados no relatório preliminar, ressaltando o teor do plano de ação elaborado pela agência voltado para a revisão da ANP 251/2000, a qual encontra-se em andamento (peça 47).*

47. *Já o MME entende que mais importante que a permanência da Transpetro em posição dominante na operação logística de dutos e terminais, ou mesmo sua condição de subsidiária integral da Petrobras, é o efetivo acesso de terceiros à infraestrutura existente.*

48. *A Transpetro não entende que sua posição dominante no mercado represente barreira ao compartilhamento de infraestruturas essenciais. Em linhas gerais, argumenta que não foi responsável por gargalos ou barreiras à entrada de novos agentes no mercado de combustíveis (peça 74, p. 12-13).*

49. *Ademais, a empresa aduziu que a regulação do acesso a terceiros a ser implementada pela ANP deve levar em conta as características próprias de cada terminal aquaviário. De acordo*

com a Transpetro, o propósito desses terminais varia de acordo com o objetivo para o qual foi concebido. Alguns atuam exclusivamente para regular estoques de refinarias, já outros atuam com o propósito específico de prestar serviços logísticos, como a internalização de derivados importados ou transportados via cabotagem (peça 74, p. 3).

50. A partir desse entendimento, a Transpetro ponderou que o estabelecimento de uma métrica relativa à preferência do proprietário atrelada às capacidades dos terminais pode causar prejuízo à operação dessas estruturas.

51. Por isso, de acordo com a empresa, não seria possível estabelecer um tratamento regulatório único a todos os terminais existentes, sendo necessário avaliar cada caso concreto para decidir a melhor regulação aplicável.

52. Deve-se ressaltar a relevante perspectiva trazida pela empresa no âmbito de sua manifestação. No entanto, entende-se que a questão concorrencial nos terminais aquaviários, fundamental para a contestação de preços nas áreas de influência das refinarias e para a não formação de monopólios regionais, assim como os argumentos trazidos, fazem parte do debate a ser travado no âmbito das discussões sobre a revisão da PANP 251/2000, em andamento.

53. Em outro ponto dos comentários, a Transpetro anotou que, diferentemente dos dutos, os terminais aquaviários não devem ser classificados como infraestrutura essencial e, portanto, não devem ser objeto de intervenção regulatória (peça 74, p. 7-8).

54. Para defender seu posicionamento, a empresa aduziu que, para uma infraestrutura ser considerada uma *essential facility*, deve ser avaliada a possibilidade desta infraestrutura, ainda que relevante para um determinado setor, ser substituída por uma alternativa funcional. Além disso, deve ser provado que o não fornecimento do acesso à instalação não gera apenas prejuízos econômicos ou inconveniências, mas torna o fornecimento do serviço impraticável. Por isso, tendo em vista os investimentos recentes em terminais aquaviários, estes ativos não poderiam ser classificados como *essential facility*.

55. Segundo a Transpetro, a concessão de acesso poderia vir a representar uma violação dos direitos privados, resultar em desincentivo à inovação e ao investimento e gerar um comportamento de “carona” por parte dos concorrentes.

56. Verifica-se que o procedimento apontado para caracterizar a existência de uma *essential facility* trazido pela empresa se coaduna com ensinamentos doutrinários afetos à doutrina das infraestruturas essenciais e espelha o procedimento adotado em países como os Estados Unidos, conforme pode-se verificar em levantamento de experiências internacionais realizado no âmbito do Abastece Brasil (2019).

57. Entretanto, no Brasil, o legislador optou por consignar na legislação a garantia do acesso de terceiros tanto a dutos quanto a terminais marítimos (aquaviários), conforme previsão do art. 58, caput, e seus parágrafos:

Art. 58. Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos (...) nos termos da lei e da regulamentação aplicável.

(...)

§ 2º A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis. (grifos nossos)

58. Sendo assim, o órgão regulador não pode se furtar a cumprir o mandamento legal posto no referido artigo. No entanto, não há óbice para que seja debatida a possibilidade de classificação da essencialidade de cada ativo por parte do órgão regulador.

59. Ainda, quanto à alegação da Transpetro de que a concessão de acesso a terceiros a terminais aquaviários pode desestimular investimentos e estimular o comportamento de “caronas”, entende-se que a regulação da preferência do proprietário prevista no § 2º do art. 58 deve ser amplamente discutida com a ANP e os demais agentes do mercado no âmbito da revisão da PANP 251/2000 em curso.

60. Prossequindo em sua manifestação, a empresa alegou que destoa da realidade a comparação feita neste relatório entre o mercado de combustíveis e o mercado de gás natural. Entende a Transpetro que, conforme exposto pela ANP e MME no âmbito das discussões de abertura do mercado de gás natural, o compartilhamento da infraestrutura deste mercado guarda mais semelhança com o mercado de energia elétrica, por ambos serem indústrias de rede (peça 74, p. 8).

61. Ocorre que a analogia feita em relação às ações governamentais desenvolvidas no âmbito do mercado de gás não tem o objetivo de comparar as características dos mercados ou dos ativos, mas de comparar as ações governamentais tomadas em ambos os mercados. Isto é, enquanto no mercado de gás discutiu-se o papel dos transportadores, não se identificou no mercado de combustíveis líquidos discussão semelhante acerca do papel dos operadores logísticos. Entende-se que ambos os agentes, em cada esfera de atuação, possuem grande importância no amadurecimento dos mercados em que atuam.

62. A Transpetro também se manifestou em relação às queixas de dificuldade de acesso aos terminais que opera, trazidas por agentes do mercado no âmbito da iniciativa Abastece Brasil. De acordo com a empresa, estas não devem prosperar. Para suportar o seu entendimento, trouxe dados de atendimento de pedidos de acesso a terceiros, os quais teriam sido atendidos quase em sua totalidade no ano de 2019, e esclarecimentos às queixas relatadas, que, segundo à empresa, parecem não refletir a realidade do mercado (peça 74, p. 8-10).

63. A empresa somou às suas alegações o entendimento exposto por associação de que fazem parte as maiores distribuidoras do País no âmbito do Abastece Brasil. De acordo com esse entendimento, número relevante de distribuidoras teria contratos de carregamento homologados em terminais aquaviários, terrestres ou refinarias e pelo menos um contrato de cessão de espaço homologado. Por isso, a associação concluiu que as distribuidoras exercem plenamente sua atividade com acesso à infraestrutura, por meio de contratos com transportadores dutoviários, terminais, refinarias e até com outros distribuidores que cedem espaço em suas instalações próprias de armazenagem.

64. Em um dos últimos pontos de sua manifestação, a empresa defendeu que as importações realizadas no ano de 2019 por agentes que não utilizaram as regras de acesso a terceiros revelam que há alternativas a serem utilizadas pelos importadores (peça 74, p. 11-12).

65. Por fim, ressaltou que sua participação no mercado tende a diminuir à medida que os investimentos em armazenagem por outras empresas se realizem (peça 74, p. 12).

66. No que tange aos argumentos trazidos de que houve alto percentual de pedidos de acesso atendidos, chama atenção o fato de que a movimentação de produtos diz respeito a um número reduzido de agentes frente à elevada participação da Transpetro neste mercado e ao número total de agentes que atuam na cadeia. Da mesma forma, chama atenção o fato de que as movimentações com base na regulação de acesso a terceiros foram realizadas em sua grande maioria nas regiões em que não há refinarias, o que reforça a importância de se discutir a questão do acesso em locais propensos à formação de monopólios regionais.

67. Quanto ao fato de que a associação de distribuidoras se posicionou favoravelmente ao acesso às infraestruturas da Transpetro, ressalta-se que os contratos de carregamento e de cessão de espaço aos quais se refere não dizem respeito necessariamente à questão do acesso a terceiros,

conforme exposto pelas distribuidoras. Ainda assim, entender-se-ia natural o posicionamento da associação, visto que quase a totalidade do acesso fornecido com base na PANP 251/2000 nos terminais operados pela Transpetro em 2019 foi para empresas associadas.

68. Ainda, o fato de as importações terem sido realizadas por outros meios que não pelos terminais operados pela empresa por si só não revelam a existência de infraestrutura suficiente para realização de importações.

69. Por fim, ressalta-se que os posicionamentos trazidos pelos gestores no âmbito dos presentes comentários enriquecem os exames realizados ao corroborá-los ou contribuir com entendimentos diversos dos apontados no relatório preliminar.

70. No entanto, em um cenário de curto prazo, permanecem as incertezas relativas ao acesso a terceiros. Entende-se, dessa forma, que tanto discussões acerca do papel da Transpetro no mercado de operadores logísticos quanto discussões acerca da regulação de acesso no âmbito do Abastece Brasil, workshops, audiências e consultas públicas ditarão o rumo que se trilhará no que tange aos efeitos do acesso de terceiros a infraestruturas essenciais na competitividade do novo mercado downstream. Por isso, entende-se que subsiste o risco apontado no relatório preliminar de auditoria.

#### *Risco de insatisfação social frente a possíveis aumentos de preços*

71. Em síntese, tanto a ANP (peça 67) quanto o MME (peça 73) manifestaram-se com o intuito de enfatizar que oscilações e eventuais aumentos de preços são inerentes ao regime de liberdade de preços, tal qual o vigente no Brasil, não havendo espaço para intervenção estatal direta, seja por tabelamento ou fixação de valores máximos ou mínimos, tampouco exigência de autorização oficial prévia para reajustes.

72. Nesse diapasão, a ANP destacou, como medida para mitigação desse risco, a busca pelo aumento da transparência no mercado e redução das assimetrias de informação entre os agentes. Destacou, nesse sentido, que constam do plano de ação encaminhado ao TCU (peça 47) propostas voltadas para o aumento da transparência nos critérios de formação e reajuste de preços – avaliação do resultado regulatório e revisão da RANP 795/2019 – e para implementação de acompanhamento, em tempo real, de preços e volumes comercializados nas revendas varejistas, com vistas ao aumento da transparência ao consumidor final e, por conseguinte, à mitigação de potenciais riscos de insatisfação social.

73. Na mesma linha, o MME ressaltou que o Governo Federal dispõe de instrumentos de transparência de preços que visam a coibir abusos no exercício do poder de mercado, destacando os papéis da ANP, do Cade e dos Procons (estes no elo varejista) e informando que a pasta trabalha para institucionalizar instrumentos de cooperação com outros órgãos, como o Ministério Público Federal.

74. Além disso, segundo o ministério, no início de 2020, o Governo Federal buscou identificar alternativas que servissem para suavizar a repercussão da variação brusca nos preços internos dos combustíveis, sem comprometer o atendimento ao regime de liberdade dos preços em toda a cadeia. O resultado desse trabalho, incluindo suas recomendações, encontra-se a cargo dos ministérios competentes.

75. Por fim, o MME ressaltou que o processo de desinvestimentos em refino tende a promover incremento na competição entre os agentes e benefícios à sociedade quanto a preço, qualidade e oferta de combustíveis no médio e no longo prazo.

76. A Petrobras, por seu turno, destacou a intensificação da concorrência entre diversos agentes, segundo lógica de mercado, verificada desde as mudanças nas políticas de preços para gasolina e diesel, a partir de 2016, e para GLP, em 2019. Assim, manifestou acreditar haver

*espaço para o incremento e consolidação deste cenário a partir dos desinvestimentos no refino, com consequentes benefícios ao consumidor no que diz respeito à maior diversificação da oferta, aumento da eficiência e redução de custos na cadeia de comercialização. Ressaltou ainda que os preços praticados por ela ou seus concorrentes, e sua dinâmica atrelada às variações cambiais e aos preços da commodity, respondem por apenas uma parcela do preço ao consumidor final (peça 77).*

*77. Vê-se, portanto, que os gestores ressaltaram o caráter intrínseco das oscilações nos preços ao regime de liberdade de preços e o plano de ação apresentado pela ANP corrobora essa visão. É esperado pelos gestores que a consolidação do mercado de refino após os desinvestimentos contribua, no médio e no longo prazo, para o aumento da competitividade e da eficiência, o que resultaria em benefícios ao consumidor em termos de qualidade, oferta e preço.*

*78. Ademais, embora se indique que haja discussões com vistas à criação de mecanismos fiscais para suavização de volatilidades decorrentes de variações cambiais e de preço da commodity, inexistente qualquer solução definida pelo Governo Federal nesse sentido.*

*79. Desse modo, considerando esse cenário e o horizonte temporal esperado para a consolidação do mercado de combustíveis após os desinvestimentos no refino, somado à carência de perspectiva de mercado percebida no consumidor brasileiro, reitera-se o entendimento acerca do risco de insatisfação social frente a possíveis aumentos de preços, sobretudo no curto prazo.*

## VOTO

Trata-se de auditoria de natureza operacional para verificar como o Governo Federal tem atuado para reorganizar o mercado nacional de refino de petróleo, tendo em vista os desinvestimentos pretendidos pela Petrobras.

Para tal, inicialmente, foram mapeados e analisados riscos e oportunidades relacionados à transição para a nova configuração, após a entrada de agentes privados: desejavelmente, mercado mais aberto, competitivo e apto a atender aos interesses do consumidor brasileiro, quanto a preço e oferta de produtos.

Feito isso, a fiscalização avaliou se as ações governamentais para desenvolvimento da infraestrutura nacional de suprimento e movimentação de combustíveis, coordenadas no âmbito da iniciativa Abastece Brasil, do Ministério de Minas e Energia (MME), bem como o aprimoramento do arcabouço regulatório, estão alinhados ao desafio de criar as condições para atingir aqueles atributos desejáveis.

O contexto no qual se insere a auditoria advém da mudança de estratégia da Petrobras, com relação ao setor de refino, cujos marcos históricos são a divulgação de fato relevante ao mercado, em 2016, e a adoção de novo posicionamento, previsto em seu Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2017-2021, com vistas à maximização de margens na cadeia de valor do petróleo, no âmbito de conjunto de medidas para reestruturação da companhia, na esteira dos efeitos da Operação Lava-Jato.

Com isso, a empresa assumiu novo papel na política energética nacional e rompeu com o histórico modelo de atuação, de garantidora do abastecimento nacional e investidora de última instância.

Na nova estratégia, a Petrobras passou a priorizar a exploração e a produção do petróleo do Pré-sal, em detrimento de novos investimentos nas atividades de refino, distribuição, gás, geração termelétrica e fertilizantes. Para estes segmentos, a diretriz foi buscar redução de risco, por meio de desinvestimentos e parcerias.

Em 2017, a então chamada Iniciativa Combustível Brasil foi criada pelo Governo Federal para coordenar os esforços na busca por um mercado de combustíveis com oferta compatível ao crescimento da demanda, capaz de atender ao consumidor em condições adequadas de preço e qualidade, em ambiente regulatório objetivo, claro e favorável aos investimentos para expansão do setor.

As diretrizes para atuação da iniciativa foram dadas pela Resolução CNPE 15/2017, que criou ainda o Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB), para tratar do tema.

Nessa primeira fase de atuação, foram formuladas 32 propostas de ação, sob a designação Combustível Brasil, envolvendo a proposição de diretrizes estratégicas, termos de cooperação institucional, estudos, análises, políticas, melhorias no arcabouço regulatório e sugestões para incentivar a realização de investimentos de curto, médio e longo prazos.

Em 2018, a Petrobras manifestou sua intenção de desinvestir 25% de sua capacidade de refino, por meio da cessão do controle de conjunto de ativos agrupados em blocos regionais que preservam a lógica de integração (*clusters*).

A opção pelo modelo com transferência de controle acionário foi adotada por ser considerada mais atrativa, por romper com a dinâmica atual do mercado e oferecer maior prêmio financeiro ao desinvestimento, maximizando a captura de valor na alienação dos ativos, além de, potencialmente, introduzir nova dinâmica competitiva no País.

Em maio daquele ano, a greve dos caminhoneiros, deflagrada em protesto aos reajustes frequentes e crescentes no preço do diesel, expôs fragilidades do modelo do *downstream*<sup>1</sup> brasileiro, não só quanto à formação de preços dos combustíveis, mas também com relação à garantia do abastecimento nacional.

A crise atraiu a atenção do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), que determinou a instauração de inquérito para apurar suposto abuso de posição dominante da Petrobras no mercado nacional de refino.

Em junho de 2019, Cade e Petrobras celebraram Termo de Compromisso de Cessação (TCC), por meio do qual a estatal alterou o formato dos desinvestimentos pretendidos, para adequá-lo às condições estabelecidas pela autoridade antitruste para suspensão do inquérito, comprometendo-se a vender integralmente, até 2021, oito refinarias de petróleo, incluindo os ativos de logística associada, o que correspondia a 50% de sua capacidade de produção de derivados de petróleo.

As propostas da Iniciativa Combustível Brasil, que passou a ser denominada Abastece Brasil, levaram à publicação da Resolução CNPE 9/2019, que estabeleceu diretrizes para promoção da livre concorrência na atividade de refino no País. Tal resolução teve papel relevante no desenho daquele TCC, ao dispor que desinvestimentos levados a efeito por empresas dominantes no setor de refino deveriam observar as seguintes diretrizes:

- a) alienação concomitante de refinarias e respectivos ativos de infraestrutura necessários para a movimentação de insumos e produtos;
- b) transferência de refinarias potencialmente concorrentes para grupos econômicos distintos;
- c) transferência de ativos sem a manutenção da participação societária do alienante; e
- d) transferência de ativos de movimentação preferencialmente para grupos econômicos desverticalizados.

## II

As refinarias nacionais são uma das fontes de suprimento de combustíveis para o mercado doméstico, junto das centrais petroquímicas e da importação. Considerando os objetivos desta auditoria, o destino é composto pelas bases primárias e secundárias das distribuidoras. Entre as fontes de suprimento e o destino, a logística de movimentação de combustíveis varia a depender do modo de transporte utilizado: rodoviário, ferroviário, aquaviário ou dutoviário.

O transporte dutoviário é o que permite movimentação de maiores volumes, todavia sempre limitada a poucas origens e destinos ao longo do traçado do duto. Os investimentos necessários são proporcionais à distância a interligar. Dada à natureza da obra, tendem a ser elevados.

No extremo oposto, o modal rodoviário é o mais flexível, atingindo todo o território nacional com baixos investimentos, sendo a melhor alternativa para pequenos volumes e curtas distâncias. Entretanto, é o modal menos eficiente para grandes volumes e longas distâncias, o que resulta em maior custo operacional, além de outras externalidades negativas como a poluição e o congestionamento das rodovias brasileiras e variável estado de conservação.

Mais da metade do petróleo e do gás natural extraídos no País são processados nas refinarias e Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), para consumo interno. O restante é exportado ou usado nas próprias operações de produção. Algumas refinarias mais antigas foram

---

<sup>1</sup> Na cadeia do Petróleo, o *downstream* está associado essencialmente à distribuição e revenda de combustíveis, enquanto o *midstream* é composto pelas atividades de refino e logística primária de seus derivados.

projetadas para processar petróleo leve, o que demanda fluxo permanente de importação desse tipo de petróleo cru.

A parcela processada no parque de refino nacional para produção de gasolina A, diesel A<sup>2</sup> e GLP, dentre outros derivados, é complementada pelos volumes importados e, em seguida, movimentada para terminais e bases, onde são misturados biocombustíveis à gasolina e ao diesel, antes da distribuição para atendimento do consumo interno.

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), as dezoito refinarias brasileiras têm capacidade de produção de 2.400 mil barris de petróleo por dia (kbpd). Dessas, quatorze são atualmente de propriedade da Petrobras e respondem por 98% da capacidade de produção nacional. Após o desinvestimento de seus ativos de refino, a estatal ainda deterá mais da metade da capacidade de produção nacional e cerca de dois terços da capacidade de armazenamento, sem contar a tancagem dos terminais.

Dentro da lógica de operador único que orientou a Petrobras desde sua criação, na década de 1950, o parque de refino da estatal foi projetado para funcionar de modo complementar. Assim, o déficit de produção de determinada região é complementado pelo superávit de outra.

A demanda nacional por gasolina, diesel e Gás liquefeito de petróleo (GLP) não é plenamente suprida pela produção interna. Há significativa dependência externa, sobretudo de diesel e de GLP.

As importações de gasolina e diesel por outras empresas, que não a Petrobras, têm crescido no mercado nacional, desde que a estatal passou a praticar a paridade internacional de preços, em 2016. Contudo, no caso do GLP, praticamente todo o suprimento por importação continua sendo feito pela estatal.

Segundo o Ministério da Infraestrutura, o fluxo de movimentação de derivados no Brasil ocorre ao longo do litoral e no sentido da costa para o interior do País. A internalização do combustível importado ocorre em poucos portos brasileiros, com destaque para os nordestinos.

As regiões Sul e Sudeste respondem por 62% do fluxo total de distribuição dos combustíveis, incluindo os volumes de importação. A primeira apresenta fluxo interno independente das demais regiões, enquanto a segunda abastece todas as demais por rodovia, ferrovia e cabotagem.

Para o recebimento, expedição e armazenagem de petróleo, derivados líquidos, biocombustíveis e GLP, são utilizados terminais de granéis líquidos, que podem ser lacustres, fluviais, marítimos ou terrestres.

Segundo a ANP, há no Brasil 114 terminais autorizados, com capacidade de armazenagem de 8,7 milhões de m<sup>3</sup> de derivados líquidos e 478 mil m<sup>3</sup> de GLP. Desses, 53 são marítimos, 51 terrestres, 8 fluviais e 2 lacustres. A grande maioria se situa na região Sudeste do País.

A Transpetro, subsidiária da Petrobras, opera 47 terminais, sendo 27 aquaviários e 20 terrestres, com capacidade total de armazenagem de líquidos inflamáveis e combustíveis de 4,8 milhões de m<sup>3</sup> e 452 mil de m<sup>3</sup> de GLP.

Após os desinvestimentos pretendidos, a Petrobras ainda concentrará 41% da capacidade de armazenamento de combustíveis líquidos em terminais, com preponderância nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Para o GLP, a concentração é ainda maior (76%) e a preponderância também será mantida na região Sul.

---

<sup>2</sup> Gasolina A e diesel A são os derivados do petróleo produzidos nas refinarias. Gasolina B e diesel B são os combustíveis utilizados nos veículos brasileiros, obtidos a partir da mistura daqueles derivados com biocombustíveis (etanol e biodiesel).

Para receber movimentações de importação e cabotagem os terminais portuários demandam características especiais. Maiores volumes de carga são transportados em navios de grande porte e com maior calado, que demandam portos mais profundos para atracação.

Além disso, para movimentar cargas de combustíveis, o terminal portuário deve possuir estruturas de atracação (cais e píeres) compatíveis com o tamanho dos navios, frequência de atracações e volume de operações de carregamento e descarregamento. Para bom nível de serviço, é também necessário que disponha de infraestrutura para recebimento e expedição multimodal de carga.

As linhas de dutos de carga, sistemas de bombeamento e tanques de armazenagem também devem ser compatíveis com o porte do navio e o tipo da carga. Por vezes, a movimentação de combustíveis em terminais concorre com a de outros produtos.

Entre os terminais que movimentaram combustíveis em 2019, apenas 12% oferecem alternativas de movimentação por todos os modais (rodoviário, ferroviário e dutoviário). Cerca de 16% deles são exclusivamente ligados às refinarias por meio de dutos, sem acesso para retirada local da carga por terceiros. Outros 35% dispõem apenas de expedição para o modal rodoviário, enquanto os 37% restantes oferecem pelo menos duas alternativas de acesso.

Os dutos são o modal de transporte preferencial para atender o abastecimento de petróleo das refinarias e para suprir a necessidade dos grandes centros consumidores de derivados. No Brasil, há quase mil dutos operados por 69 empresas autorizadas pela ANP, com extensão que atualmente soma mais de 10.000 km.

Mais da metade destes são dutos portuários de pequena extensão. Atualmente, apenas três empresas são autorizadas a operar dutos de transporte, aqueles aptos a movimentar cargas de terceiros. A Transpetro é responsável pela operação de 93% da extensão da malha de dutos de transporte brasileira.

Enquanto a movimentação de combustíveis entre refinarias, terminais e bases primárias acontece majoritariamente pelos modais aquaviário e dutoviário, à jusante das bases primárias o modal ferroviário surge como alternativa ao rodoviário, que é o predominante. Entretanto, das treze concessionárias existentes, apenas oito transportam combustíveis.

### III

A complexa infraestrutura de movimentação de combustíveis do País, que foi planejada e construída para funcionar de modo integrado e sob gestão centralizada da Petrobras, desempenha duplo papel na transição para o novo mercado de refino.

Em primeiro lugar, é essencial para garantir o abastecimento nacional, diante da dependência externa de combustíveis importados. Em segundo lugar, é necessária para viabilizar a competitividade, pois as projeções realizadas por diversos estudos apontam que a importação continuará a ser a principal alternativa para contestação de preços no mercado doméstico.

Até que o processo de transição para o novo mercado de refino se consolide, e novas infraestruturas de terminais portuários e dutos de transporte sejam construídas, torna-se essencial maximizar o uso das existentes.

Sendo assim, passo a tratar dos riscos associados a tal transição, tendo em vista a natural reacomodação do balanço e do fluxo de produtos que deve ocorrer a partir dos desinvestimentos, quando as refinarias repassadas para agentes privados passarão a ser operadas sem as sinergias então existentes sob o controle da Petrobras.

A equipe de auditoria compilou resultados de estudos que apresentam possíveis cenários dessa reacomodação, considerando (i) a mudança estrutural no sistema de abastecimento decorrente da

redução da participação da Petrobras no refino e (ii) as projeções de aumento da demanda por combustíveis. A avaliação foi segregada a partir das perspectivas de garantia do abastecimento e de competitividade.

O primeiro estudo, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), projeta a oferta e demanda de derivados de petróleo até 2029, a partir de dados históricos e das projeções de crescimento da economia nacional. O estudo aponta que a produção nacional de derivados de petróleo sofrerá pequenas variações ao longo deste período, por prever aumentos marginais na capacidade de processamento do parque de refino brasileiro.

Estima que o Brasil permanecerá como importador líquido de gasolina até 2029, com a demanda crescente pelo combustível sendo contrabalanceada pelo aumento da participação do etanol hidratado no suprimento, considerando as metas de aumento do seu percentual na mistura, impostas pelo Programa RenovaBio, do MME.

Para o óleo diesel, a necessidade de importação projetada é crescente até 2029, ano em que deve atingir 20% da demanda nacional, apesar de seu consumo relativo ter previsão de redução pelo aumento da participação do biodiesel no combustível comercializado nos postos (diesel B). Já as importações de GLP tendem a decrescer até 2029, em função do crescimento esperado da produção de gás natural pelas UPGN.

Em síntese, o estudo da EPE projeta que a dependência externa do Brasil para suprimento de gasolina A, diesel A e GLP aumentará ao menos 10% nos próximos dez anos, o que impõe ainda maior relevância à infraestrutura logística para internalização das importações.

Além disso, as movimentações inter-regionais continuarão sendo necessárias para complementar a produção das regiões deficitárias. A região Sudeste continuará a ser a única exportadora.

O segundo estudo, realizado pelo Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), em conjunto com a consultoria Leggio, avalia alternativas de menor custo total para movimentação dos combustíveis líquidos, em seis diferentes cenários que consideram não apenas a projeção de oferta, demanda e de preços de venda, mas também o volume em investimentos na infraestrutura com vistas a assegurar a movimentação requerida até o horizonte de 2030. O estudo não inclui o GLP.

Considera que três fatores determinam a configuração das cadeias: relação demanda/oferta; infraestrutura logística e preço. Realiza simulações, tendo como objetivo minimizar o custo de abastecimento de cada município ao longo do tempo, para determinar quais polos de consumo serão abastecidos por quais origens de suprimento.

O estudo aponta que, se não houver investimentos até 2030, a expectativa é de saturação de grande parte da infraestrutura. Para evitar possível “apagão logístico” no abastecimento de combustíveis até ano, foram avaliados os investimentos prioritários para atendimento das projeções de oferta e demanda de combustíveis ao longo do período.

Além da grande necessidade de investimento em usinas de biocombustíveis para atender as metas do RenovaBio, será necessário investir nas infraestruturas de portos, dutos e ferrovias. O volume de investimentos necessários para promover a eficiência do sistema de abastecimento nacional até 2030 varia de R\$ 39 a R\$ 45 bilhões, a depender do grau de otimização pretendido e das alternativas previstas nos diferentes cenários.

O terceiro estudo, realizado pela Associação das Distribuidoras de Combustíveis (Brasilcom), em parceria com a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), estimou a dinâmica competitiva de cada refinaria brasileira após os desinvestimentos, com o objetivo

de apontar os principais riscos para os mercados resultantes, partindo da análise do balanço de oferta e demanda na região de influência de cada uma destas.

Para cada base de distribuição, o estudo calcula os custos para colocação de combustíveis em cada possível mercado, determinando a área de influência das refinarias e as possíveis regiões de sobreposição competitiva (franjas de competição).

Por fim, avalia cenários de expansão do alcance das refinarias para além de sua área de influência e a capacidade de proteção de cada uma delas em relação a movimentos de expansão de eventuais vizinhos, a partir dos modais disponíveis para o transporte de combustíveis.

Dos seis *clusters* de refino analisados, em quatro há elevada probabilidade de formação de monopólios regionais, dada a baixa expectativa de competição nos mercados resultantes, nos primeiros momentos pós desinvestimentos. Nesses casos, as barreiras para entrada de refinarias limítrofes ou de importadores impõem restrições à competitividade na comercialização de combustíveis.

O estudo conclui que a troca de operador das refinarias não deve aumentar o número de agentes econômicos nos mercados regionais e a falta de infraestrutura de modais de alta capacidade que os interliguem restringe a possibilidade de competitividade. Assim, é baixa a probabilidade de que a pressão competitiva se reflita em redução e preços aos consumidores naqueles quatro mercados.

Destaca ainda o risco de desabastecimento local, caso algum dos adquirentes das refinarias decida exportar sua produção, bem como o risco de redução de competitividade se houver adquirentes que possuam estrutura empresarial verticalizada com a distribuição de combustíveis, destacando a necessidade de regras de transição que garantam a competitividade até o final do processo de desinvestimento.

Este panorama negativo, evidentemente, também pode, na prática, não se realizar, com a força das relações comerciais impondo, nas várias regiões, as leis do mercado.

#### IV

Tendo em vista o conjunto de projeções aqui sintetizado, passo a analisar as ações governamentais planejadas para mitigar os riscos mapeados.

Em primeiro momento, a iniciativa Abastece Brasil focou no diagnóstico e no prognóstico da nova dinâmica de mercado, com vistas à eliminação de barreiras operacionais e regulatórias para a criação de ambiente atraente a novos agentes privados, objetivando a atração de investimento não apenas ao desinvestimento da Petrobras, mas também para ampliação da infraestrutura de suprimento e movimentação de combustíveis.

Em seguida, a atenção foi direcionada para ações com vistas à garantia do abastecimento de combustíveis, envolvendo a identificação das áreas prioritárias para movimentação de derivados, a articulação para viabilizar a oferta de empreendimentos relativos ao abastecimento nas licitações portuárias, o aprimoramento contratual do arrendamento de terminais de combustíveis, a criação de linhas de financiamento e de mecanismos para investimento em refino e o estímulo tributário à expansão da malha dutoviária.

Apenas em 2019 a competitividade nos mercados passou a ser considerada expressamente na pauta da Abastece Brasil. Entretanto, até o fim dos trabalhos de auditoria, não havia ação específica para tratar do tema.

No que toca a novos investimentos na produção de combustíveis no Brasil, os planos de negócios da Petrobras apontavam para a entrada em operação do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (Rnest), em 2024, que acrescentaria 130 kbpd à capacidade de refino nacional.

Com o processo de venda deste ativo, tal perspectiva resta sem confirmação. Mantém-se nos planos da estatal a entrada em operação da UPGN do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), em 2021, o que implicará aumento da oferta nacional de GLP.

Apesar de mencionar o possível interesse de grupos privados na construção de mini refinarias e refinarias modulares, que somariam mais de 150 kbpd ao parque de refino nacional e atrairiam mais de R\$ 3 bilhões em investimentos, a equipe de auditoria ressalta, em contraponto que, em junho de 2020, ao acessar a lista de autorizações emitidas pela ANP para tal, verificou haver apenas uma autorização para construção de refinaria com 0,74 kbpd de capacidade.

Sendo assim, **não há sinalizações firmes acerca de investimentos relevantes e imediatos no aumento da produção nacional de combustíveis**. Com os desinvestimentos da Petrobras, os novos entrantes poderão investir na expansão da unidade adquirida ou na construção de novas plantas, mas essas são decisões empresarias que só serão conhecidas após a troca de comando nas refinarias.

Com relação ao conjunto de ações em andamento para fomentar a movimentação de combustíveis, tendo em vista a necessidade de garantir o abastecimento em todo o País, **o modal aquaviário é aquele que apresenta as expectativas mais positivas**.

Por meio de sua nota técnica 529/2017, a ANP indicou como prioritários os arrendamentos nos portos de Suape, Itaquí, Santos e Paranaguá, detalhando especificidades de cada caso a serem consideradas nos editais de licitação<sup>3</sup>.

Apontou ainda a necessidade de investimentos e regularização no Pará (Miramar e Vila do Conde), no Ceará (Pecém) e no Espírito Santos (Tubarão). Para a Região Sul, salientou a criticidade do armazenamento de GLP, sugerindo esforços para captação de investimentos privados com vistas à criação de um terminal em Santa Catarina.

Desde então, terminais nesses portos constam do Programa de Arrendamento Portuário do Ministério da Infraestrutura e da carteira de investimentos do PPI. Entre 2017 e 2019, os arrendamentos de 14 terminais de graneis líquidos foram licitados, com previsão de R\$ 1,2 bilhão de investimentos mínimos.

Outros 10 leilões de terminais de graneis líquidos, com investimentos mínimos previstos de R\$ 2,1 bilhões, estão em curso no biênio 2020-2021. Os investimentos decorrentes de tais arrendamentos devem acrescentar cerca de 1,4 milhões de m<sup>3</sup> de capacidade estática de armazenagem ao País.

Além dos terminais localizados em portos públicos, a Antaq autorizou doze Terminais de Uso Privado (TUP) de graneis líquidos entre 2017 e 2019, com expectativa de investimentos de R\$ 14 bilhões e acréscimo de 6 milhões de m<sup>3</sup> de capacidade estática de armazenagem. Outros R\$ 17 bilhões para acréscimo de 2,5 milhões de m<sup>3</sup> de capacidade estática estão previstas nas autorizações relativas a 2020-2021.

Apesar de revelar sinais de comprometimento das condições de serviço, a infraestrutura de terminais portuários brasileira vem sendo suficiente para os atuais volumes de movimentação de combustíveis líquidos.

O risco de colapso dessa infraestrutura, no curto prazo, se mostra mitigado com as sinalizações de investimentos que podem dobrar a capacidade estática de armazenagem de combustíveis líquidos nos portos brasileiros.

---

<sup>3</sup> O art. 16, § 2º, da Lei do Portos (Lei 12.815/2013) determina que o poder concedente deverá ouvir previamente a ANP sempre que a licitação, a chamada pública ou o processo seletivo envolver instalações portuárias voltadas à movimentação de petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis.

Entretanto, **o cenário de baixo risco à garantia do abastecimento não se verifica para o GLP**. Tendo em vista a previsão de saída da Petrobras dos mercados de Pernambuco e do Rio Grande do Sul<sup>4</sup>, é considerável o risco de interrupção de fornecimento de GLP nessas regiões.

**A infraestrutura de importação e internalização do GLP opera em níveis críticos de saturação.** De 2016 a 2019, 96% da importação de GLP foi realizada pelos portos de Suape e Santos. Diagnóstico realizado pelo Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo (Sindicgas) e pela consultoria Accenture explica que tal situação decorre da limitada tancagem para abastecimento primário existente no País, a qual permite a recepção de grandes navios importadores apenas nestes dois portos, ambos com restrições e ineficiências operacionais.

O porto de Suape é o principal ponto de entrada de GLP no Nordeste, sendo o único no País capaz de receber produto do exterior em navios de 44 mil toneladas. Entretanto, Suape não dispõe de infraestrutura de tancagem em terra suficiente para armazenagem da demanda regional de GLP.

A solução que perdura há anos é o recebimento do GLP importado por meio de embarcação denominada navio-cisterna, afretada pela Petrobras. Esse navio funciona como tanque flutuante, passando a maior parte do tempo atracado. Permite a internalização do GLP importado para os estados do Nordeste e o transbordo desta carga para outras regiões do País.

Solução similar é adotada para o abastecimento de GLP no Rio Grande do Sul durante o inverno. O processo de desinvestimento dos ativos de refino da Petrobras não condiciona o afretamento dos navios-cisterna pelos adquirentes.

Já o porto de Santos tem a tancagem necessária para receber a carga do exterior, mas atualmente é o mais movimentado do País e se encontra muito próximo do seu limite para movimentação de combustíveis, o que traz graves ineficiências e frequentes atrasos para carga e descarga de navios. A operação é restringida pelo seu calado, o que limita o porte das embarcações que ali podem atracar.

Assim, a Petrobras é forçada a descarregar parte do produto importado no porto de Suape antes de seguir para Santos. A situação é agravada ainda pelo fato da movimentação de GLP competir com outros combustíveis como o diesel, o que deve se acentuar ao longo dos próximos anos.

Com relação ao setor ferroviário, persiste a subutilização da malha existente. A privatização, apesar de ter resultado em crescimento dos investimentos e em aumento da eficiência operacional, não logrou aumentar a participação do modal na matriz de transportes de cargas no Brasil.

Cerca de 85% do que se movimenta nas ferrovias brasileiras são cargas de minério de ferro, soja, milho e açúcar. Combustíveis líquidos representam apenas 2% da carga total, o que demonstra o baixo aproveitamento do modal pelo setor em análise.

Em que pese tal situação, as recentes iniciativas de expansão da malha ferroviária<sup>5</sup>, permitem inferir que é possível criar ambiente de negócios com boas oportunidades para se aumentar o uso desse modal na matriz de transportes nacional.

Entretanto não há ações para incentivar o aumento de sua participação no transporte de combustíveis, no âmbito da iniciativa Abastece Brasil. Importante registrar que o estudo IBP/Leggio

---

<sup>4</sup> Em seus planos de negócios não está prevista sua atuação nesses mercados, após os desinvestimentos das refinarias ali existentes.

<sup>5</sup> Além da recente concessão do Tramo Central da Ferrovia Norte Sul (FNSTC), firmado em 31/7/2020, fazem parte da carteira de concessões ferroviárias acompanhadas pelo Ministério da Infraestrutura a concessão da Ferrovia de Integração Oeste Leste (FIOL), a concessão para implantação e operação da Ferrogrão e o projeto prioritário para futura concessão à iniciativa privada a Ferrovia de Integração Centro-Oeste (FICO), como contrapartida, na forma de investimento cruzado, pela prorrogação antecipada da Estrada de Ferro Vitória a Minas (EFVM).

projeta a saturação de quase todas as opções existentes para este modal, destacando a necessidade de investimentos tanto na expedição quanto na recepção ferroviária. Sendo assim, **a contribuição do setor ferroviário para o desenvolvimento da logística de abastecimento de combustíveis ainda é incerta.**

Com relação às dutovias, o Ministério de Minas e Energia informa que a política pública de estímulo ao seu desenvolvimento é o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi), que suspende a exigência das contribuições para o PIS/PASEP e para a COFINS, nos termos da legislação vigente.

**Por enquanto, não há elementos que indiquem expectativa por novos investimentos em dutovias.** A Petrobras não possui projetos para ampliação de sua malha. No âmbito da iniciativa Abastece Brasil não há ações concretas para o desenvolvimento da malha existente no País, não há planos indicativos para este segmento, nem estão previstas parcerias público-privadas.

O que se tem de concreto, no momento, é a informação da EPE, de que, ainda no presente ano, irá elaborar estudo sobre a infraestrutura de abastecimento de GLP e publicar o Plano Indicativo de Oleodutos (PIO).

Os elementos até aqui apresentados permitem concluir que o planejamento energético ainda carece de estudos governamentais que indiquem as infraestruturas (portuárias, ferroviárias e dutoviárias) mais propícias a alterar os cenários de baixa competitividade nos mercados resultantes dos desinvestimentos.

Se, por um lado, os elementos trazidos aos autos demonstram que o Governo Federal vem trabalhando no sentido de oferecer condições minimamente adequadas para a formação de mercado competitivo, além de estimular investimentos para o setor de combustíveis por meio de incentivos fiscais<sup>6</sup>, por outro lado, deixam claro que ainda é preciso avançar, criar mais ações para mitigar os riscos à garantia de abastecimento e promover a competitividade nos mercados resultantes dos desinvestimentos da Petrobras, no âmbito da iniciativa Abastece Brasil.

Tendo em vista não só a complexidade e extensão dos temas tratados na presente auditoria mas, em especial, o fato de os gestores manifestarem ampla ciência da situação descrita, dos principais riscos identificados, bem como das possíveis implicações e de eventuais soluções para sua mitigação, registrarei os comentários dos gestores ao longo do voto, sempre que isso for necessário para aprofundar a reflexão sobre cada um dos temas aqui tratados.

A mais preocupante projeção apresentada pela presente fiscalização, o risco de interrupção de fornecimento de GLP, é objeto de plano de ação da ANP (peça 47, p. 14 a 16), assim como do relatório de atividades do Subcomitê Novo Cenário *Downstream*.

Em síntese, a previsão da ANP e do MME é de que as infraestruturas e os sistemas críticos para o abastecimento nacional de GLP não incluídos nos planos de alienação de ativos da Petrobras continuem a ser providos pela estatal, enquanto não houver outros agentes ofertando os serviços necessários para garantir o suprimento.

Projetam a formulação de diretriz, pelo CNPE, para incumbir a Petrobras de continuar garantindo o abastecimento nacional de GLP. Outra ação destacada pelo Ministério, já em andamento, é a elaboração de diretrizes voltadas para o monitoramento e a coordenação do abastecimento nacional de combustíveis, a serem submetidas àquele conselho.

---

<sup>6</sup> Entre os quais, o Regime Tributário para Incentivo à Modernização e à Ampliação da Estrutura Portuária (Reporto), o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi) e as Debêntures Incentivadas de Infraestrutura, além do Fundo da Marinha Mercante (FMM).

Segundo o MME, tais medidas irão mitigar os riscos de desabastecimento de GLP, pois conferirão maior segurança à manutenção das infraestruturas definidas como críticas e proporcionarão melhoria da atuação da ANP para adequação do novo cenário *downstream*.

A Petrobras destacou seu esforço em dotar todo o sistema logístico, especialmente o remanescente ao desinvestimento (região Sudeste), de condições para absorver o aumento de movimentação de GLP decorrente da produção das UPGN, por meio da ampliação de terminais e ampliação e melhorias no sistema de dutos.

Registrou ainda a revisão da sua política de preços de GLP de uso residencial, com a consequente adoção do preço de paridade de importação como referência, dos reajustes realizados sem periodicidade definida, de acordo com as condições de mercado, e da igualdade daqueles preços com os do GLP para uso comercial/industrial. Essa diferenciação era apontada pelo mercado como entrave aos investimentos em infraestrutura e inibidor de importações do combustível.

Com o alinhamento de preços ao mercado internacional, a estatal projeta o desenvolvimento de dinâmica semelhante à verificada no mercado de diesel e gasolina, quando foram criadas condições ao mercado para obter retorno sobre seus investimentos, despertando o interesse em investir em infraestrutura logística, o que irá reduzir o risco de fornecimento do produto.

Assim, **se subsiste a situação latente de risco, ao menos até que as ações indicadas sejam efetivamente implementadas, o registro dos gestores é alentador.** A permanência da Petrobras como garantidora do abastecimento de GLP, até que o novo mercado se consolide, reduz sobremaneira a possibilidade de desabastecimentos no curto prazo.

## V

Tendo em vista os cenários de risco já apresentados, passo a tratar de aspectos da regulação de acesso não discriminatório de terceiros a infraestruturas essenciais, a qual deve contribuir para a garantia do abastecimento e a promoção da competitividade.

A Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo), que trata do tema, é fundamentada na Doutrina de Instalações Essenciais (*Essential Facilities Doctrine*), originária dos Estados Unidos e adotada por inúmeros países. Esta se caracteriza como exceção aos princípios da economia de mercado e é aplicada em situações excepcionais, que requeiram a regulação do direito de propriedade. Preconiza que o proprietário de instalação considerada essencial deve ceder seu acesso a preços razoáveis.

Em termos práticos, determinada infraestrutura é classificada como essencial nas situações em que acessá-la for indispensável à realização de concorrência com o seu detentor, geralmente no mercado à jusante desta.

O art. 58 daquela Lei faculta a “qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável”.

Os parágrafos 1º e 2º do mesmo artigo estabelecem que a ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado; e que regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

A regulação infralegal que trata do tema é composta pela Portaria ANP 251/2000, que trata do livre acesso a terminais aquaviários, pela Resolução ANP 35/2012, que trata do livre acesso a dutos de transporte longos, e pela Resolução ANP 716/2018, que trata do livre acesso a dutos curtos.

Entretanto, o acesso não discriminado de terceiros a infraestruturas essenciais de terminais aquaviários e dutos de transporte de combustíveis revela-se incipiente no Brasil. A infraestrutura de terminais aquaviários relevantes à movimentação de combustíveis é operada por apenas 26 empresas autorizadas pela ANP, entre operadores independentes, que movimentam predominantemente cargas de terceiros, e proprietários.

Existem apenas dois operadores relevantes de dutos no País: Logum e Transpetro. A última detém 98% da infraestrutura dutoviária brasileira, 47% da capacidade total de armazenagem de combustíveis líquidos em terminais aquaviários e 98% do mesmo total em relação ao GLP.

Além do fato de a Transpetro ser empresa dominante no ramo e operar a maior parte da infraestrutura existente, a movimentação de combustíveis por terceiros em suas instalações, com base naquela regulação, é absolutamente restrita. Em 2019, apenas cinco empresas realizaram transporte em tal situação, sendo que duas delas concentram 95% do fluxo verificado.

Naquele ano, havia 534 empresas autorizadas a importar gasolina e diesel. Dessas, apenas 32 efetivamente realizaram importação de gasolina e 46 de diesel, o que demonstra o número reduzido de agentes que utilizaram a infraestrutura aquaviária para internalização de tais combustíveis. De 24 terminais aquaviários da Transpetro, apenas seis operaram com taxa de ocupação de berços de atracação próximas ou acima de 60%<sup>7</sup>. A baixa ocupação dos berços nos outros 18 terminais aponta para a oportunidade de aumento do uso dessa infraestrutura.

A redução na taxa de utilização dos principais dutos de transporte desta empresa, nos últimos cinco anos, também sinaliza para subutilização de infraestrutura, especialmente no ano de 2019.

Por certo, há que se considerar as limitações operacionais e regulatórias já consignadas, além do fato de o crescimento das importações realizadas por terceiros ser bastante recente no Brasil, somente possível a partir da política de preços com paridade internacional adotada com o reposicionamento estratégico da Petrobras, em 2016. Assim, tanto as disposições regulatórias como a fiscalização da ANP só puderam ser postas à prova recentemente.

Ainda assim, o contexto de baixo aproveitamento de infraestruturas e de registro de queixas por interessados no relatório Abastece Brasil de 2019 aponta para a existência de entraves no acesso a terminais aquaviários e dutos de transporte operados pela Transpetro.

Segundo entrevistas realizadas pela equipe de auditoria, o principal entrave reside na configuração de tal infraestrutura, projetada para escoar a produção da Petrobras e levar matéria-prima às refinarias, mas não concebida para atendimento de múltiplos clientes de forma intensiva.

Aprimorar a definição do papel da Transpetro, agente dominante no mercado, pode mitigar os cenários de riscos à garantia do abastecimento e à competitividade nos mercados resultantes dos desinvestimentos dos ativos de refino e logística associada, ora em curso.

A equipe de auditoria registra ainda a necessidade de se **reavaliar a efetividade da regulação existente a partir do novo paradigma de mercado competitivo**, ressaltando a conveniência e a oportunidade de unificação de prazos, critérios e condições, bem como a oportunidade de melhorias de definições, todos dispostos nos normativos vigentes, tais como:

- a) diferenças no regime de preferência do proprietário e acesso de terceiros a dutos e terminais aquaviários;
- b) descasamento nos prazos para o pedido de acesso a dutos e terminais aquaviários;

<sup>7</sup> Com base na prática de mercado citada nas entrevistas realizadas na auditoria, a taxa de ocupação máxima recomendada para estruturas de atracação é de 70%. Acima desse percentual a formação de filas inviabilizaria a operação.

- c) diferenças na percepção dos agentes acerca de quais informações devem ser publicadas em sua página na internet acerca da disponibilidade em decorrência da vaga definição do termo em portaria;
- d) conhecimento, pela ANP, de negativas de acesso à infraestrutura apenas quando há reclamação formalizada por agente;
- e) prazo ainda longo para resolução de controvérsias sobre o acesso à infraestrutura de terceiros;
- f) indefinição acerca do nível adequado de *unbundling*<sup>8</sup>, entre a Petrobras e a Transpetro, aos objetivos do processo de transição de mercado de refino em curso

Entre outras iniciativas adotadas pela a ANP para atualizar o marco regulatório, ressalto a Nota Técnica 11/2019, que trata de revisão da Portaria ANP 254/2001 e analisa vários dos pontos aqui relatados. Diante da ciência das oportunidades de melhorias e dos esforços já envidados pela Agência Reguladora, não é necessário propor recomendações sobre o tema.

## VI

As regulações vigentes sobre a formação e transparência de preços, bem como sobre defesa da concorrência, são fruto da evolução do mercado, que vem consolidando o regime de não intervenção e liberdade nos preços dos combustíveis disciplinado na Lei do Petróleo, notadamente a partir de 2016.

A proteção dos interesses dos consumidores é perseguida como consequência de outras formas de atuação regulatória, via proteção do processo competitivo dos mercados, redução das assimetrias de informação quanto aos preços praticados pelos agentes e por meio do controle e monitoramento de condutas potencialmente danosas à competitividade, com vistas a coibir práticas abusivas, mitigar riscos à concorrência e favorecer a competição.

A revogação do regime de preços diferenciados para o GLP P-13 e o processo de elaboração da Resolução ANP 795/2019 reforçam o posicionamento de que (i) não cabe ao Estado regular diretamente os preços dos combustíveis praticados no mercado e (ii) sua atuação deve se conformar aos princípios da não intervenção e da livre concorrência.

No longo prazo, é de se esperar que os preços praticados nos diferentes polos de fornecimento reflitam verdadeiramente os custos incidentes sobre os fluxos de suprimento de combustíveis, sejam logísticos, de produção ou de outra natureza. Como consequência, é possível haver diferenciais de preços entre regiões, que podem vir a ser relevantes em localizações remotas e de difícil acesso.

Como alerta a ANP, por meio de sua Nota Técnica 26/2020 (peça 46), não se deve esperar que o segmento de refino de petróleo evolua para configuração ou estrutura semelhante ao modelo de concorrência perfeita, no qual inúmeros agentes, com baixo poder de mercado, atuem no mesmo mercado relevante, tendo em vista certas particularidades, como a existência de relevantes economias de escala.

Entretanto, tal fato não resulta em expectativas por ausência de concorrência e necessidade de regulação direta de preços, com estabelecimento de valores e margens máximos. Para a Agência, é possível compatibilizar, ainda que dentro de certos limites, concentração de mercado e competição, por

---

<sup>8</sup> *Unbundling* é o termo inglês para desagregação ou dissociação. No ambiente de negócios, é usado para denominar movimento de transformação de mercados. Ele acontece por meio da disrupção de grandes conglomerados, com ofertas específicas e mais eficientes. No caso concreto, ainda não há consenso de quais são as medidas necessárias para cumprir com o previsto pelo art. 65 da Lei do Petróleo, que regulamenta modelo de separação entre empresas que operam dutos e terminais aquaviários e outros agentes da cadeia, e impõe a separação jurídica entre Petrobras e Transpetro.

meio da construção de aparato regulatório adequado, baseado na retirada de barreiras artificiais à entrada de novos agentes e no fomento à competição no âmbito dos segmentos potencialmente competitivos.

A depender de conjunturas que podem ocorrer ao longo do processo de transição, não deve ser desprezado o risco de descontentamento social, que pode advir do descompasso entre o tempo para a implementação e produção de efeitos da atuação regulatória e as expectativas dos consumidores, tendentes à urgência e ao imediatismo, no que toca à resolução de situações e conflitos relacionados às suas percepções acerca das condições concorrenciais do mercado.

A ausência de mecanismos fiscais, como tributos ou fundos estabilizadores, para amortecimento da volatilidade intrínseca ao funcionamento normal do mercado, decorrente principalmente de variações de câmbio e do preço do Petróleo, que é *commodity*, expõe os consumidores brasileiros às flutuações dos preços internacionais e da taxa de câmbio, sujeitando-os a alta frequência de reajustes e elevação nos preços dos combustíveis, contribuindo para a persistência deste risco de insatisfação social.

Tal aspecto foi destacado à época da Tomada Pública de Contribuições 1/2018, no contexto da greve dos caminhoneiros, e extrapola o alcance da regulação em seu sentido estrito. Compete aos órgãos formuladores de política energética e tributária avaliar sobre a viabilidade e a oportunidade de tratar do tema.

Nesse sentido, **devem sopesar os benefícios advindos de maior estabilidade de preços no mercado doméstico com suas consequências redistributivas e seus impactos nas finanças públicas.**

Considerando o ambiente de livre concorrência e preços de mercado, a regulação relativa a estoques operacionais mínimos pode vir a ser importante mecanismo para garantir o abastecimento. Segundo Chambriard (2020)<sup>9</sup>, a importância dos estoques estratégicos e reguladores de petróleo e derivados emergiu a partir dos choques ocorridos na década de 1970.

Como reflexo desses eventos, vários países e organizações expediram regulamentações afetas ao tema. Os estoques estratégicos podem ser constituídos de petróleo ou seus derivados. A preferência verificada é pelo óleo bruto, por ser mais barato e de mais fácil armazenamento, pois seus derivados são mais corrosivos e se deterioram em menor prazo.

No Brasil, a Lei 8.176/1991 criou o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (Sinec), em meio ao contexto da crise mundial de abastecimento de petróleo decorrente da Guerra do Golfo. Seu funcionamento é regido pelo Decreto 238/1991, que distingue os conceitos de reserva estratégica e estoques de operação.

Reserva estratégica é ativo constituído por prazo indeterminado, adquirido e mantido pela União e disponível para utilização apenas para prevenção a restrição ou interrupção repentina, relevante e duradoura no suprimento de petróleo ou etanol, precedida de autorização do Presidente da República.

Já os estoques servem à garantia de curto prazo da continuidade dos fluxos normais de abastecimento de derivados, entre eles gasolina, óleo diesel e GLP, e são custeados com recursos dos agentes econômicos que atuam no setor.

---

<sup>9</sup> Chambriard, M., Pinguelli, J.C., Lamassa, D. Estoques estratégicos e operacionais de petróleo e derivados. FGV Energia, Rio de Janeiro, 2020. Disponível em [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna\\_opiniao\\_-\\_estoques\\_estrategicos\\_0.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opiniao_-_estoques_estrategicos_0.pdf).

A Lei do Petróleo, em seu art. 2º, inciso V, atribuiu ao CNPE a competência para estabelecer diretrizes para a importação e exportação, com o fim de atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, bem como para assegurar o adequado funcionamento do Sinec.

Cabe à ANP fiscalizar o funcionamento deste sistema e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, bem como exigir dos agentes regulados, desde que sob bases econômicas sustentáveis, a formação e manutenção de estoques mínimos de combustíveis, em instalação própria ou de terceiros, para fins de garantia do abastecimento nacional.

No início dos anos 2000, estudo conduzido pela agência em parceria com a Puc-Rio, sob diretriz do CNPE, concluiu pela ausência de necessidade de constituir estoques estratégicos, tendo em conta o cenário de crescente produção de petróleo no Brasil.

Episódios de desabastecimento de combustíveis levaram a ANP a criar, em 2012, o Grupo de Avaliação dos Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis (GFL), com o objetivo de conduzir estudos para avaliar riscos de restrição ou interrupção na oferta destes, além de fornecer subsídios técnicos às políticas públicas que visem à redução de gargalos logísticos e à garantia da segurança do abastecimento nacional.

O grupo concluiu que a tendência de aumento das importações de derivados do petróleo, decorrente do crescimento da demanda em descompasso com a capacidade de ampliação da produção doméstica, que já se encontrava próxima ao limite operacional, conjugada aos gargalos da infraestrutura logística de transporte e armazenagem, resultaria em alto risco de restrições ou interrupções no abastecimento local e regional.

Tendo em vista a premência de se garantir o abastecimento nacional, as Resoluções ANP 45/2013 e 5/2015 passaram a prever a necessidade de manter estoques operacionais de gasolina, óleo diesel e GLP, cujos volumes foram parametrizados em dias de consumo (de três seis), respeitando características regionais que observam a distância do polo de fornecimento primário e o tempo de entrega observado.

Como a capacidade de armazenamento de GLP por parte dos distribuidores, sobretudo na região Nordeste, era insuficiente para atender ao nível mínimo de estoque exigido pela regulação, foi prevista a possibilidade de utilização de instalações autorizadas de produtor para comprovação dos seus estoques, até que se ampliasse o parque de armazenagem próprio. Ainda assim, **a Resolução 5/2015 foi questionada judicialmente e, desde então, decisão liminar mantém suspensos seus efeitos.**

Outro grupo de trabalho, formado por representantes do MME, ANP, EPE e Petrobras (GTP/Sinec, criado pela Portaria MME 250/2014) vem atuando para assessorar o CNPE no que toca ao adequado funcionamento do Sinec, para avaliar sobre a necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol, bem como sobre estoques de combustíveis.

Desde 2013, o grupo tem ratificado a sinalização por ausência de necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo no Brasil, em razão de as projeções indicarem a consolidação do País como exportador líquido de óleo cru.

Em relação a combustíveis, vem ressaltando o papel dos estoques de operação na garantia do suprimento do mercado interno. Desde 2017, registra alertas ao CNPE de que, caso o Brasil volte a apresentar crescimento econômico significativo e não se verifique correspondente ampliação na capacidade nacional de refino, o aumento da dependência externa por derivados pode ensejar a necessidade de revisão da legislação, a fim de incluir previsão expressa de formação de reservas estratégicas de derivados de petróleo.

Além disso, há recomendação para que a ANP avalie a conveniência e oportunidade de proceder à revisão das resoluções que tratam de estoques operacionais mínimos, tendo em vista a expectativa de mudança no mercado *downstream* a partir dos desinvestimentos dos ativos de refino e infraestrutura associada da Petrobras.

Importante observar que as resoluções em análise foram elaboradas em cenário de atuação dominante da Petrobras, com aproveitamento das sinergias decorrentes de tal situação, em momento que eram previstas sucessivas entradas em operação de novas refinarias, com a construção da Rnest e Premiuns I e II, na Região Nordeste, e Comperj, no Sudeste, conforme indicavam os planos de investimentos da Petrobras.

Este conjunto de empreendimentos iria incrementar a capacidade de refino brasileiro em cerca de 70%. Entretanto, tal previsão foi frustrada. Em função dos desdobramentos dos escândalos de corrupção descortinados pela Operação Lava Jato, apenas metade do projeto original da Rnest foi implantado e os demais projetos foram definitivamente cancelados.

A suspensão judicial dos efeitos da Resolução 5/2015 continua a prejudicar a formação de estoques operacionais de GLP, cujos níveis agregados requeridos são mantidos pela Petrobras, que compensa o déficit causado pelo vácuo regulatório e garante, de fato, a regularidade do abastecimento nacional.

Com os desinvestimentos em curso, não há garantia de que os novos incumbentes adotarão conduta semelhante quanto à manutenção de estoques em níveis a maior. Tanto é assim que, por meio de sua Nota Técnica 25/2020, a ANP demonstra estar ciente de que o rearranjo do mercado de suprimento de combustíveis pode vir a requerer mudanças no arcabouço regulatório, especialmente para o GLP (peça 47, p.12).

O Subcomitê Novo Cenário *Downstream* está incumbido, no âmbito da Iniciativa Abastece Brasil, de avaliar a necessidade de aprimoramento dos normativos que tratam de estoques reguladores, considerando a transição do segmento de refino para um quadro de pluralidade de agentes (peça 37).

Por fim, o Plano de Ação indicado pela ANP (peça 47) apresenta propostas para mitigar os riscos de desabastecimento. Entre as ações previstas, vale destacar a revisão das Resoluções ANP 5/2015 e 795/2019, com base em avaliação de resultado regulatório, bem como a implementação, ao longo deste ano, de mecanismos e ferramentas dedicados à obtenção, em tempo real, de dados relativos, entre outros, a estoques de combustíveis em distribuidores, terminais e produtores.

Tendo a vista a complexidade e as incertezas envolvidas, a transição no segmento de refino perpassa processo de contínuo aprendizado e adaptação do setor e de aprimoramento regulatório, que deve perdurar mesmo após finalizados os desinvestimentos. Assim, é necessário não apenas manter, mas ampliar os esforços da iniciativa Abastece Brasil, bem como que este Tribunal continue presente no curso dessa transição.

No momento, tendo em vista o nível de ciência dos gestores acerca das situações de risco identificadas pela presente auditoria, bem como o conjunto de medidas por estes apresentadas com vistas a mitigá-los, é suficiente o envio de cópia do relatório e do presente voto, que as registram, ao Presidente do Congresso Nacional, para que, a seu critério, adote as providências que julgar necessárias junto às comissões que tratam do tema no âmbito do Poder Legislativo, e aos órgãos e comissões do Executivo com atribuições afetas ao tema em questão, a fim de subsidiá-los nas suas respectivas funções institucionais: Conselho Nacional de Política Energética, Ministério de Minas e Energia, Ministério da Infraestrutura, Ministério da Economia, Casa Civil da Presidência da República, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Secretaria Nacional de Portos e Transportes Aquaviários, Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos, Empresa de



Pesquisa Energética, Empresa de Planejamento e Logística, Conselho Administrativo de Defesa Econômica e Petrobras.

Ante o exposto, VOTO para que seja adotada a minuta de acórdão que trago ao exame deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 4 de agosto de 2021.

**WALTON ALENCAR RODRIGUES**  
Relator

TERMO DE CIÊNCIA DE COMUNICAÇÃO

(Documento gerado automaticamente pela Plataforma Conecta-TCU)

Comunicação: Aviso 001.436/2022-GABPRES

Assunto: DIVERSAS

Processo: 012.271/2022-5

Órgão/entidade: CD - Comissão de Fiscalização Financeira e Controle - CFFC

Destinatário: COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE - CD

Informo ter tomado ciência, nesta data, da comunicação acima indicada dirigida à/ao COMISSÃO DE FISCALIZAÇÃO FINANCEIRA E CONTROLE - CD pelo Tribunal de Contas da União, por meio da plataforma Conecta-TCU.

Data da ciência: 22/11/2022

*(Assinado eletronicamente)*

**JULIANA PERES DE ASSIS RIBEIRO DE CASTRO**

Usuário habilitado a receber e a acessar comunicações pela plataforma Conecta-TCU.