CBIE Advisory - Documento adicional de contribuição no âmbito da Consulta Prévia #4/2023 da ANP

Bruno Pascon <bruno@cbie.com.br>

Qui, 18-05-2023 11:40

Para: Producao Combustiveis <producao.combustiveis.reg@anp.gov.br>

Cc: Adriano Pires <adriano@cbie.com.br>;Pedro Rodrigues <pedro@cbie.com.br>;Matheus <matheus@cbie.com.br>

2 anexos (5 MB)

CBIE_Advisory_Atualizacao_dos_Impactos_Economicos_para_a_Industria_de_Terminais_de_Liquidos_decorrentes_da_Consulta_Previa_ANP_4_2023.pdf; CBIE Advisory - Estudo CP 04_2023_18.05.2023.pptx;

Prezados, bom dia.

No âmbito da Consulta Prévia nº4/2023 da ANP gostaríamos de encaminhar o estudo anexo e apresentação sumário-executivo como documentos adicionais ao formulário eletrônico que foi protocolado por mim (Bruno Pascon) em nome da CBIE Advisory essa manhã.

Agradecemos a oportunidade de contribuirmos com as discussões para fundamentar futura Análise de Impacto Regulatório decorrente da revisão da Resolução ANP (RANP) #852/2001.

Atenciosamente,

Bruno

BRUNO PASCON
+55 11 3165-4770 / 98266-9921
bruno@cbie.com.br
www.cbie.com.br

Atualização dos Impactos Econômicos para a Indústria de Terminais de Líquidos decorrentes da Consulta Prévia ANP #4/2023

maio 2023

CBIE | ADVISORY

Copyright© CBIE Advisory 2023,
nenhuma parte deste documento
poderá ser reproduzida ou transmitida,
sejam quais forem os meios empregados,
sem autorização prévia.

COORDENAÇÃO:

Adriano Pires
(adriano@cbie.com.br)

Bruno Pascon
(bruno@cbie.com.br)

Pedro Rodrigues
(pedro@cbie.com.br)

CBIE Advisory
Rua Iguatemi 192 / 6º Andar / Conjunto 62
Itaim Bibi - São Paulo CEP 01.451-010
Telefone: +55 11 3165-4777

CBIE | ADVISORY

A CBIE Advisory foi contratada pela Associação Brasileira de Terminais de Líquidos ("ABTL") com o intuito de atualização do estudo de diagnóstico, projeções e análise de impactos econômicos para a Indústria de Terminais de Líquidos brasileira decorrentes da revisão da resolução 852/2021 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no âmbito da Consulta Prévia ANP #4/2023. Em particular busca-se obter visão atualizada das possíveis implicações em relação a possibilidade de conversão de refinarias, parcial ou integral para exercício da atividade de armazenagem de granéis líquidos de terceiros e impactos para a indústria de terminais de líquidos.

O estudo está estruturado em 7 capítulos:

1. Consulta Prévia ANP #4/2023

2. Panorama da Indústria de Terminais de Líquidos no país

3. Panorama da Indústria de Refino no país

4. Oportunidades e Desafios das Indústrias de Terminais de Líquidos e de Refino

5. Considerações sobre experiências globais de re-propósito de refinarias

6. Cenários de Oferta e Demanda de Combustíveis e Biocombustíveis

7. Análise de Impactos Econômicos para Indústria de Terminais de Líquidos decorrentes da Resolução ANP 852/2021

8. Considerações Finais

Para a realização do presente estudo, a CBIE Advisory utilizou-se de dados e informações de fontes públicas, bem como documentos e base de dados próprios, com melhores esforços para que as informações utilizadas fossem as mais atualizadas possíveis e de fontes de reputação ilibada não ensejando, pois, verificação independente de nossa parte.

CBIE | ADVISORY

Índice

1. Consulta Prévia ANP #4/2023 6
2. Panorama da Indústria de Terminais de Líquidos no país 11
2.1 Capacidade de Movimentação de Cais 13
2.2 Principais Tipos de Terminais de Líquidos 14
3. Panorama da Indústria de Refino no país 18
4. Principais oportunidades e desafios nas Indústrias de Terminais de Líquidos e de Refino 25
4.1 Indústria de Terminais de Líquidos 25
4.2 Indústria de Refino 26
4.2.1 Cenários de Conversão de Capacidade de Refino 28
5. Considerações sobre experiências globais de re-propósito de refinarias 30
6. Cenários de Oferta e Demanda de Combustíveis e Biocombustíveis 33
6.1 Oferta e Demanda – Principais premissas 33
6.2 Cenários de oferta e demanda para Gasolina A e Diesel 34
6.3 Cenários de oferta e demanda de biodiesel 36
7. Análise de Impactos Econômicos para Indústria de Terminais de Líquidos para revisão da Resolução ANP #852/2021 37
7.1 Possíveis Impactos Econômicos para o Brasil e para o segmento de Terminais de Líquidos 38
7.2 Possíveis impactos na balança comercial brasileira 39
7.3 Possíveis impactos econômicos para a indústria de terminais de líquidos 39
8. Considerações Finais 42

CBIE | ADVISORY

Lista de Figuras:

Figura 1 – Principais Portos Organizados em Movimentação de Carga (milhões ton)
Figura 2 – Principais TUPs em Movimentação de Carga (milhões ton)
Figura 3 – Classificação de Carga, Produto e Mercadorias - PNLP
Figura 4 – Capacidade de Armazenamento de Terminais de Petróleo – ANP
Figura 5 – Capacidade de Armazenamento de Derivados e Biocombustíveis (ex-GLP) – m³ (ANP/ABTL)
Figura 6 – Capacidade de Armazenamento de GLP – m³ (ANP)
Figura 7 – Market Share da Capacidade de Armazenamento Brasileira – m³ (ANP/ABTL)
Figura 8 – Parque de refino brasileiro – ANP
Figura 9 – Evolução dos índices de complexidade do parque de refino brasileiro (ANP)
Figura 10 – Evolução Índices de Complexidade Nelson (NCIs) do parque global de refino (World Energy Review 2021 – ENI)
Figura 11 – Cadeia de abastecimento de combustíveis do Brasil – EPE
Figura 12 – Capacidade de Armazenamento do Refino vs. Terminais – m³ (ANP/ABTL)
Figura 13 – Matriz de Transporte de Carga – Países mesmo porte territorial (ANTF)
Figura 14 – Distância percorrida por uma tonelada de carga com uso de um litro de combustível (CMC, USA)
Figura 15 – Malha de Terminais, Oleodutos e principais produtos armazenados e transportados (ANP)
Figura 16 – Nível de Saturação de Oleodutos (2018)
Figura 17 – Aumento da Capacidade de Terminais de Derivados e Biocombustíveis (ex-GLP) – 2009-2022 (ANP, ABTL)
Figura 18 – Balanço de oferta e demanda de derivados 2023-32E – Cenário Base
Figura 19 – Balanço de oferta e demanda de derivados 2023-32E – Cenário Otimista
Figura 20 – Balanço de oferta e demanda de derivados 2023-32E – Cenário Pessimista
Figura 21 – Mkt Share e Crescimento da Capacidade Global de Refino 2021 – kbpd (BP)
Figura 22 – Evolução das Vendas de Combustíveis líquidos – 2011-2022A (ANP)
Figura 23 – Oferta e demanda de gasolina 2023-32E – bilhões de litros
Figura 24 – Oferta e demanda de diesel 2023-32E – bilhões de litros
Figura 25 – Oferta de etanol total 2023-32E – bilhões de litros
Figura 26 – Evolução do consumo de biodiesel 2023-32E – bilhões de litros
Figura 27 – Capacidade de Processamento e de Armazenamento de Refinarias

1. Consulta Prévia ANP #4/2023

A ANP disponibilizou documento para consulta prévia #4/2023 com o objetivo de analisar o impacto que a atual redação dos artigos 26 e 42 da Resolução ANP nº 852/2021 impõe aos produtores de derivados de petróleo na oferta do serviço de armazenamento e sua relação com o direito de terceiros acessarem as instalações de movimentação.

O Art. 42 da norma determina o cancelamento dos contratos de cessão de espaço para armazenamento e movimentação de combustíveis nas refinarias de petróleo publicados nos termos da regra anterior, no caso a RANP nº 16/2010, após o término de sua vigência. A consulta surge em função da não identificação de elementos técnicos, econômicos ou concorrências, por parte da Superintendência de Produção de Combustíveis, que justificassem a atual restrição imposta à atividade de armazenamento pelos produtores.

A agência trouxe 11 questões principais a serem respondidas ao longo do processo, a saber:

Todas as atividades de armazenagem e movimentação devem ser consideradas como um único mercado pela ANP?

Não, os serviços de armazenagem e movimentação representam diferentes tipos de mercado, uma vez que as atividades de armazenagem dizem respeito a tancagem de combustíveis enquanto a atividade de movimentação é responsável pelo seu transporte, sendo que cada um desses mercados possui suas próprias particularidades.

Dado a diferença mercadológica entre as atividades, é necessário que se obtenha limites regulatórios bem definidos para que não existam ambiguidades que desencadeiem incertezas ou travem investimentos ao setor.

A limitação da oferta do serviço de armazenagem por produtores de derivados de petróleo limita a concorrência no mercado de armazenagem?

Conforme será discutido ao longo do trabalho, a capacidade de tancagem dos produtores de derivados equivalem a mais de 100% da capacidade total de player privados, sendo que uma possível conversão de refinarias em terminais de armazenagem pode causar desequilíbrios no mercado, além de diminuir a capacidade de processamento de petróleo no país.

A não limitação da oferta do serviço de armazenagem por parte dos produtores de petróleo desencadeia o risco de formação de monopólios regionais privados, além de uma maior preocupação de abastecimento em regiões de menor atratividade econômica, dado o risco de que as refinarias passem a ter suas próprias distribuidoras. Assim, com o aumento de concentração na cadeia a jusante abriria-se espaço para práticas de preços predatórios e potencial colusão, alimentando-se um ciclo vicioso de concentração que levaria a barreiras de entrada para novos entrantes cada vez maiores.

Qual a motivação técnica, econômica ou concorrencial para limitar a oferta dos serviços de armazenagem por parte dos produtores de derivados de petróleo?

Do ponto de vista técnico, desde que produtores de derivados de petróleo não comprometessem sua capacidade de processamento de petróleo cru, a princípio não haveria restrições técnicas para utilização de capacidade ociosa existente nas unidades de refino atuais por terceiros. Porém, a possibilidade de conversão de refinarias em terminais equivalentes, ou seja, renunciando-se a capacidade de processamento de petróleo cru a favor de maior capacidade de armazenamento de líquidos de terceiros traria significativas implicações negativas do ponto de vista econômico e concorrencial. Do ponto de vista econômico, o país se tornaria ainda mais dependente de importação de combustíveis / derivados de petróleo com impactos negativos na balança comercial. Do ponto de vista concorrencial, dada a relevância da capacidade equivalente de armazenamento de líquidos do parque de refino atual de 116,35% da capacidade total em terminais privados, apresentar-se-ia um quadro de concorrência desleal em relação a novos entrantes e criar-se-iam desincentivos econômico-financeiros de expansão de capacidade de tancagem por terminais privados, haja vista a concentração da capacidade de armazenamento na mão de um único ou poucos players.

Caso se ofereça flexibilidade ilimitada para conversão de refinarias existentes haveria um ambiente de incerteza regulatória inibindo investimentos privados no setor de armazenagem. Conforme estimativas da Associação Brasileira de Terminais Líquidos ("ABTL") projetam-se investimentos de R$6,2 bilhões no segmento nos próximos 10 anos, resultando em um aumento de capacidade estática de 1,5 milhão de m³, volumes que estariam sob risco caso a flexibilidade irrestrita seja possibilitada por regulamentação infralegal da ANP.

A atual limitação da oferta de serviço de armazenagem dos produtores de derivados de petróleo instituiu reserva de mercado ao excluir esses agentes da oferta desse serviço?

Pelo contrário. A limitação da oferta de serviço de armazenagem por parte das refinarias possibilitou o surgimento e amadurecimento do setor de terminais de líquidos brasileiro de capital privado em linha com melhores práticas e buscando-se assegurar um serviço de qualidade e redução do poder de monopólio, estimulando-se a concorrência e o livre mercado – pontos basilares da atuação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). Adicionalmente, o não comprometimento de capacidade de processamento de petróleo cru com tancagem de terceiros permitiu que as refinarias atendessem a prerrogativa legal (lei 9.478/97) de garantia de abastecimento de derivados em todo o território nacional e redução do volume de importação de derivados em detrimento à produção doméstica. Dessa forma, retirar a limitação para o parque existente acarretaria sim a possibilidade de criação de reserva de mercado para atuais refinarias e uma barreira de entrada significativa para prestadores de serviços de armazenagem, em razão da capacidade de armazenamento que poderia ser disponibilizada, bem como diferencial de preço dada a lógica de investimentos de capital já depreciados no tempo (o que não se verifica para investimentos novos ou Greenfield). A título ilustrativo, investimentos de modernização e/ou retrofit de infraestruturas existentes no setor energético correspondem em média a 40-45% do investimento de um ativo novo, portanto uma vantagem comparativa significativa na oferta do serviço de armazenamento em comparação a novos investimentos de tancagem.

No caso de um produtor de derivados de petróleo sem acesso às instalações que a legislação nacional garante o direito de terceiros a acessarem, qual é a justificativa técnica, econômica ou concorrencial para limitar a oferta do serviço de armazenagem?

O serviço de tancagem em instalações de produtores de derivados deve ser permitida para produção própria, sendo que a restrição se aplicaria ao armazenamento de derivados de petróleo por ele não produzidos ou ofertas decorrentes de importações.

A utilização dos tanques da refinaria apenas para o desempenho da função de armazenagem pode acarretar um desequilibro de mercado, ocasionando uma grande capacidade ociosa no setor e desincentivando novos investimentos e, consequentemente geração de emprego e renda em capacidade de armazenamento. É importante ressaltar que a existência de contratos de compartilhamento de instalações existentes a terceiros não acarreta impactos significativos no processo de tomada de decisão de novos investimentos, pois já estão em curso. E é compreensível que os usuários atuais de tais capacidades compartilhadas teriam custos significativos com o cancelamento dos contratos. Porém, a proposta seria de limitar novos contratos de compartilhamento para o parque existente, mas não limitar para novos investimentos em refino. Portanto é possível uma solução conciliatória que minimiza o impacto regulatório e maximiza o incentivo a investimento, qual seja: preservar contratos de compartilhamento de capacidade de armazenamento existentes e permitir sua renovação desde que não haja alteração nos volumes de armazenamento cedidos a terceiros (cenário status quo), e proibir que novos contratos sejam assinados em instalações existentes. Ao mesmo tempo prever a possibilidade de acesso a terceiros para compartilhamento de capacidade de armazenamento exclusivamente a novos investimentos em refino no Brasil. Dessa forma, não se configuraria uma reserva de mercado para um agente da cadeia, tampouco se desincentivaria investimentos privados em terminais de armazenamento, pois ambos concorreriam em igualdades de condições para o atendimento de necessidade futura de tancagem no Brasil. Em outras palavras, investimentos greenfield concorrendo com investimentos greenfield vs. cenário de ativos existentes (ou Brownfield) com investimentos já amortizados concorrendo com investimentos greenfield com investimentos não amortizados. Logo seriam preservadas as condições atuais sem prejuízos econômicos a contratos existentes e só se aplicariam as novas condições para novos investimentos.

Como as normativas que garantem os direitos de terceiros acessarem às instalações de transporte de combustíveis regulados pela ANP amparam a restrição à atividade de armazenamento por parte dos produtores, tal como alegado pelo parágrafo 4.19 do Parecer Nº7/SIM-CAL?

Conforme presente no Parecer, a Resolução ANP #881/2022 regulamentou o acesso aos terminais aquaviários, incorporando o conceito de movimentação de produtos a atividade de armazenagem pelo tempo necessário à efetivação das operações de carregamento, distinguindo as operações de movimentação e armazenagem.

Para fins didáticos, em seu inciso XVII do 2º Art. da resolução, "movimentação de produtos: movimento de produtos pelo terminal aquaviário durante operações de carregamento, descarregamento ou transbordo, por modo aquaviário, dutoviário, rodoviário ou ferroviário e, se preciso, a armazenagem desses produtos pelo tempo necessário para tais operações..."

Dessa forma, as normativas previstas pela Resolução da ANP restringe o acesso a instalações de armazenamento por parte de terceiros, onde, excepcionalmente, é permitido acessá-las para realização de atividades necessárias à sua movimentação.

A "função primordial", tal como delimitado no Parecer Nº7/SIM-CAL, dos produtores de derivados de petróleo e dos terminais terrestres é um item habitual em análises concorrenciais? Há amparo técnico para a análise de diferentes "funções primordiais" na promoção da concorrência no mercado de armazenagem de produtos regulados pela ANP?

A função primordial se torna um item habitual em análise concorrencial a partir do momento em que exista uma concentração relevante da capacidade de se prover um serviço na mão de poucos agentes. Particularmente na indústria de refino nacional, conforme sua configuração histórica, ela se desenvolveu para atuar de maneira consolidada por um único player para garantir o abastecimento de derivados em todo o território nacional nos menores custos possíveis. Dessa forma, como o segmento de refino ainda permanece concentrado na Petrobras que detém 81,7% da capacidade de processamento nacional em uma atividade de livre mercado regida por preço, é fundamental que sejam implementados remédios antitruste para evitar práticas de preço predatórias e/ou anticoncorrenciais, criando-se barreiras de entrada para novos agentes. Portanto, a análise da atividade de armazenamento de produtos regulados pela ANP não deve se abster da consideração da configuração atual do parque de refino brasileiro, sob o risco de possibilitar a posteriori reservas de mercado e vantagens anticompetitivas para o atendimento de demanda futura de armazenamento de líquidos. A distinção entre a atividade de movimentação e armazenamento é uma condição pétrea de preservar o equilíbrio concorrencial em tais atividades. Não obstante, para novos investimentos não vemos restrições de fornecer essa flexibilidade, pois novos investimentos em refino concorreriam em igualdade de condições – seja por escala, seja por percentual de custos já depreciados – com novos investimentos em armazenamento sem comprometer o ambiente concorrencial do mercado competitivo de combustíveis do Brasil.

À luz das diretrizes emanadas pela Lei 13.874/2020, particularmente seus artigos 2º e 4º, a atual restrição à atividade de armazenagem em produtores de derivados de petróleo visando limita a atuação desse agente e sua "função primordial", tal como delimitado no parecer Nº7/SIM-CAL, é justificada do ponto de vista concorrencial?

Sim, conforme mencionado na questão anterior, a "função primordial" dos agentes deve ser considerada de modo a prevenir que o fomento do mercado concorrencial na cadeia de refino não ocorra a custas da deterioração do segmento de tancagem, visto que os players desse segmento foram responsáveis por grande parte dos investimentos obtidos ao longo dos últimos anos.

Conforme será demonstrado ao longo do estudo, a perda de mercado potencial de armazenamento corresponderia entre 12 e 49% da capacidade existente atual, o que implicaria entre 2 e 5 anos de perda de horizonte de investimentos no cenário base de crescimento de atividade econômica e entre 3 e 13 anos no cenário pessimista (que está alinhado com o crescimento econômico na última década).

Com base nas referências de VENDRAMINI[1] para instalação de terminais de granéis líquidos (cenário base ou mais provável) entre US$714 e US$1.051 por M³, projeta-se um impacto médio, tudo mais constante entre R$2,9 bilhões e R$11,6 bilhões para o segmento.

No caso da REFAP, a substituição do produtor de derivados de petróleo por terminal terrestre, considerando a sua "função primordial", é elemento suficiente para promover a concorrência naquele mercado?

REFAP possui uma capacidade de processamento de 220.143kpbd, além de capacidade total de tancagem de 409.535m³ de petróleo e outros 758.634m³ para derivados e biocombustíveis. A conversão da refinaria em um terminal de armazenamento equivalente poderia causar níveis de capacidade ociosa de armazenamento na região e diminuir a capacidade total de processamento de petróleo a nível nacional. Dessa forma, embora a preservação de contratos existentes de compartilhamento a terceiros não interfira no equilíbrio concorrencial, a possibilidade de assinatura de novos contratos e flexibilidade integral de conversão de refinarias sim. Portanto a busca de uma solução conciliatória de minimização de impactos regulatórios é oportuna para preservar a segurança jurídica e estabilidade regulatória e ao mesmo tempo prever a flexibilidade na função primordial somente para novos investimentos, preservando-se um ambiente concorrencial saudável e maximizando o incentivo a novos investimentos.

No caso da REFAP, como a sua conversão em terminal terrestre alteraria o direito de terceiros acessarem o duto de transporte ou o sistema de transporte? Quais as implicações da sua conversão em terminal terrestre para o direito de terceiros acessarem o sistema de transporte?

Não se pode confundir o acesso a dutos de transporte (movimentação) com a atividade de armazenamento de combustíveis. Essa distinção é clara no ordenamento legal e infralegal no mercado de combustíveis brasileiro. Portanto, terceiros sempre terão acesso a dutos de transporte de maneira não discriminatória. O que se pretende inibir é a conversão de refinarias em terminais terrestres com o comprometimento de sua capacidade de processamento em favor de maior capacidade de armazenamento. Essa prerrogativa além de aumentar a dependência de importações no atendimento da demanda doméstica de combustíveis, aferiria vantagem indevida aos atuais controladores de refinarias do ponto de vista concorrencial com novos entrantes / novos investimentos em tancagem. Portanto é fundamental que a distinção entre as atividades de movimentação e armazenamento permaneça vigente para o melhor ordenamento do ambiente competitivo / concorrencial existente.

Existe alguma restrição ou limitação à atuação de agentes da cadeia produtiva do petróleo na operação ou propriedade de terminais terrestres? Mais precisamente, a Petrobras pode continuar a operar eventual terminal terrestre a partir da segregação dos tanques de armazenagem da REFAP ou há algum impedimento regulatório/legal?

Dado que a Petrobras é, até então, a proprietária da refinaria, ela seria, por consequência, a proprietária dos tanques de armazenagem. Não há nenhuma normativa deliberada pela ANP que limite o direito de operação, por parte da Petrobras, das instalações terrestres ou que limite, por terceiros, o direito de acesso.

Em suma, a limitação do oferecimento de serviço de armazenagem por parte dos produtores de derivados deve ser permitida apenas para contratos já em andamento ou para armazenamento de produção própria, onde avaliamos que a retirada dos limites impostos sobre a atividade pode trazer consequências significativas para o segmento como grandes níveis de capacidade ociosa e perda de investimentos.

Como discutido anteriormente, procura-se evitar a criação de uma reserva de mercado ao monopolista incumbente que detém 81,7% da capacidade de refino nacional no atendimento de demanda de armazenamento de líquidos por terceiros, haja vista a diferença de custos entre realizar o retrofit de instalações existentes ou o simples re-propósito vs. os custos de construir uma capacidade nova. Portanto, para se preservar um ambiente

[1] VENDRAMINI JR, M.A. "Metodologia para Avaliação de Terminais Portuários de Granéis Líquidos", Projeto PNUD-BRA/13/013, Outubro 2018.

salutar concorrencial, bem como a preservação de contratos em curso, recomenda-se a adoção de uma solução conciliatória de preservação dos contratos de compartilhamento existentes e sua possível renovação deste que mantidas as condições atuais volumétricas (capacidade de armazenamento) e só possibilite a flexibilidade de propósito (terminal vs. refinaria) para novos investimentos. Dessa forma, além de preservar a segurança jurídica, o regulador contribuiria para evitar desequilíbrios concorrenciais e aferição de vantagens comparativas no atendimento de demanda futura de armazenamento e, consequentemente, reduzindo-se os impactos regulatórios e maximizando os incentivos a novos investimentos de maneira isonômica em toda a cadeia.

2. Panorama da Indústria de Terminais de Líquidos no país

Segundo o Anuário Estatístico da Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ) de 2022, um total de 270 instalações portuárias informaram movimentação ao Sistema de Desempenho Portuário (SDP) em 2022, das quais 195 terminais de uso privado (TUP), 36 portos organizados, 35 estações de transbordo de carga e 4 instalações portuária de turismo.

Em relação à carga foram movimentadas 1,209 bilhão de toneladas em 2022, uma redução de 0,4% em relação a 2021, uma vez que o aumento dos volumes movimentados de granéis sólidos para 712,2 milhões de toneladas (0,78% vs. 2021) e de carga geral solta de 62,6 milhões (5,37% vs. 2021) foi parcialmente compensada pela diminuição de 2,99% na movimentação de granéis líquidos no período alcançando 305,5 milhões de toneladas.

Os portos privados foram responsáveis por 65,1% da movimentação de carga em 2022 e apresentam um crescimento médio de 2010-2022 de 3,2% vs. 2,9% em relação aos portos organizados. As especialidades de movimentação dos TUPs foram granel sólido mineral com 86% do volume, 70% do volume de granel líquido e 69% da movimentação de carga geral solta.

No que diz respeito à cabotagem, do total movimentado de 203,3 milhões de toneladas (-1,7% em relação a 2021), 80% foram realizados pelos portos privados (TUPs). O share de mercadorias no escopo global de cabotagem alcançou 93,2%, com destaque para Petróleo e derivados (75,9%), mineração (9,9%) e contêineres (8,9%).

Ainda no âmbito de transportes aquaviários, a movimentação de carga na navegação interior atingiu 116,0 milhões de toneladas em 2022, um aumento de 6,9% vs. 2021, com destaque para a crescente participação de soja e milho.

De acordo com a ANTAQ, os 10 maiores portos organizados foram responsáveis por 87% da movimentação de cargas no ano de 2022, com destaque para os portos de Santos (SP), Paranaguá (PR) e Itaguaí (RJ) que conjuntamente movimentaram 228,9 milhões de toneladas (54% do total).

Figura 1 – Principais Portos Organizados em Movimentação de Carga (milhões ton)

Portos organizados	Movimentação	
	Milhões ton	%
Santos (SP)	126,2	30%
Paranaguá (PR)	52,0	12%
Itaguaí (RJ)	50,7	12%
Itaqui (MA)	33,6	8%
Suape (PE)	24,7	6%
Rio Grande (RS)	24,2	6%
Vila do Conde (PA)	17,9	4%
Santarém (PA)	13,2	3%
São Francisco do Sul (SC)	12,7	3%
Rio de Janeiro (RJ)	11,2	3%

No caso dos Terminais de Uso Privado (TUPs), destaque para os terminais operados pela Vale e pela Petrobras que conjuntamente movimentaram 55% da carga total em 2022.

Figura 2 – Principais TUPs em Movimentação de Carga (milhões ton)

TUPs	Movimentação	
	Milhões ton	%
Ponta da Madeira (MA) - Vale	168,0	21%
Tubarão (ES) - Vale	68,0	9%
TEBIG (RJ) - Petrobras	59,8	8%
TEBAR (SP) - Petrobras	58,9	8%
Tpet/Toil (RJ) - Açu Petróleo	33,9	4%
Ilha Guaíba Tig (RJ) - Vale	27,7	4%
Porto do Açu Minério (RJ)	21,4	3%
Madre de Deus (BA) - Petrobras	19,9	3%
Porto Sudeste do Brasil (RJ)	18,5	2%
Terminal da Ilha D'Água (RJ) - Petrobras	17,3	2%

Conforme apresentação do desempenho aquaviário de 2022, disponibilizado pela ANTAQ, foram movimentadas 1,209 bilhões de toneladas ao longo do ano, um decréscimo de 0,4% em relação a 2021 e um crescimento de 4,5% em relação ao ano de 2020. Realizando a leitura do perfil das cargas, cargas conteinerização responderam por 128 milhões de toneladas, um decréscimo de 3,7% em relação ao ano de 2021, quando foram movimentadas cerca de 133 milhões de toneladas.

Cargas de granel líquido e gasoso responderam por 305 milhões de toneladas, um decréscimo de 3,1% em relação ao ano de 2021, quando foram transportadas 315 milhões de toneladas. Granéis sólidos representaram 712 milhões de toneladas, crescimento de 1,2% em relação a 2021. Por fim, cargas gerais movimentaram 64 milhões de toneladas ao longo do ano e cresceram 8,4% em relação ao ano anterior.

A carga mais exportada no ano foi o minério de ferro, que respondeu por 50% das exportações, em toneladas, verificadas em 2022, seguido pela soja (11%), milho e petróleo (6% cada). As mercadorias mais importadas ao longo do ano foram adubos (fertilizantes), com 22% das toneladas totais importadas, seguido pelos derivados de petróleo (13%) e Petróleo (6%).

TUPs responderam por 65% da movimentação verificada em 2022, com 786,5 milhões de toneladas movimentadas. O principal terminal autorizado utilizado foi o Terminal Marítimo de Ponta da Madeira, com 168,0 milhões de toneladas movimentadas. Segundo a Agência, a fase de recuperação na movimentação de cargas para os portos privados já se iniciou, pois mesmo com uma variação negativa verificada ante o 3T2021, de -1,32%, o número é menor quando comparado aos trimestres anteriores, que marcaram -4,46% e 3,71%, respectivamente.

A movimentação de portos públicos foi de 422,2 milhões de toneladas, um crescimento de 3,1% em relação ao ano de 2021. O principal porto público utilizado para as movimentações foi o Porto de Santos, com 126,2 milhões de toneladas movimentadas ou quase 1/3 do total movimentado através de portos públicos.

O comportamento dos três modais de navegação (Longo curso, cabotagem e interior) apresentou o seguinte desempenho no ano:

- **Navegação de Longo Curso:** decréscimo de 0,75% em relação a 2021 com 849,6 milhões de toneladas movimentadas, das quais 515,7 milhões destinadas à exportação (minérios de ferro, milho, soja e derivados de petróleo) sendo o principal destino a China;
- **Cabotagem:** recuo de 1,9% em relação a 2021 atingindo 283,3 milhões de toneladas com destaque para petróleo e derivados (64,5%) e mineração (14,6%), tendo o granel líquido e gasoso contribuído com 67,0% da movimentação no período.
- **Navegação interior:** houve crescimento de 10,38% em relação a 2021 explicado principalmente pela importância da movimentação do milho com aumento de 83,87% no ano contra ano.

O perfil de carga no trimestre manteve a predominância da movimentação de granéis sólidos (61% do total), seguidos pelos granéis líquidos (23,6%), carga conteinerização (10,6%) e carga geral (4,8%).

2.1 Capacidade de Movimentação de Cais

Segundo dados do estatístico aquaviário de 2022 da ANTAQ, apresenta-se a seguir considerações sobre as principais modalidades de transporte:

2.1.1 Granel Sólido

Em 2022 foram movimentadas 712,2 milhões de toneladas de granel sólido, apresentando uma variação positiva de 0,78% em relação ao ano anterior. Do granel solido total transportado, 64,9% se deram através de portos privados e 35,1% através de portos públicos. O minério de ferro foi o maior item transportado na categoria, com 360,6 milhões de toneladas, um decréscimo de 2,7% em relação a 2021, seguido por petróleo e derivados (191,1 milhões de toneladas) e contêineres (128,4 milhões de toneladas). O transporte de minério de ferro foi realizado majoritariamente via TUPs, com 87,3% do total transportado vs. 12,7% via portos organizados.

Em termos regionais, o Sudeste e Sul concentraram 51,8% da movimentação. Embora com índices de utilização inferiores, o arco norte (regiões Norte e Nordeste) projeta-se com alta expectativa de aumento de utilização e de importância no escoamento de grãos dado, dentre outros fatores, o crescimento da produção agrícola no bioma cerrado (última fronteira agrícola do país) e em particular na região de MATOPIBA (Maranhão, Tocantins, Piauí e Região Oeste da Bahia), bem como a conclusão no médio e longo prazo do anel ferroviário quando da entrada em operação das ferrovias Norte Sul, FIOL (Ferrovia Integração Oeste Leste), FICO (Ferrovia de Integração do Centro-Oeste) e Transnordestina.

2.1.2 Granel Líquido e gasoso

A atividade de movimentação de granéis líquidos alcançou 305,5 milhões de toneladas em 2022, sendo 79,1% por intermédio de Tupãs. O sudeste concentra a maior capacidade de movimentação com 63% do total dada a primazia da região na produção de óleo & gás e de comercialização de combustíveis no país, de maneira que 80% do grupo de mercadorias dos terminais da região esteja concentrado em combustíveis. Do ponto de vista de combustíveis e biocombustíveis, a região é responsável também por suprir a demanda do Centro-Oeste, com existência ainda de importantes gargalos logísticos de transportes que desotimizam e encarecem o transporte de combustíveis e biocombustíveis para a região. A segunda região em importância é a Nordeste, região de mais recente desenvolvimento da distribuição de combustíveis acompanhando o crescimento econômico da região superior à média nacional (dada a elasticidade de 1,2x de consumo de combustíveis para crescimento de PIB, de acordo com nossos modelos de regressão).

2.1.3 Contêineres

11,4 milhões de toneladas equivalentes úteis (TEUs) foram movimentadas em 2021 nas instalações portuárias brasileiras. Do total movimentado, 64,6% ocorreram nos portos organizados, com destaque para as regiões Sudeste e Sul que representaram conjuntamente 82% da movimentação de carga.

2.1.4 Carga Geral

Finalmente, as instalações portuárias movimentaram 62,6 milhões de carga geral, das quais 59% pelos terminais de uso privado (TUPs). O Sudeste concentra um pouco mais de 74,4% do total transportado e o restante é dividido principalmente entre as regiões Sul e Nordeste com 9 e 6 milhões cada.

Figura 3 – Classificação de Carga, Produto e Mercadorias - PNLP

Natureza de Carga	Produto	Grupo de mercadorias PNLP
Carga Geral	Cargas em geral	Carga geral
Contêiner	Contêiner	Contêiner
Granel sólido	Soja em grão ou farelo, milho, açúcar, trigo, cereais, cavaco de madeira e produtos alimentícios	Granéis sólidos vegetais
	Minério de ferro	Granel sólido mineral
	Adubos e fertilizantes, alumina e bauxita, café, chá, mate, ferro-gusa e sal	Granéis sólidos diversos
Granel líquido	Caulim, soda cáustica e produtos químicos	Granéis líquidos produtos químicos
	Álcool, derivados de petróleo, petróleo, gás liquefeito de petróleo (GLP) e outros combustíveis	Granéis líquidos combustíveis
	Óleo de soja, sucos e produtos alimentícios	Granéis líquidos diversos

2.2 Principais Tipos de Terminais de Líquidos

Existem 4 principais tipos de terminais de líquidos: terminais de petróleo, terminais de químicos e terminais / bases de distribuição de combustíveis (exceto GLP) e terminais / bases de distribuição de GLP.

2.2.1 Terminais de Petróleo

Segundo dados do Anuário Estatístico de 2022 da ANP, o Brasil possui capacidade de armazenamento de 5.387.997 m³ de petróleo cru, dos quais 100,0% de propriedade da Transpetro (Petrobras Transporte S.A.).

Em relação à capacidade de armazenamento de petróleo da Transpetro, terminais marítimos respondem por 73,1%, seguidos por terminais terrestres (25,6%) e 1,2% no terminal fluvial de Coari (AM).

A capacidade de armazenamento em terminais marítimos da companhia concentra-se principalmente nos terminais de São Sebastião (Almirante Barroso) respondendo por 41% da capacidade, e de Angra dos Reis (Ilha Grande) com 22%, ambos na região sudeste. O cluster da região Sul vem em segundo lugar em importância com os terminais de TEFRAN (SC) e de Osório (RS) respondendo conjuntamente por 25,3% da capacidade de armazenamento de petróleo cru.

Os terminais terrestres da Transpetro possuem uma divisão mais equilibrada da capacidade de armazenamento de petróleo, de maneira que os terminais de Cabiúnas (Macaé-RJ), Guararema (SP/ e Campos Elíseos (Duque de Caxias – RJ) respondem individualmente por 31% a 33% da capacidade total da companhia.

Figura 4 – Capacidade de Armazenamento de Terminais de Petróleo – ANP

TIPO, LOCAL E OPERADOR (UNIDADE DA FEDERAÇÃO)	Capacidade Nominal de Armazenamento (m³) Petróleo	%
1. Transpetro	**5.040.016**	**100,0%**
1.1 Terminal Fluvial	**62.817**	**1,2%**
COARI(AM) - TRANSPETRO SOLIMÕES (COARI)	62.817	1,2%
1.2 Terminal Marítimo	**3.684.513**	**73,1%**
SAO SEBASTIAO(SP) - TRANSPETRO ALMIRANTE BARROSO (SÃO SEBASTIÃO)	1.581.574	31,4%
SAO MATEUS(ES) - TRANSPETRO SÃO MATEUS	62.400	1,2%
SAO FRANCISCO DO SUL(SC) - TRANSPETRO SÃO FRANCISCO DO SUL (TEFRAN)	466.655	9,3%
OSORIO(RS) - TRANSPETRO OSÓRIO	509.000	10,1%
MACEIO(AL) - TRANSPETRO MACEIÓ	15.578	0,3%
GUAMARE(RN) - TRANSPETRO GUAMARÉ	47.941	1,0%
ARACAJU(SE) - TRANSPETRO ARACAJU	155.788	3,1%
ANGRA DOS REIS(RJ) - TRANSPETRO ANGRA DOS REIS	845.577	16,8%
1.3 Terminal Terrestre	**1.292.686**	**25,6%**
MACAE(RJ) - TRANSPETRO MACAÉ	485.198	9,6%
GUARAREMA(SP) - TRANSPETRO GUARAREMA	425.072	8,4%
DUQUE DE CAXIAS(RJ) - TRANSPETRO TECAM DUQUE DE CAXIAS	334.943	6,6%
CUBATAO(SP) - TRANSPETRO CUBATÃO	47.473	0,9%
Total	**5.040.016**	**100,00%**

2.2.2 Terminais de Químicos

Os terminais de químicos estão classificados dentro da rubrica Derivados e Biocombustíveis (Exceto GLP) onde, segundo painel dinâmico da ANP, a capacidade total alcançou 9.680.059 m³, sendo que 51,6% são operados pela Transpetro (4.997.807 m³) e os outros 36,8% por associados da ABTL, com capacidade de 3.558.367 m³ de capacidade de armazenagem distribuídos em 1.351 tanques.

Da capacidade total, os terminais de químicos são operados normalmente por grandes players como Ultracargo, Cattalini, Ageo, Adonai, Stolthaven, Vopak, Odfjell-Granel Química, Oiltanking e Katoen-Natie.

De acordo com VENDRAMINI[2], os terminais de químicos possuem operação mais complexa que àqueles voltados exclusivamente a combustíveis. Normalmente, a capacidade unitária de tanques varia entre 300 m³ e 4.000 m³ (vs. 5.000 m³ a 10.000 m³ no caso de combustíveis e 500 m³ a 2.000 m³ para aditivos aos combustíveis), utiliza-se a depender do produto tanques de maior pressão (tipo API 620) em relação aos tradicionais API 650, bem como construídos em aço inoxidável quando a natureza do produto possui ação corrosiva (vs. tubulações e acessórios em aço de carbono no caso dos combustíveis).

[2] VENDRAMINI JR, M.A. "Metodologia para Avaliação de Terminais Portuários de Granéis Líquidos", Projeto PNUD-BRA/13/013, Outubro 2018.

Além disso, podem utilizar de GLP, vapor, nitrogênio e óleo combustível e geralmente possuem maior quantidade de bombas do que os terminas de combustíveis dada as diversas famílias de produto muitas vezes incompatíveis entre si, portanto evitando-se contaminação entre produtos. Do ponto de vista de eficiência relativa, os terminais químicos operam com baixas vazões, de maneira que suas tubulações (muitas vezes em aço inoxidável) possuem diâmetro inferior de 4" e 8" vs. as tubulações de combustíveis de maior pressão e diâmetro entre 6" e 18".

Finalmente, em geral utilizam-se de bombas dedicadas para evitar que resíduos possam contaminar outros produtos movimentados anteriormente e, dessa forma, apresentam maior consumo de energia elétrica por tonelada de produto movimentada do que os terminais de combustíveis.

2.2.3 Terminais / Bases de Distribuição de Combustíveis (exceto GLP)

De acordo com dados da ANP (Anuário estatístico de 2022) e da ABTL (Abril de 2023), os terminais de derivados e biocombustíveis (exceto GLP) possuem uma capacidade de armazenamento nominal de 9.412.270 m³, dos quais 52,6% de propriedade da Transpetro e 33,4% por parte das associadas da ABTL.

Figura 5 – Capacidade de Armazenamento de Derivados e Biocombustíveis (ex-GLP) – m³ (ANP/ABTL)

TIPO, LOCAL E OPERADOR (UNIDADE DA FEDERAÇÃO)	Capacidade Nominal de Armazenamento (m³) Derivados e Biocombustíveis (ex-GLP)	%
1. Transpetro	**4.997.807**	**51,6%**
1.1 Terminal Fluvial / Lacustre	**128.822**	**1,3%**
COARI(AM) - TRANSPETRO COARI	603	0,0%
RIO GRANDE(RS) - TRANSPETRO RIO GRANDE	101.092	1,0%
CANOAS(RS) - TRANSPETRO TENIT CANOAS	27.127	0,3%
1.2 Terminal Marítimo	**2.721.126**	**28,1%**
VITORIA(ES) - TRANSPETRO VITÓRIA	10.707	0,1%
SAO SEBASTIAO(SP) - TRANSPETRO SÃO SEBASTIÃO	476.358	4,9%
SAO MATEUS(ES) - TRANSPETRO SÃO MATEUS	15.600	0,2%
SAO LUIS(MA) - TRANSPETRO SÃO LUIS	71.290	0,7%
ARACRUZ(ES) - TRANSPETRO ARACRUZ	60.988	0,6%
SANTOS(SP) - TRANSPETRO SANTOS	263.134	2,7%
RIO DE JANEIRO(RJ) - TRANSPETRO ILHA DÁGUA - TABG	165.066	1,7%
PARANAGUA(PR) - TRANSPETRO PARANAGUÁ	167.092	1,7%
OSORIO(RS) - TRANSPETRO OSÓRIO	363.953	3,8%
MADRE DE DEUS(BA) - TRANSPETRO MADRE DE DEUS	638.925	6,6%
MACEIO(AL) - TRANSPETRO MACEIÓ	42.319	0,4%
IPOJUCA(PE) - TRANSPETRO IPOJUCA	92.746	1,0%
GUAMARE(RN) - TRANSPETRO GUAMARÉ	210.459	2,2%
ANGRA DOS REIS(RJ) - TRANSPETRO ANGRA DOS REIS	142.489	1,5%
1.3 Terminal Terrestre	**2.174.446**	**22,5%**
VOLTA REDONDA(RJ) - TRANSPETRO VOLTA REDONDA	28.137	0,3%
UBERLANDIA(MG) - TRANSPETRO UBERLÂNDIA	47.109	0,5%
UBERABA(MG) - TRANSPETRO UBERABA	54.702	0,6%
SENADOR CANEDO(GO) - TRANSPETRO SENADOR CANEDO	122.359	1,3%
SAO CAETANO DO SUL(SP) - TRANSPETRO SÃO CAETANO DO SUL (UTINGA)	222.592	2,3%
RIBEIRAO PRETO(SP) - TRANSPETRO RIBEIRÃO PRETO	52.228	0,5%
PAULINIA(SP) - TRANSPETRO PAULÍNIA	171.131	1,8%
JEQUIE(BA) - TRANSPETRO JEQUIÉ	23.230	0,2%
JAPERI(RJ) - TRANSPETRO JAPERI	38.588	0,4%
ITAJAI(SC) - TRANSPETRO ITAJAÍ	49.917	0,5%
ITABUNA(BA) - TRANSPETRO ITABUNA	23.454	0,2%
GUARULHOS(SP) - TRANSPETRO GUARULHOS	164.010	1,7%
GUARAREMA(SP) - TRANSPETRO GUARAREMA	595.236	6,1%
GUARAMIRIM(SC) - TRANSPETRO GUARAMIRIM	18.993	0,2%
DUQUE DE CAXIAS(RJ) - TRANSPETRO TECAM DUQUE DE CAXIAS	102.035	1,1%
CUBATAO(SP) - TRANSPETRO CUBATÃO	113.635	1,2%
CANDEIAS(BA) - TRANSPETRO CANDEIAS	36.417	0,4%
BRASILIA(DF) - TRANSPETRO BRASILIA	72.351	0,7%
BIGUACU(SC) - TRANSPETRO BIGUAÇU	38.344	0,4%
BARUERI(SP) - TRANSPETRO BARUERI	199.978	2,1%
2. Associadas ABTL	**3.558.367**	**36,8%**
2.1 Terminal Fluvial	**112.052**	**1,2%**
ITACOATIARA(AM) - TFB ITACOATIARA (ANTIGA EQUADOR LOG)	104.000	1,1%
LADARIO(MS) - GRANEL QUÍMICA LADÁRIO	8.052	0,1%
2.2 Terminal Marítimo	**3.446.315**	**35,6%**
VILA VELHA(ES) - OILTANKING VILA VELHA	70.144	0,7%
SAO LUIS(MA) - ULTRACARGO SÃO LUÍS	155.000	1,6%
SAO LUIS(MA) - GRANEL QUÍMICA ITAQUI 2	49.676	0,5%
SAO LUIS(MA) - GRANEL QUÍMICA ITAQUI	96.708	1,0%
SANTOS(SP) - VOPAK SANTOS	276.820	2,9%
SANTOS(SP) -TEQUIMAR	306.775	3,2%
SANTOS(SP) - STOLTHAVEN SANTOS	149.625	1,5%
SANTOS(SP) - GRANEL QUÍMICA SANTOS	51.910	0,5%
SANTOS(SP) - AGEO SANTOS	256.120	2,6%
SANTOS(SP) - AGEO NORTE SANTOS	153.508	1,6%
SANTOS(SP) - AGEO LESTE SANTOS	100.612	1,0%
SANTOS(SP) - ADONAI SANTOS	90.400	0,9%
SANTOS(SP) - DOW BRASIL	62.000	0,6%
RIO GRANDE(RS) - GRANEL RIO GRANDE	70.385	0,7%
RIO DE JANEIRO(RJ) - TEQUIMAR RIO DE JANEIRO	17.247	0,2%
PARANAGUA(PR) - TERIN	53.200	0,5%
PARANAGUA(PR) - CATTALINI	613.000	6,3%
IPOJUCA(PE) - TEQUIMAR	158.000	1,6%
IPOJUCA(PE) - PANDENOR	122.865	1,3%
IPOJUCA(PE) - DECAL IPOJUCA	156.000	1,6%
CANDEIAS(BA) - VOPAK CANDEIAS	108.130	1,1%
CANDEIAS(BA) -TEQUIMAR	218.190	2,3%
BARCARENA(PA) - ULTRACARGO VILA DO CONDE	110.000	1,1%
3. Demais Empresas	**1.123.885**	**11,6%**
3.1 Terminal Fluvial	**51.300**	**0,5%**
3.2 Terminal Marítimo	**314.637**	**3,3%**
3.3 Terminal Terrestre	**757.948**	**7,8%**
Total	**9.680.059**	**100,0%**

2.2.4 Terminais de Armazenamento de GLP

A Transpetro concentra 90,7% da capacidade de armazenamento de GLP do Brasil. No rol das associadas da ABTL, somente a Ultracargo possui exposição à atividade respondendo por 1,3% da capacidade de armazenamento (Ipojuca – PE). Dentre as demais empresas, destaque para a armazenadora Utingás, bem como Supergasbraz, Braskem e Fogas.

Figura 6 – Capacidade de Armazenamento de GLP – m³ (ANP)

TIPO, LOCAL E OPERADOR (UNIDADE DA FEDERAÇÃO)	Capacidade Nominal de Armazenamento (m³) GLP	%
1. Transpetro	**342.499**	**90,7%**
1.1 Terminal Fluvial	**19.116**	**5,1%**
COARI(AM) - TRANSPETRO COARI	19.116	5,1%
1.2 Terminal Marítimo	**256.714**	**68,0%**
SAO LUIS(MA) - TRANSPETRO SÃO LUIS	7.973	2,1%
SANTOS(SP) - TRANSPETRO SANTOS	83.002	22,0%
RIO DE JANEIRO(RJ) - TRANSPETRO ILHAS REDONDA RIO DE JANEIRO	78.071	20,7%
PARANAGUA(PR) - TRANSPETRO PARANAGUÁ	9.532	2,5%
MADRE DE DEUS(BA) - TRANSPETRO MADRE DE DEUS	15.338	4,1%
IPOJUCA(PE) - TRANSPETRO IPOJUCA	15.898	4,2%
ARACRUZ(ES) - TRANSPETRO ARACRUZ	46.900	12,4%
1.3 Terminal Terrestre	**66.669**	**17,7%**
UBERLANDIA(MG) - TRANSPETRO UBERLÂNDIA	9.518	2,5%
SENADOR CANEDO(GO) - TRANSPETRO SENADOR CANEDO	20.321	5,4%
MACAE(RJ) - TRANSPETRO MACAÉ	4.770	1,3%
JEQUIE(BA) - TRANSPETRO JEQUIÉ	4.985	1,3%
ITAJAI(SC) - TRANSPETRO ITAJAÍ	6.369	1,7%
ITABUNA(BA) - TRANSPETRO ITABUNA	4.798	1,3%
BRASILIA(DF) - TRANSPETRO BRASILIA	9.528	2,5%
BARUERI(SP) - TRANSPETRO BARUERI	6.380	1,7%
2. Ultracargo	**5.000**	**1,3%**
2.1 Terminal Marítimo	**5.000**	**1,3%**
IPOJUCA(PE) - ULTRACARGO IPOJUCA	5.000	1,3%
3. Demais Empresas	**30.098**	**8,0%**
3.1 Terminal Fluvial	**843**	**0,2%**
3.2 Terminal Marítimo	**12.041**	**3,2%**
3.3 Terminal Terrestre	**17.214**	**4,6%**
Total	**377.597**	**100,0%**

Somando-se a capacidade dos 3 tipos de terminais, segundo dados da ANP e da ABTL, o Brasil possui 15.030.672 m³ de capacidade nominal de armazenagem dividida em 2.429 tanques, da qual 33,5% destinada ao petróleo cru, 64,0% para derivados e biocombustíveis (ex-GLP) e 2,5% para GLP.

As associadas da ABTL respondem conjuntamente por uma capacidade de armazenamento de 3.496.367 m³, o equivalente a 23,26% da capacidade total nacional. A Transpetro possui a maior capacidade com 69,06% do total e demais empresas como Braskem, Logum, Utingás, Copesul, Cosan, Brasil Port entre outras acumulam os demais 8,78%.

Figura 7 – Market Share da Capacidade de Armazenamento Brasileira – m³ (ANP/ABTL)

Tipo, local e operador (Unidade da federação)	Número de Tanques	Capacidade Nominal de Armazenamento (m³)				
		Petróleo	Derivados e Biocombustíveis (Ex-GLP)	GLP	Total	%
Transpetro	**592**	**5.040.016**	**4.997.807**	**342.499**	**10.380.322**	**69,06%**
ABTL	**1.321**	**0**	**3.491.367**	**5.000**	**3.496.367**	**23,26%**
Ultracargo	370	0	960.212	5.000	965.212	6,42%
Adonai	72	0	90.400	0	90.400	0,60%
AGEO	270	0	510.240	0	510.240	3,39%
Cattalini	133	0	613.000	0	613.000	4,08%
DECAL	12	0	156.000	0	156.000	1,04%
ODFJELL	113	0	276.731	0	276.731	1,84%
OILTANKING	23	0	70.144	0	70.144	0,47%
PANDENOR	32	0	122.865	0	122.865	0,82%
STOLTHAVEN SANTOS	95	0	149.625	0	149.625	1,00%
TERIN	8	0	53.200	0	53.200	0,35%
TFB	16	0	104.000	0	104.000	0,69%
VOPAK	177	0	384.950	0	384.950	2,56%
Demais Empresas	**516**	**0**	**1.123.885**	**30.098**	**1.153.983**	**7,68%**
Total	**2.429**	**5.040.016**	**9.613.059**	**377.597**	**15.030.672**	**100,00%**

3. Panorama da Indústria de Refino no país

O parque de refino brasileiro é composto por 19 refinarias, das quais 11 são controladas pela Petrobras representando 81,7% da capacidade autorizada de processamento do país. A maior refinaria em termos de capacidade é a Refinaria de Paulínia (REPLAN) com 18,2% do total. As 8 refinarias privadas respondem por 18,3% da capacidade.

Figura 8 – Parque de refino brasileiro – ANP

#	Nome	Sigla	Estado	Capacidade (Barril/dia)	%
1	Lubrificantes e Derivados do Nordeste	LUBNOR	Ceará	10.378	0,4%
2	Potiguar Clara Camarão	RPCC	Rio Grande do Norte	44.658	1,9%
3	Abreu e Lima	RNEST	Pernambuco	115.009	4,8%
4	Gabriel Passos	REGAP	Minas Gerais	166.051	7,0%
5	Presidente Getúlio Vargas	REPAR	Paraná	213.854	9,0%
6	Alberto Pasqualini	REFAP	Rio Grande do Sul	220.143	9,2%
7	Duque de Caxias	REDUC	Rio de Janeiro	251.592	10,5%
8	Henrique Lage	REVAP	São Paulo	251.592	10,5%
9	Paulinia	REPLAN	São Paulo	433.996	18,2%
10	Presidente Bernardes	RPBC	São Paulo	179.184	7,5%
11	Capuava	RECAP	São Paulo	62.898	2,6%
Total Petrobras				**1.949.355**	**81,7%**
12	Refinaria de Manaus	REMAN	Manaus	45.916	1,9%
13	Refinaria de Petróleo Bahia	Dax Oil	Bahia	2.095	0,1%
14	Petróleos de Manguinhos	Manguinhos	Rio de Janeiro	14.303	0,6%
15	Petróleo Riograndense	Riograndense	Rio Grande do Sul	17.014	0,7%
16	UNIVEN Refinaria	UNIVEN	São Paulo	5.158	0,2%
17	Refinaria de Mataripe	Mataripe	Bahia	377.388	15,8%
18	SIX	SIX	Paraná	7.800	0,3%
19	Ssoil Energy S/A	Ssoil	São Paulo	12.498	0,5%
Total refinarias privadas				**436.256**	**18,3%**
Capacidade Total Brasil				**2.385.611**	**100,0%**

A região sudeste concentra 56,6% da capacidade de refino do país sendo superavitária na equação produção e consumo de derivados de petróleo. O Estado de São Paulo isoladamente representa 38,9% da capacidade do país dividida em cinco refinarias (RECAP, REPLAN, REVAP, RPBC, UNIVEN e Ssoil). Do ponto de vista logístico, o Estado ainda possui uma importante malha de dutos para movimentação de derivados entre refinarias, terminais e bases e o Porto de Santos como hub de importação ou abastecimento de outros estados da federação. Além das refinarias de São Paulo completam a capacidade da região as refinarias de Duque de Caxias e Manguinhos no estado do Rio de Janeiro e a refinaria de Gabriel Passos no estado de Minas Gerais. Mix de produção da região dividido entre Diesel (38,0%), Gasolina (23,5%), Óleo Combustível (11,4%), Querosene de Aviação (5,2%) e outros derivados (21,8%).

Segunda em capacidade de refino no território nacional, **a região Nordeste** concentra 22,6% do parque de refino dividido em cinco refinarias (DAX Oil, Lubnor, RLAM, RNEST e RPCC). A região é deficitária na equação produção e consumo de derivados. Atualmente, é a única região que possui expectativa de expansão de capacidade com a entrada em operação do segundo trem de refino da RNEST (Refinaria Abreu e Lima) de 130 kbpd projetada para 2024, de acordo com a Petrobras. O mix de produção é concentrado em Óleo Combustível (37,0%), seguido pelo Diesel (33,3%) e Gasolina (11,7%).

A região Sul, terceira em capacidade e balanceada na equação produção e consumo de derivados responde por 18,8% do total nacional (458,8 kbpd) por intermédio de três refinarias (REFAP, REPAR e Riograndense). O mix de produção é concentrado Diesel (45,2%), Gasolina (26,8%) e GLP (7,6%).

Com relação às demais regiões do Brasil, o **Centro-Oeste** não possui refinarias tendo sua demanda atendida em grande parte pela região Sudeste, principalmente por intermédio do oleoduto OSBRA que liga a REPLAN aos

terminais de Senador Canedo (GO) e Brasília (DF). **A região norte** possui uma refinaria em Manaus (Refinaria de Manaus, ex REMAN) de 46kbpd de capacidade operando basicamente para processar o petróleo produzido na região oriundo do campo de Urucu (onshore) e de regiões contíguas via cabotagem. Do ponto de vista fiscal, a refinaria está localizada na Zona Franca de Manaus (ZFM) possuindo, portanto, regime diferenciado de tributação em relação às demais refinarias do país. O mix de produção é dividido principalmente entre Gasolina (32,3%), Diesel (25,9%), Óleo Combustível (22,7%) e Nafta (0,4%).

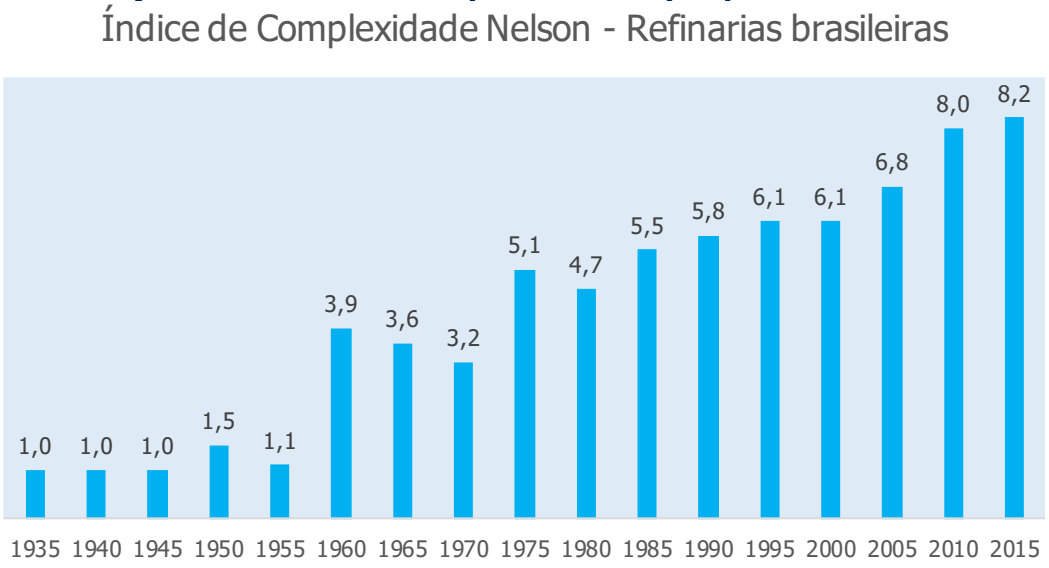
A primeira refinaria brasileira data de 1937 (Riograndense) e as demais 12 refinarias construídas até 1980 foram configuradas para operar com petróleo leve importado. Não houve aumento expressivo da capacidade de refino do país entre 1980 e 1999, mesmo com a construção de 3 refinarias na década de 2000 (RPCC, Univen e Dax Oil), todas de pequeno porte. Somente em 2014 com a inauguração do primeiro trem de refino da RNEST (Abreu e Lima) expandiu-se novamente a capacidade nacional. De acordo com a Petrobras, um novo aumento de capacidade da RNEST está previsto para 2024 com o início da operação do segundo trem de refino (130kbpd). Em 2021, houve nova expansão de capacidade com a inauguração da refinaria Ssoil em São Paulo, com capacidade de refino de 12.498 barris/dia.

O Brasil teve a construção do seu parque de refino concentrado na Petrobras. Em razão do monopólio detido pela empresa no segmento de refino e produção de petróleo no Brasil na época, as refinarias foram construídas com grande escala de produção visando minimizar os custos de abastecimento atendendo toda a demanda nacional de maneira complementar entre cada unidade. O foco, portanto, foi a garantia de abastecimento com menor custo possível em todas as regiões do Brasil com operação complementar e sem competição entre unidades de refino. Nesse sentido, a venda de unidades existentes para novos entrantes não implicará imediatamente em competição própria de livre mercado. Pelo contrário, o desinvestimento da Petrobras poderá criar monopólios regionais privados com possíveis implicações de suprimento, condições concorrenciais e preço final ao consumidor que necessitam de antemão um tratamento regulatório adequado e a criação de regras de transição operacionais, derrogáveis à medida em que são incrementadas as condições logísticas e de competição.

3.1 Índices de complexidade do parque do refino nacional

Como destacado anteriormente, as refinarias nacionais foram construídas para processamento de óleo leve importado, portanto com índices de complexidade Nelson baixos (índice que mede a capacidade secundária de conversão de uma refinaria em relação a sua capacidade primária de destilação) quando comparadas, por exemplo, às refinarias norte-americanas. Devido a esse fato e aliado ao consistente aumento na demanda doméstica de combustíveis fez com que historicamente – e ainda atualmente – o Brasil seja um país exportador de óleo cru e importador de derivados (principalmente diesel) para abastecimento do mercado local. Dessa forma, o abastecimento interno de combustíveis – além das questões de logísticas internas que serão exploradas no decorrer deste capítulo – é dependente da capacidade de infraestrutura de terminais de importação de derivados ao longo da costa brasileira complementarmente à produção nacional.

Figura 9 – Evolução dos índices de complexidade do parque de refino brasileiro (ANP)



De acordo com o World Energy Review 2021[3], a complexidade média do parque global de refino alcançou 9,6 pontos em 2021, conforme segregado abaixo.

Figura 10 – Evolução Índices de Complexidade Nelson (NCIs) do parque global de refino (World Energy Review 2021 – ENI)

NCIs	2000	2005	2010	2015	2018	2021
Europa	8,3	8,7	8,9	9,2	9,2	9,4
Rússia e Asia Central	5,8	6,7	6,9	7,1	7,5	8
Oriente Médio	5,4	5,5	5,8	6,9	6,9	7,3
África	4,9	5,6	5,7	5,8	5,9	6,4
Ásia-Pacífico	6,9	7,4	8,3	9,2	9,6	10,1
Américas	**10,0**	**10,2**	**10,6**	**10,8**	**10,8**	**10,8**
América do Norte	*10,9*	*11,2*	*11,6*	*11,7*	*11,6*	*11,6*
América do Sul	*7,1*	*7,5*	*7,4*	*7,7*	*7,8*	*8*
Média global	**7,9**	**8,2**	**8,7**	**9,1**	**9,4**	**9,6**
Brasil	**6,1**	**6,8**	**8,0**	**8,2**	**8,2**	**8,2**

Quanto maior a complexidade de uma refinaria, maior seu valor agregado dada à possibilidade de processamento de óleos mais pesados (e, portanto, com preços mais baixos), produzindo por craqueamento derivados / combustíveis com preços mais altos.

3.2 Dados de mercado da indústria nacional de refino

O volume médio processado de óleo cru nas refinarias em 2022 alcançou 1.935kbpd, um aumento de 6,4% em relação à média de 2021. O volume processado no mês de dezembro de 2022 foi de 1.967kbpd representando um acréscimo de 3,1% em relação a dezembro de 2021 devido, principalmente, a grande demanda por combustíveis verificada no ano de 2022.

O fator de capacidade médio alcançou 75,5% no ano de 2022 e média de longo termo de 82,4%. A produção de derivados no ano de 2022 foi de 2.050kbpd, um aumento de 7,3% em relação a 2021 (1.911kbpd), com produção de gasolina A superior (+17,1%) alcançando média de 437,8kbpd vs. 374,0kbpd em 2021. A produção de diesel apresentou um aumento de 1,6% atingindo média de 738,5kbpd vs. 727,0kbpd no ano anterior. Demais derivados apresentaram diminuição na produção da ordem de 3,1%, passando de 756,0kbpd para 732,9kbpd no período de análise.

O volume importado de gasolina A em 2022 foi de 4,3 bilhões de litros, o que representou um aumento de 78,6% em relação a 2021 (2,4 bilhões de litros) e gastos de US$2,646 bilhões vs. US$1,161 bilhões no ano anterior. No caso do diesel, o volume importado atingiu 15,9 bilhões de litros vs. 14,4 bilhões em 2021 (+10,5%), com gastos de US$13,9 bilhões vs. US$7,0 bilhões em 2021. O volume importado de gasolina e diesel representou 13,8% e 28,0% da venda doméstica de combustíveis em 2022, respectivamente vs. 8,4% e 26,1% no ano de 2021.

De acordo com nosso modelo de oferta e demanda, estimamos que o Brasil permanecerá net importador de combustíveis líquidos no decênio 2023-32, alcançando um percentual de 19,6% na gasolina e 23,3% no diesel em 2032 vs. -1,2% e 21,5% nas estimativas da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) conforme cadernos de estudos do PDE 2032. A dependência do atendimento do mercado doméstico de abastecimento via importações, ainda que parcialmente, reforça a vigilância da prática de preços com paridade internacional (PPI) para evitar-se desequilíbrios de competição no mercado doméstico como criação de barreiras de entrada a novos agentes.

Com relação a vendas domésticas de derivados de Petróleo, o Brasil atingiu média de 2.464,7 kbpd em 2022, um aumento de 2,5% em relação a 2021, sinal do retorno sólido da demanda por combustíveis.

[3] World Energy Review 2021 – ENI

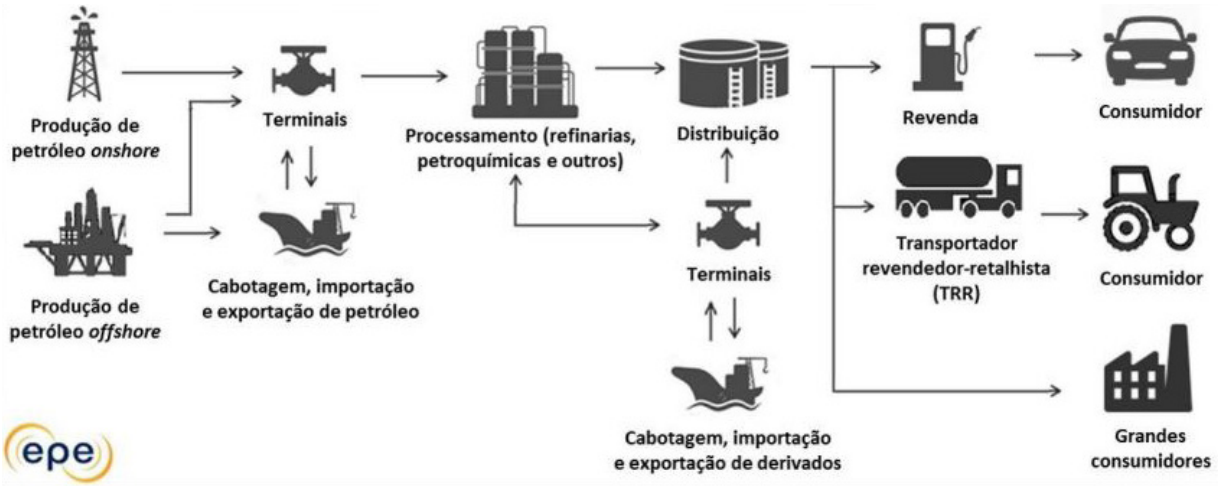
3.3 Cadeia logística de abastecimento de combustíveis

A cadeia logística de abastecimento de combustíveis é bastante complexa e, como mencionado anteriormente foi configurada para ser operada e centralizada pela Petrobras de maneira complementar entre cadeias (com proximidade a áreas de maior densidade populacional / consumo de combustíveis com escala para garantir-se o abastecimento em todo território nacional no menor custo possível).

Dos campos de produção, o petróleo é transportado via oleodutos ou navios e entregue em terminais para em seguida abastecer as refinarias. Após o processo de refino, os derivados são escoados por uma malha de dutos aos terminais para serem disponibilizados às distribuidoras no atendimento do mercado nacional e internacional.

Além da Transpetro, a empresa Logum Logística S.A. (criada em 1º de Março de 2011) possui atualmente uma malha de etanolduto de 350km e terminais terrestres em Uberaba e Ribeirão Preto para atendimento do mercado de etanol nas regiões de Campinas, Grande São Paulo e Rio de Janeiro, bem como atendimento às regiões Norte e Nordeste do país por cabotagem via carregamento em navios no Terminal portuário da Ilha D´Agua (RJ) operado pela Transpetro.

Figura 11 – Cadeia de abastecimento de combustíveis do Brasil – EPE



3.4 Capacidade de Armazenamento da indústria nacional de refino

De acordo com o painel estatístico de tancagem de abastecimento nacional de combustíveis da ANP, o parque de refino nacional possui atualmente uma capacidade de armazenamento de petróleo de 5.864.105 m³, da qual 86,4% controlada pela Petrobras. Em relação à capacidade de armazenamento de derivados, intermediários e etanol, a indústria de refino possui 10.227.824 m³ de capacidade, sendo 87,1% controlada pela Petrobras.

Tal capacidade de armazenamento corresponde a 116,35% da capacidade de terminais de armazenar petróleo e 105,6% da capacidade de armazenar derivados e biocombustíveis.

Se considerarmos somente a capacidade de armazenamento das refinarias em processo de desinvestimento por parte da Petrobras, o montante permaneceria relevante correspondendo a 56,64% da capacidade de armazenar petróleo e 59,50% para derivados e biocombustíveis dos terminais.

Dado que a Transpetro responde por 100,0% da capacidade de armazenamento de petróleo cru em terminais, a grande questão do ponto de vista de análise de impacto regulatório é particularmente em relação à capacidade de armazenamento de derivados e biocombustíveis para a indústria de terminais de líquidos.

Como será discutido no capítulo 3, as empresas privadas associadas a ABTL foram responsáveis por 60,7% do aumento de tancagem nos terminais de armazenamento de derivados e biocombustíveis nos últimos 14 anos, com 2.193.574 m³ de capacidade adicionada. Se levarmos em consideração a possibilidade, mesmo que parcial, de conversão das refinarias que serão desinvestidas em terminais equivalentes, no âmbito da revisão da RANP 852/2021, tudo mais constante estaria se eliminando um mercado potencial para a indústria de terminais de líquidos entre 3 e 13 anos de investimentos com base na última década, ou entre 2 e 5 anos em cenário de crescimento normalizado de atividade econômica de 3,0% a.a.

Portanto, analisar os possíveis impactos para a indústria de terminais de líquidos é fundamental para suportar discussões acerca da revisão da RANP#852/2021, como discorreremos ao longo deste estudo.

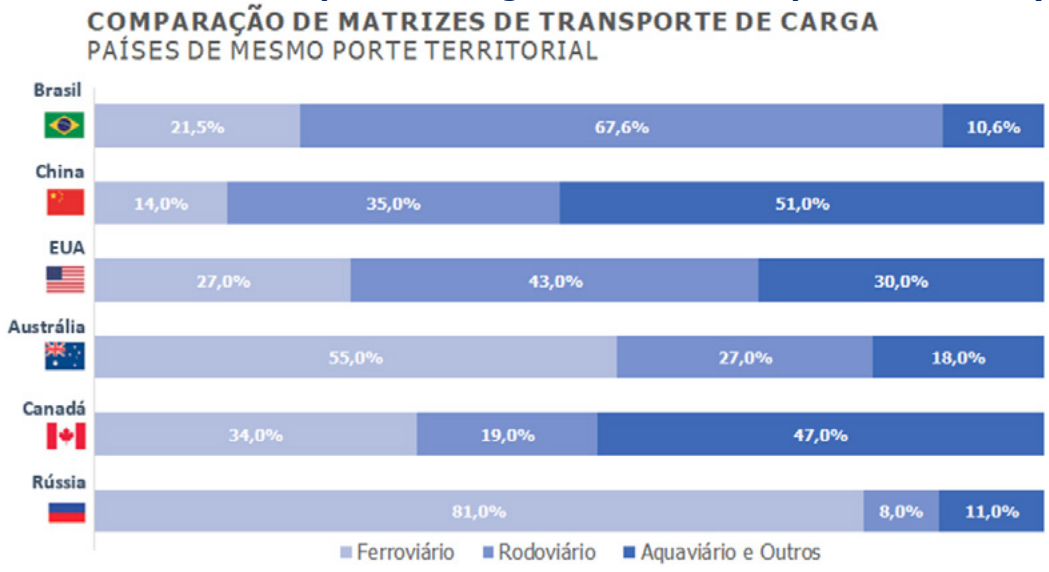
Figura 12 – Capacidade de Armazenamento do Refino vs. Terminais – m³ (ANP/ABTL)

Refinarias	Unidade da Federação	Capacidade de Armazenamento			
		Petróleo (M³)	% Capacidade	Derivados de Petróleo, Intermediários e Etanol (m³)	% Capacidade
Replan	SP	876.805	15,0%	1.885.731	18,4%
Revap	SP	596.132	10,2%	1.141.002	11,2%
RPBC	SP	356.076	6,1%	844.332	8,3%
Recap	SP	82.440	1,4%	216.111	2,1%
Reduc	RJ	943.347	16,1%	1.672.677	16,4%
Subtotal Sudeste (Petrobras) - (1)		**2.854.800**	**48,7%**	**5.759.853**	**56,3%**
Repar	PR	522.092	8,9%	866.786	8,5%
Refap	RS	409.535	7,0%	758.634	7,4%
RPCC	RN	0	N/A	17.352	0,2%
Rnest	PE	803.191	13,7%	778.071	7,6%
Lubnor	CE	49.018	0,8%	69.488	0,7%
Regap	MG	427.385	7,3%	656.205	6,4%
Subtotal Desinvestimento Petrobras - (2)		**2.211.221**	**37,7%**	**3.146.536**	**30,8%**
Subtotal Petrobras - (1) + (2)		**5.066.021**	**86,4%**	**8.906.389**	**87,1%**
Refinaria de Manaus (ex-Reman)	AM	128.700	2,2%	232.936	2,3%
Riograndense	RS	88.309	1,5%	65.034	0,6%
Manguinhos	RJ	0	0,0%	231.128	2,3%
Univen	SP	0	0,0%	0	0,0%
Dax Oil	BA	1.796	0,0%	1.920	0,0%
Mataripe (ex-Rlam)	BA	579.279	9,9%	790.417	7,7%
Six	PR	0	N/A	0	0,0%
Subtotal Privadas - (3)		**798.084**	**13,6%**	**1.321.435**	**12,9%**
Total (1) + (2) + (3)		**5.864.105**	**100,0%**	**10.227.824**	**100,0%**
% Capacidade de armazenamento de Terminais		**5.040.016**	**116,35%**	**9.680.059**	**105,66%**
% Somente Capacidade Desinvestimento		**2.211.221**	**43,87%**	**3.146.536**	**32,51%**
% Desinvestimento + Privadas		**3.009.305**	**59,71%**	**4.467.971**	**46,16%**

3.5 Matriz de Transporte de Carga no País

O transporte de cargas no Brasil possui ampla predominância do modal rodoviário, que representou 67,6% do total da capacidade (2021), seguido pelos modais ferroviário (21,5%), aquaviário e outros (10,6%). Quando comparamos a matriz brasileira com países de mesmo porte territorial, segundo dados da Associação Nacional de Transportadores Ferroviários (ANTF), o percentual referente ao modal aquaviário / outros em relações aos demais países é o menor de todos, com valor próximo ao da Rússia e ainda nota-se claramente a diferença da penetração de transporte via ferrovias no Brasil (21,5% vs. média de 38,8% para peer group) e rodovias (67,6% vs. média de 33,3% nos demais países).

Figura 13 – Matriz de Transporte de Carga – Países mesmo porte territorial (ANTF)



Conforme citado no Plano Nacional De Logística 2035 (PNL 2035) da Empresa de Planejamento Logístico (EPL), os modais ferroviário e aquaviário são os mais eficientes para transporte de cargas de médio e grande porte por longas distâncias, enquanto preferencialmente o modal rodoviário deveria ser utilizado para transportar cargas de pequeno e médio volume em pequenas distâncias.

Figura 14 – Distância percorrida por uma tonelada de carga com uso de um litro de combustível (CMC, USA)

Com base na matriz de transporte de carga do país, a movimentação de carga específica de petróleo e derivados em 2022 representou 22,7% e 2,4% dos volumes transportados por modais aquaviário e ferroviário. No caso específico de cabotagem, o percentual transportado de petróleo e derivados foi de 62,6% (vs. 75,4% em 2020). Com relação ao transporte de navegação interior, o segmento de petróleo e derivados representou 9,7% dos volumes transportados em 2021.

Em nossa opinião, aumentar o volume de transporte de petróleo e derivados pelo modal ferroviário com a conclusão da implementação de importantes ramos de ferrovias (Ferrogrão, Norte-Sul e FIOL) é uma medida relevante para reduzir custos com transporte de combustíveis e gases de efeito estufa (GEE), além de resolver gargalos logísticos de abastecimento que possam surgir quando da conclusão do processo de desinvestimento da Petrobras em 49,5% do parque de refino nacional.

Em relação ao mix de produtos transportados por oleodutos em 2021, segundo Anuário Estatístico de Transportes 2010-2021, ao todo 61,1 milhões de m3 foram movimentados, com destaque para diesel (34,8%), gasolina (23,6%), nafta (8,5%), querosene (6,3%), óleo combustível (16,2%) e álcool (5,5%).

Figura 15 – Malha de Terminais, Oleodutos e principais produtos armazenados e transportados (ANP)

Terminal	Estado	Oleodutos	Extensão (km)	Produtos
Angra dos Reis	RJ	ORBIG	123	Petróleo
Aracaju	SE	-	-	Petróleo
Barra do Riacho	ES	-	-	GLP, C5+
Barueri	SP	OBATI / OPASA	2x50/3x99	diesel, gasolina, álcool, OC
Belém	PA	-	-	derivados, GLP
Biguaçu	SC	OPASC	266	diesel, gasolina, álcool
Brasília	DF	OSBRA	964	diesel, gasolina, QAV, GLP
Cabedelo	PB	-	-	diesel, gasolina, MGP, álcool
Cabiúnas	RJ	OSDUC / OCAB	2x180/67	LGN e petróleo
Campos Elíseos (TECAM)	RJ	ORBEL I-II/ORBIG/OSDUC	364-358/123/2x180	petróleo, diesel, gasolina, alcool
Candeias	BA	BECAN 6-8	2x10	diesel, gasolina, OC
Coari	AM	ORSOL I-II	2x281	petróleo, GLP
Cubatão	SP	SSPA 1-2/SSPB-SSPC-SSPT/OSSPP 12/OSBAT	46/3x37/34/121	petróleo, gasolina, diesel, alcool, OC, GLP, nafta
Guamaré	RN	-	-	petróleo
Guaramirim	SC	OPASC	266	diesel, gasolina, álcool
Guararema	SP	OSRIO/OSPLAN I/OSPLAN II/OSVAT/RV16/OSVAT 22-24/30/34	372/235/153/83/67/2x1 20/153/35	petróleo, diesel, gasolina, alcool, OC
Guarulhos	SP	OSVAT 16/OSVAT 22-24	66/2x120	gasolina, diesel, álcool, OC, QAV
Ilha D´Água	RJ	-	-	álcool, diesel, gasolina, óleo leve de reciclo (LCO), petróleo
Ilha Redonda	RJ	GLP-REDUC	18	GLP
Itabuna	BA	ORSUB	394	diesel, gasolina, álcool, GLP
Itajaí	SC	OPASC	266	diesel, gasolina, álcool, GLP
Japeri	RJ	OSRIO/OSVOL	372/58	diesel, gasolina
Jequié	BA	ORSUB	394	diesel, gasolina, álcool, GLP
Macapá	AP	-	-	diesel

Terminal	Estado	Oleodutos	Extensão (km)	Produtos
Maceió	AL	OPMAC	28	petróleo, diesel, gasolina, álcool
Madre de Deus (TEMADRE)	BA	ORSUB	394	petróleo, diesel, gasolina, álcool, GLP
Manaus	AM	-	-	petróleo, gasolina, diesel, nafta, OC
Mucuripe	CE	-	-	asfalto, lubrificantes
Natal	RN	-	-	derivados
Niterói	RS	ORNIT	16	OC, LCO
Norte Capixaba	ES	-	-	petróleo
Osório	RS	OSCAN	4x98	petróleo, nafta, diesel, condensado petroquímico, gasolina
Paranaguá	PR	OLAPA/OPASC	94/266	gasolina, querosene, diesel
Regas. Baía de Guanabara (GNL)	RJ	-	-	gás natural
Regasificação de Pecém (GNL)	CE	-	-	gás natural
Ribeirão Preto	SP	OSBRA	964	diesel, gasolina, QAV, GLP
Rio Grande	RS	-	-	petróleo, tolueno, xileno, GLP
Santos	SP	-	-	gasolina, diesel, OC, GLP, querosene, álcool
São Caetano do Sul	SP	OBATI/SSPA 1-2/SSPB-SSPC-SSPT/OSVAT 16/22-24	2x50/46/3x37/66/2x120	diesel, gasolina, álcool, OC, GLP
São Francisco do Sul	SC	OSPAR	117	petróleo
São Luís	MA	-	-	derivados, GLP
São Sebastião	SP	OSPLAN I/OSBAT/OSVAT	235/121/83	petróleo, derivados claros
Senador Canedo	GO	OSBRA	964	diesel, gasolina, QAV, GLP
Suape	PE	-	-	derivados de petróleo, álcool
Uberaba	MG	OSBRA	964	diesel, gasolina, álcool
Uberlândia	MG	OSBRA	964	diesel, gasolina, álcool, GLP
Vitória	ES	-	-	derivados, OC, diesel marítimo
Volta Redonda	RJ	OSVOL/OSRIO	58/372	álcool, diesel, gasolina, OC

Fonte: ANP, Transpetro, Petrobras

Figura 16 – Nível de Saturação de Oleodutos (2018)

Oleoduto	Trecho	km	Saturação
OPASC	REPAR - Itajaí	200	81%
OSPLAN	São Sebastião - Guararema	80	74%
OSRIO	Guararema - REDUC	372	53%
OSPLAN	REPLAN - Guararema	153	52%
OLAPA	REPAR - Paranaguá	93	51%
OSBRA	REPLAN - Brasília	964	50%
ORSUB	TEMADRE - Ipiaú	225	49%
ORSUB	Ipiaú - Jequié	85	39%
OPASC	Itajaí - Floripa	66	32%
ORSUB	Ipiaú - Itabuna	85	30%
ORBEL	REGAP - Campos Elísios	364	16%
OSPLAN	Guararema - REPLAN	153	15%
OSCAN	Osório - REFAP	98	12%
OSVOL	Japeri - Volta Redonda	58	5%
Saturação média		**2.995**	**44%**

Fonte: Transpetro (2019), EPE. Elaboração CBIE Advisory

4. Principais oportunidades e desafios nas Indústrias de Terminais de Líquidos e de Refino

4.1 Indústria de Terminais de Líquidos

Na última década, a capacidade nominal de armazenamento brasileira aumentou 3.615.471 m³ passando de 11.811.995 m³ distribuídos em 1.556 tanques ao final de 2009 para 15.030.672 m³ em 2.429 tanques atualmente. O aumento médio no período de 2,5% a.a. foi motivado pelo incremento na capacidade de armazenamento de derivados e biocombustíveis e GLP que cresceram em média 4,1% e 3,9% a.a., respectivamente, uma vez que a capacidade de petróleo apresentou ligeira redução no período de 39.400 m³ (ou decréscimo anual de 0,1%).

Do aumento de 3.124.590 m³ da capacidade de armazenamento de derivados e biocombustíveis (exceto GLP) na última década, as associadas da ABTL foram responsáveis por 1.759.833 m³ (56,3% do total), demais empresas 702.989 m³ (22,6%) e Transpetro 661.768 m³ (21,2%).

Figura 17 – Aumento da Capacidade de Terminais de Derivados e Biocombustíveis (ex-GLP) – 2009-2023 (ANP, ABTL)

TIPO, LOCAL E OPERADOR (UNIDADE DA FEDERAÇÃO)	Capacidade de Armazenamento - m³ Derivados e Biocombustíveis (Ex-GLP)			
	2009A	2023 (Abril)	Aumento	%
Transpetro	**4.215.378**	**4.997.807**	**782.429**	**21,6%**
ABTL	**1.364.793**	**3.558.367**	**2.193.574**	**60,7%**
Ultracargo	521.081	960.212	439.131	12,1%
Adonai	6.184	90.400	84.216	2,3%
AGEO	40.005	510.240	470.235	13,0%
Cattalini	153.155	613.000	459.845	12,7%
DECAL	156.222	156.000	-222	0,0%
ODFJELL	231.974	276.731	44.757	1,2%
OILTANKING	36.857	70.144	33.287	0,9%
PANDENOR	33.350	122.865	89.515	2,5%
STOLTHAVEN SANTOS	81.550	149.625	68.075	1,9%
TERIN	0	53.200	53.200	1,5%
TFB	0	104.000	106.478	2,9%
VOPAK	104.415	384.950	280.535	7,8%
Demais Empresas	**484.417**	**1.123.885**	**639.468**	**17,7%**
Total	**6.064.588**	**9.680.059**	**3.615.471**	**100,0%**

Principais oportunidades

Esperamos que o consumo de combustíveis no brasil continue a crescer de forma sólida, alcançando níveis pré pandêmicos já no ano de 2024, com 60,8 bilhões de litros, considerando apenas os combustíveis do ciclo Otto. Quando considerado o consumo de óleo diesel, o consumo em 2023 já deve ultrapassar o consumo de 2019 em 4,6%. Projetamos o aumento no consumo de combustíveis fosseis ao longo da década, atingindo 157 bilhões de litros em 2032. Válido ressaltar que o mercado de combustíveis brasileiros é o oitavo maior do mundo.

Não obstante (1) o crescimento na produção de petróleo e gás devido principalmente pelo desenvolvimento dos recursos offshore em águas ultra profundas do Pré-Sal desde o início de 2010 e, (2) perspectivas de que o volume produzido atual de 3,0mbpd possa quase dobrar até 2032 alcançando 5,8mbpd onde, caso explorássemos a margem equatorial, seria possível obter até 1,1 milhão de barris dia a parte de 2029, elevando o pico a 6,9mbpd, nossas projeções ainda consideram que o Brasil permanecerá importador líquido de gasolina e diesel até o final da década, enquanto manterá seu status de exportador líquido de petróleo cru.

Dessa forma, espera-se que o mercado de terminais de líquidos continue sua trajetória de crescimento, com aumento de tancagem para acomodar as perspectivas do aumento no consumo de combustíveis, biocombustíveis e petroquímicos.

Conforme explorado no capítulo 4, face às iniciativas de combate ao aquecimento global e metas de descarbonização de economias, enxerga-se uma tendência de redução no consumo de combustíveis fósseis para as atividades de transporte e de mobilidade (ônibus e veículos leves) particularmente nos países desenvolvidos de forma que empresas que atuam no segmento de refino estejam desenvolvendo projetos de re-propósito de plantas existentes para, por exemplo, tornarem-se biorefinarias e produzirem biocombustíveis como diesel verde, enquanto outras estão sendo retiradas de operação ou convertidas em terminais.

Por outro lado, países emergentes, como a China, Índia e países do sudeste asiático face às perspectivas de crescimento econômico e do consumo de combustíveis não vislumbram no curto e médio prazo uma tendência negativa para o business de refino, portanto concentrando em larga medida a expansão global de capacidade para acomodar o crescimento.

Portanto é importante contextualizar, no âmbito da revisão da resolução ANP nº 852/2021, que países e empresas que vem adotando re-propósito de refinarias para a atividade de terminais são em larga medida aqueles com maior penetração de eletrificação de frotas e perspectivas negativas de consumo de combustíveis estão buscando aproveitar o investimento imobilizado para desenvolver outra atividade. Porém, a adoção de tal estratégia em países com perspectivas crescentes de consumo de combustíveis além de não ser oportuna pode levar a situações de gargalo de capacidade de processamento de refino e, como exercitado anteriormente, impactos negativos para a balança comercial do país.

Adicionalmente, um processo de regulamentação do re-propósito de refinarias como possível diante da revisão da Resolução #852/2021 da ANP não pode prescindir de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) robusta, sob o risco de se produzir um ordenamento que prejudica a estabilidade regulatória e inibe investimentos em maior tancagem pela indústria de terminais de líquidos, cuja participação de empresas privadas no aumento de capacidade nos últimos anos alcançou 78,4%.

Logo, o regulador precisa calibrar freios e alavancas adequadamente para evitar que medidas que possam fomentar o mercado concorrencial em um segmento da cadeia de óleo & gás no país (refino) não ocorra às custas de outro segmento da cadeia já com ampla participação de empresas privadas e responsável por grande parte dos investimentos incrementais de tancagem nos últimos anos.

De acordo com estimativas da ABTL, investimentos de R$6,2 bilhões em 1,5 milhão de M³ em capacidade estática nos próximos 10 anos estão em risco, caso as diretrizes da RANP #852/2021 forem revisadas.

Manter um ambiente favorável para investimentos, com segurança jurídica e estabilidade regulatória são pilares fundamentais para a sustentabilidade e desenvolvimento da indústria de terminais de líquidos no país.

4.2 Indústria de Refino

Caso o compromisso assinado com o CADE em julho de 2019 seja mantido, a Petrobras realizará o desinvestimento de 8 de suas 13 refinarias, sendo que as refinarias de REMAN, RLAM já tiveram seus processos de venda concluídos. Ao final do processo de desinvestimento, a Petrobras manteria apenas suas refinarias localizadas em São Paulo (REPLAN, RECAP, RPBC, REVAP) e Rio de Janeiro (Reduc), e passaria a responder por cerca de 50% da capacidade de refino. Atualmente a Petrobras responde por 81,7% da capacidade total de refino.

A decisão da Petrobras consubstanciada pelo TCC é fundamental para promoção da livre concorrência no segmento de refino, medida que contribuirá gradativamente com a ampliação da competição na cadeia trazendo benefícios para o consumidor final. Esse processo salutar deve ser acompanhado de Análise de Impacto Regulatório (AIR) para que a transição para uma estrutura de livre mercado aconteça sem prejuízos de abastecimento em todo território nacional.

Apresentamos a seguir as principais oportunidades para o mercado de refino brasileiro e os desafios associados ao fim do monopólio da atividade por parte da Petrobras. No que tange aos desafios, faz-se uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) antes da conclusão do desinvestimento, com especial ênfase nas consequências regionais, uma vez que, dependendo da região o percentual de mercado que será transferido da Petrobras para agente privado, excede substancialmente o percentual de 50% na análise global da capacidade do país, aumentando-se, pois, a responsabilidade da regulação de prevenir práticas anticompetitivas de domínio da produção.

Principais oportunidades

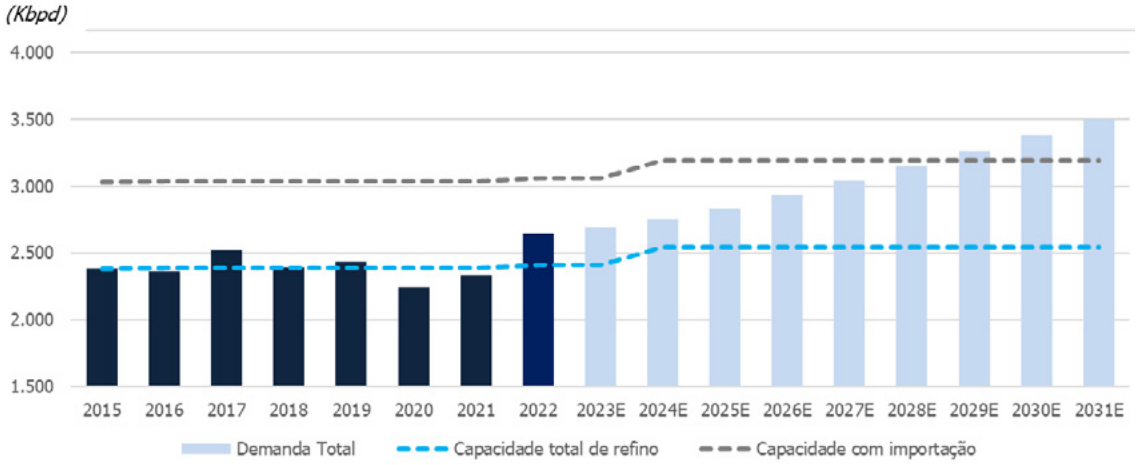
A CBIE Advisory estimou a demanda de combustíveis ao longo dos próximos anos considerando o crescimento econômico esperado para o Brasil, a elasticidade entre o crescimento e consumo de combustíveis, nossas próprias estimativas de preços de petróleo e a expectativa de entrada em operação de novas capacidades de refino.

Com base em nosso modelo de oferta e demanda de combustíveis, construímos três cenários hipotéticos (pessimista, base, otimista) de balanço de oferta e demanda com base no parque de refino existente e expansão projetada para avaliar possíveis gargalos de abastecimento do mercado doméstico na ausência de novos investimentos.

- **Cenário Base:**
  - Crescimento de PIB real de 1,2%/2,0%/2,5%/3,0% para 2023/2024/2025/2026 em diante;
  - Elasticidade 1,2x PIB para crescimento de demanda de combustíveis;
  - A entrada de 130k em capacidade adicional de refino (2º trem RNEST em 2024);
  - 650kbpd capacidade máxima de importação

No cenário base projetamos possíveis problemas de escassez de derivados a partir de 2029 (71 kbpd), com déficit projetado de 436kbpd em 2032

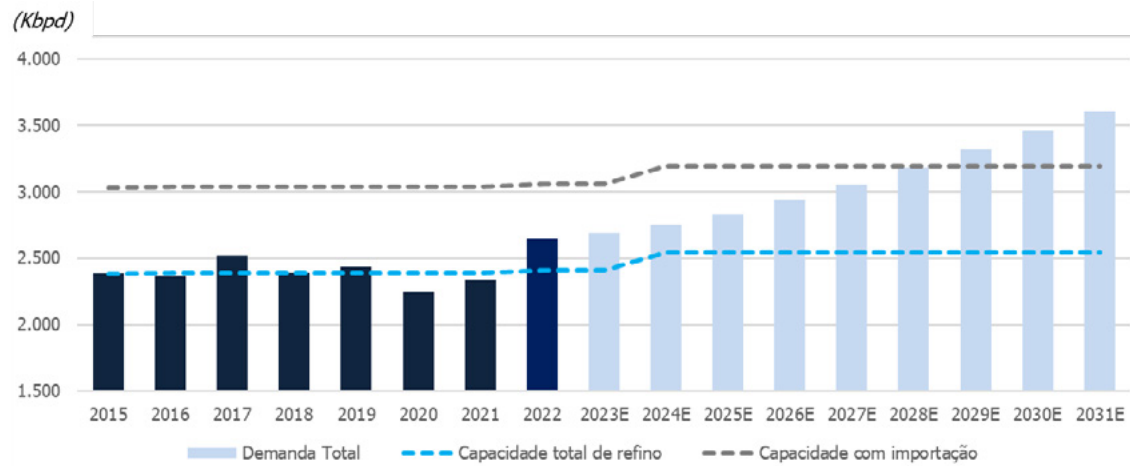
Figura 18 – Balanço de oferta e demanda de derivados 2023-32E – Cenário Base



- **Cenário Otimista:**
  - Crescimento de PIB real de 1,75%/3,0%/3,5% para 2023/2024/2025 em diante;
  - Elasticidade 1,2x PIB para crescimento de demanda de combustíveis;
  - A entrada de 130k em capacidade adicional de refino (2º trem RNEST em 2024);
  - 650kbpd capacidade máxima de importação

No cenário otimista de demanda projetamos possíveis problemas de escassez de derivados a partir de 2028, com déficit projetado de 700kbpd em 2032

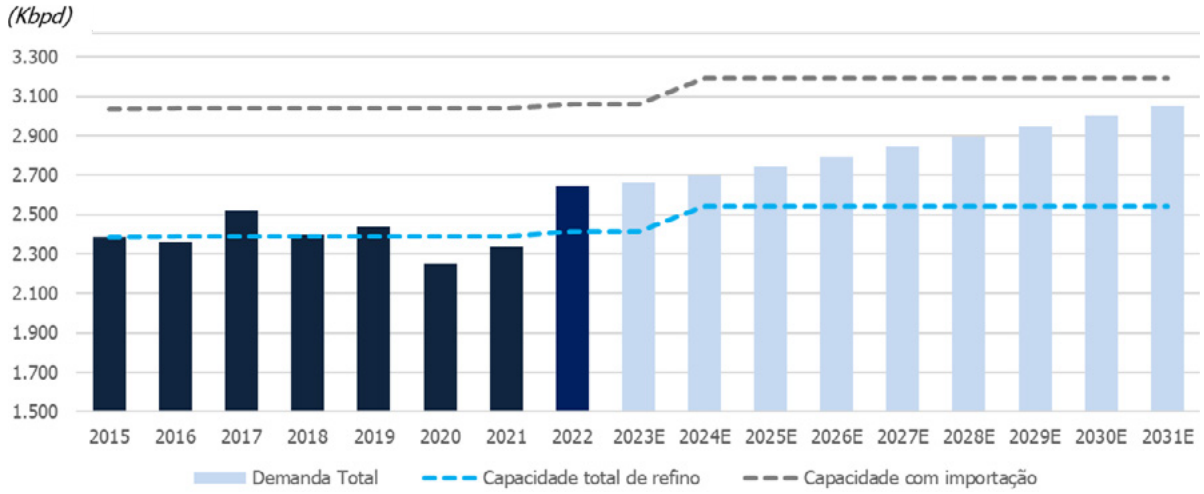
Figura 19 – Balanço de oferta e demanda de derivados 2023-32E – Cenário Otimista



- **Cenário Pessimista:**
  - Crescimento de PIB real de 0,5%/1,0%/1,5% para 2021/2022/2023 em diante;
  - Elasticidade 1,2x PIB para crescimento de demanda de combustíveis;
  - A entrada de 130k em capacidade adicional de refino (2º trem RNEST em 2024);
  - 650kbpd capacidade máxima de importação

No cenário pessimista de demanda não projetamos no horizonte do estudo problemas com o abastecimento de combustíveis apurando-se um superávit de 83kbpd em 2032, condicionado a entrada do trem de refino da RNEST porventura não entre em operação.

Figura 20 – Balanço de oferta e demanda de derivados 2023-32E – Cenário Pessimista



Os cenários exercitados demonstram que em caso de retomada de atividade econômica mais acelerada no país existe oportunidade de expansão de capacidade de refino entre 436kbpd e 700kbpd, o que corresponderia a incrementos de 18,0% a 29,0% em relação à capacidade atual.

Devido aos gargalos logísticos existentes, expandir a malha de movimentação de carga multimodal para petróleo e derivados, especialmente as de maior eficiência como cabotagem e ferroviário para transporte de longa distância são condicionantes fundamentais para acoplar a necessidade de aumento na capacidade de produção de derivados no médio e longo prazo.

Conforme discutido no capítulo 4 deste estudo, em mercados com projeções de aumento de consumo de combustíveis, como os casos da Ásia (exemplo China e Índia) e do Oriente Médio, continua-se expandindo a capacidade de refino para atender a demanda doméstica, com perfil das refinarias adaptado para mix de produto próprio de cada país. No médio e longo prazo, espera-se que refinarias gradativamente sejam configuradas para atender a demanda petroquímica, em particular nos países desenvolvidos que estão mais avançados no processo de gradual eletrificação do sistema de transporte, como veículos leves e cujas projeções de pico de consumo de combustíveis fósseis já se situam no decorrer desta década. Não obstante, em países emergentes que ainda estão no processo de elevar significativo contingente de pessoas fora da linha da pobreza e/ou para a classe média – como vem ocorrendo na China e Índia nas últimas décadas e, guardadas as proporções demográficas, também com o Brasil – não se projeta redução de consumo de combustíveis fósseis ao longo da atual década (e possivelmente da próxima).

No caso do Brasil em particular, como discutido no capítulo 5 estimamos que o país continuará importador líquido de combustíveis (tanto diesel quanto gasolina) até o final de 2032.

4.2.1 Cenários de Conversão de Capacidade de Refino

O exercício de conversão de capacidade de refino leva em consideração que a redução potencial de capacidade de processamento no país levaria potencialmente a dois impactos negativos: (1) de balança comercial brasileira, uma vez que tornaria mais exacerbado o histórico processo de exportação de óleo cru (menor valor agregado) e importação de derivados (maior valor agregado), uma vez que reduzir-se-ia o processamento de óleo nacionalmente, e (2) traria consequências negativas para o desenvolvimento / crescimento do mercado de terminais de líquidos, uma vez que a conversão de tancagem de refinarias para armazenamento de terceiros comprometeria por vários anos o espaço para expansão de capacidade pelas empresas atuantes no mercado de terminais.

Dessa forma, possíveis reduções de capacidade de processamento de 25%/50%/75%/100% com contrapartida em aumento da tancagem para derivados de terceiros levaria a impactos negativos de US$213/427/641/865 milhões por ano na balança comercial brasileira após a conclusão do processo de desinvestimento pela Petrobras. Para a atividade de terminais de líquidos corresponderia a perda de mercado potencial entre 622.583 e 2.490.331 de m³ de capacidade de tancagem, ou o equivalente em termos econômicos entre R$2,9 bilhões e R$11,6 bilhões.

Principais desafios

Dentre os principais desafios que enxergamos com a quebra do monopólio de fato da Petrobras no refino destacamos: (1) risco de formação de monopólios regionais privados, (2) configuração do parque de refino sem preocupação de competição entre cadeias, (3) gargalos logísticos que podem trazer riscos para abastecimento de derivados no território nacional, (4) organização do mercado de biodiesel, (5) tratamento da questão tributária.

Com relação ao risco de formação de monopólios regionais privados, além da preocupação de abastecimento do mercado em regiões de menor atratividade econômica, há o risco de que as refinarias passem a ter suas próprias distribuidoras. Assim, com o aumento de concentração na cadeia a jusante abriria-se espaço para práticas de preços predatórios e potencial colusão, alimentando-se um ciclo vicioso de concentração que levaria a barreiras de entrada para novos entrantes cada vez maiores.

A prerrogativa histórica de configuração do parque de refino sem competição entre cadeias aumenta o risco de desabastecimento. Dessa forma é de extrema importância que se criem regras de transição e normatizem a responsabilidade do supridor universal para que, em um segundo momento, com incentivos claros para investimentos na redução de gargalos logísticos atuais, seja possível promover competição entre cadeias de refino e com importadores.

Em relação a gargalos logísticos existentes, o Plano Nacional de Logística 2035 (PNL 2035) apontou que os gargalos verificados no PLN 2025, de 31.661,5 km, ainda persistem na malha rodoferroviária brasileira, dos quais 26.231,8 km em rodovias (82,9%) – principalmente nos estados de Minas Gerais, Bahia, Mato Grosso e Paraná – e 5.429,7 km em ferrovias (17,1%), com destaque para gargalos em MG, PR e SP.

Caso o plano seja implementado de maneira bem-sucedida, projeta-se que o volume de gargalo cairia para 12.606,8 km entre os anos de 2024 e 2027, uma redução de 60,2% e uma configuração multimodal mais eficiente tanto do ponto de vista de custos de transporte (redução projetada de R$54,7bilhões/ano) como ambientais (redução de 19,1 milhões de toneladas nas emissões de CO2). Ainda de acordo com o plano, a matriz de transporte de carga brasileira se aproximaria mais das médias dos países de mesmo porte territorial, com modal rodoviário reduzindo-se de 61% para 50% (vs. 33% para peer group) e ferroviário aumentando de 15% para 31% (vs. 50% para peer group).

Prover o sistema de abastecimento de modais mais eficientes, como discutido no plano logístico nacional, e uma análise de gestão de estoques estratégicos seriam condições sine qua non para que não se elevem os riscos de desabastecimento de combustíveis em território nacional.

Sobre o tratamento da questão tributária é fundamental uma análise prévia regulatória do impacto do desinvestimento de refinarias da Petrobras uma vez que atualmente estas são substitutas tributárias com planejamento centralizado.

A análise de impacto regulatório deverá conter considerações regionais de concentração de mercado, uma vez que, embora no âmbito consolidado nacional, a Petrobrás reduzirá sua participação para 50% do mercado de refino em determinadas regiões como no Sul do país, percentual que será substancialmente maior acarretando maior responsabilidade do tratamento regulatório para evitar as práticas distorcidas de competição descritas anteriormente.

Sobre a questão do alinhamento de preços a paridade internacional (PPI), a observância histórica dessa condição em mercados globais permitiu que investimentos na construção de novas refinarias tivessem acesso a linhas de Project Finance cobrindo até 85% do capex[4] de tais unidades, permitindo-se retornos atrativos para tais investimentos, dada a previsibilidade de fluxo de caixa do negócio quando não há interferência na formação de preços. Ainda não há no Brasil a possibilidade de acessar empréstimos de natureza non-recourse (Project Finance) para construção de novas refinarias.

[4] PASCON, B., MENEZES, V.H., "PBR ANNOUNCES A PRELIMINARY FOR PARTNERSHIPS IN REFINING; A POTENTIAL US$7-8BN OPPORTUNITY FOR PBR". Goldman Sachs Equity Research, Latin America Energy, Oil – Refining, May 1st, 2018.

5. Considerações sobre experiências globais de re-propósito de refinarias

De acordo com o documento BP Statistical Review[5], o mundo alcançou uma capacidade instalada de refino de 101.912 kbpd em 2021, um decréscimo de 0,4% vs. 2020 abaixo do incremento médio anual entre 2011 e 2021 de 0,7% a.a. Destaque para o Oriente Médio, com aumento de 5,7% a.a. (+646 kbpd) e a região Ásia-Pacífico com +0,1% a.a. (+19 kbpd), em particular a China (+329 kbpd).

Dado a paralisação em novos investimentos observados ao longo da pandemia, tanto no continente americano quanto na Europa foram observados decréscimos de capacidade, de modo que a capacidade consolidada de 43.992 kbpd passou para 42.925 kbpd (-2,4%). Países da OCDE tiveram desempenho semelhante, com capacidade decrescendo 2,3%, União Européia com -2,7%, enquanto países emergentes apresentaram crescimento de 1,1% a.a.

Figura 21 – Mkt Share e Crescimento da Capacidade Global de Refino 2021 – kbpd (BP)

País / Região	2020	2021	Crescimento anual 2021	Crescimento anual 2011-21	Mkt Share 2021
EUA	18.143	17.941	-1,1%	0,3%	17,6%
Canada	2.065	1.954	-5,4%	-0,3%	1,9%
Brasil	2.290	2.303	0,6%	1,3%	2,3%
Continente Americano	**28.383**	**27.831**	**-1,9%**	**0,2%**	**27,3%**
Alemanha	2.062	2.121	2,9%	-3,4%	2,1%
Itália	1.900	1.900	0,0%	-1,8%	1,9%
Espanha	1.586	1.586	0,0%	0,3%	1,6%
Holanda	1.244	1.238	-0,5%	-0,3%	1,2%
Europa	**15.609**	**15.094**	**-3,3%**	**-1,3%**	**14,8%**
Rússia	6.736	6.861	1,9%	1,9%	6,7%
Commonwealth Independent States (CIS)	**8.340**	**8.492**	**1,8%**	**1,5%**	**8,3%**
Irã	2.475	2.508	1,3%	2,5%	2,5%
Arábia Saudita	2.905	2.905	0,0%	3,3%	2,9%
Oriente Médio	**10.220**	**10.798**	**5,7%**	**2,8%**	**10,6%**
Egito	795	795	0,0%	-0,2%	0,8%
Argélia	657	657	0,0%	0,1%	0,6%
África	**3.319**	**3.219**	**-3,0%**	**-1,0%**	**3,2%**
China	16.691	16.990	1,8%	2,7%	16,7%
Índia	5.018	5.018	0,0%	2,8%	4,9%
Coréia do Sul	3.572	3.572	0,0%	0,2%	3,5%
Japão	3.285	3.285	0,0%	-0,1%	3,2%
Ásia Pacífico	**36.459**	**36.478**	**0,1%**	**1,5%**	**35,8%**
Total	**102.331**	**101.912**	**-0,4%**	**0,7%**	**100,0%**
Países OCDE	44.781	43.730	-2,3%	-0,4%	42,9%
Países Emergentes	57.551	58.182	1,1%	1,6%	57,1%
União Européia	12.656	12.310	-2,7%	-0,9%	12,1%

Analisar o comportamento do parque global de refino é relevante por dois motivos principais: (1) países que estão crescendo e mudando o perfil demográfico elevando a renda de sua população, como o Oriente Médio, China, Índia, Bangladesh, Vietnã, Malásia apresentam demanda crescente por combustíveis e, quando existentes, biocombustíveis e por isso vem aumentando consistentemente sua capacidade de refino vs. países desenvolvidos (OCDE) em que já se projeta pico de consumo de combustíveis durante a década atual, (2) processos de re-próposito ou fechamento de refinarias – conforme exemplos abaixo – estão diretamente relacionados a baixa expectativas de demanda de combustíveis e/ou iniciativas de transformar refinarias em biorefinarias (em particular nos EUA e Europa) no âmbito do esforço de combate ao aquecimento global.

Portanto, é importante sempre contextualizar em que estágio de desenvolvimento o país se encontra para analisar possíveis alterações regulatórias que possam trazer consequências significativas para o mercado em questão.

O Brasil, como parte do grupo de países emergentes, após apresentar crescimento médio da economia na última década de 0,53% a.a., espera-se uma retomada da atividade econômica robusta a partir de

[5] BP. "Statistical Review of World Energy 2021", 71th edition, June 2022.

2026, com projeções de crescimento normalizado de PIB de 3,0% a.a. Portanto, como demonstrado nesse estudo, o Brasil continuará com demanda crescente de combustíveis e biocombustíveis, dada a elasticidade de seu consumo em relação ao PIB, e com posição importadora líquida dos mesmos e exportadora líquida de petróleo cru até o final da presente década.

Exemplos de fechamento / re-propósito de refinarias

1) 25/01/2022 – Eneos Corp (fechamento): fechamento da refinaria de Wakayama (127,5 kbpd) até outubro de 2023 devido à queda da demanda doméstica.

2) 21/04/2022 – LyondellBasell (fechamento): até o final de 2023, a companhia pretende fechar a refinaria de Houston (264kbpd) pelo fato de não ter a intenção de investir para mantê-la funcionando e não ter encontrado um interessado para comprá-la.

3) 15/06/2022 – Idemitsu Kosan (fechamento): até março de 2024, a companhia pretende fechar a refinaria em Yamaguchi (120 kbpd) devido à queda da demanda local.

Destacamos que essa lista de exemplos não é exaustiva e não pretende ilustrar de maneira consolidada as perspectivas para o segmento de refino nesses países e regiões. Não obstante, como mencionado anteriormente demonstram tendências explicadas tanto em relação a expectativas futuras de pico de consumo de combustíveis fósseis, quanto normas ambientais mais rígidas e competição internacional mais acelerada para atender demanda que, ao menos nos países desenvolvidos, parece caminhar para cenário de pico e declínio no médio prazo.

Porém, no que tange a países emergentes, em particular o Oriente Médio e Ásia Pacífico, além dos países incluídos no grupo CIS), nota-se tendências distintas em relação ao padrão do consumo de combustível e perspectivas de investimentos para o segmento de refino.

A China, por exemplo, já voltou a subir seus níveis de processamento em refinarias após a retirada da maior parte das restrições associadas a COVID 19, produzindo o equivalente a 14,36mbpd apenas no período entre Janeiro e Fevereiro deste ano na tentativa de elevar o nível de exportação de derivados. Cumpre-se destacar que, de acordo com artigo da Bloomberg[6], o país estava investindo em megarefinarias, das quais 4 de capacidade de 1.400 kbpd cada estão atualmente em construção, o que fará com que o país possa alcançar o primeiro lugar em capacidade de refino no médio prazo.

Tanto no caso do Oriente Médio e da região Ásia Pacífico projeta-se crescimento no consumo de combustíveis até 2040 entre 1,5% e 2,5% a.a. dependendo do produto devido ao desenvolvimento econômico dessas regiões.

Nesse sentido, o Brasil também tem um papel de liderança no mercado global de transporte (biocombustível). As Américas do Norte e do Sul produzem 75% de todos os biocombustíveis do mundo, dos quais o etanol (etanol de milho nos EUA e etanol de cana no Brasil) tem a maior participação. No caso do etanol, 87% da oferta global vem dos EUA e do Brasil.

Do lado da demanda, 69% de todos os biocombustíveis consumidos no setor de transporte mundial estão concentrados nas Américas (principalmente nos EUA e no Brasil).

Além disso, no segmento de biocombustíveis, o Brasil tem o maior percentual de mistura de etanol na gasolina do mundo de 27% (E27), o que se compara às políticas tradicionais de E5-10 ou E20 máximo globalmente. Adicionalmente, o Brasil tem uma mistura de biodiesel B10-15 no diesel acima das políticas tradicionais do B5-B7 globalmente. O biodiesel no Brasil é 70% produzido a partir de óleo de soja. O Brasil é o maior produtor de soja do mundo.

De acordo com os últimos dados da Associação Brasileira de Fabricantes de Automóveis (ANFAVEA), o país atingiu, em Dezembro de 2022, 40.811.214 de frota de veículos de combustíveis flex e etanol puro, ou 56,6% da frota total de 72.120.663 automóveis. Esse desempenho é uma das principais razões pelas quais o município de São Paulo - a 4ª maior megacidade do mundo - ficou apenas na posição de 1.779ª na World Most Polluted Cities 2021 fornecida pela IQAir[7]. De acordo com o ranking, 9 das 10 cidades mais poluídas estão localizadas na Índia / Paquistão e 1 na China. Cidade mais poluída do ranking de 2021 foi a cidade de Bhiwadi na Índia.

---

[6] BLOOMBERG. "China's Building Mega Refineries Just as Fuel Demand Stalls", October 6th, 2020.
[7] IQAir. "World most polluted cities 2021 (PM2.5)". Website https://www.iqair.com/world-most-polluted-cities

Cumpre-se destacar, que a despeito de considerações recentes da International Energy Agency (IEA) sobre risco de 14% da capacidade de refino de países desenvolvidos operarem com capacidade menor ou fecharem (cerca de 6.000 kbpd) até 2030 ou potencialmente 50% (22.400 kbpd) até o final de 2040 a depender da velocidade de migração de veículos de combustíveis fósseis para elétricos, o Brasil possui particularidades e liderança na indústria de biocombustíveis, como o caso do etanol, que devem ser devidamente consideradas quando de análises de tendências globais.

A produção de etanol brasileira, bem como do biodiesel se constituem como peculiaridades nacionais que devem retardar ou evitar processos de conversão de refinarias para biorefinarias, como vem ocorrendo de maneira mais pronunciada nos EUA e Europa. Desse modo, projetamos no âmbito de megatendências, que o Brasil possa no médio e longo prazo aumentar o perfil de produção de suas refinarias para o segmento petroquímico para abastecimento de seu mercado interno, como possível crescimento de frota de veículos elétricos ocorrendo com velocidade mais moderada do que países desenvolvidos em razão das particularidades e sustentabilidade da indústria de combustíveis nacional.

Em função do aumento projetado de produção de gás natural no médio e longo prazo, não se exclui a possibilidade de maior adoção de frota de veículos pesados utilizado o GNL para longas distâncias e o gás natural comprimido (GNC) ou biometano para pequenas distâncias em substituição ao diesel. Porém, acreditamos que possíveis impactos no consumo de diesel em função de bens substitutos exercerão maior influência somente a partir do final da década e início da década seguinte no país.

6. Cenários de Oferta e Demanda de Combustíveis e Biocombustíveis

De acordo com a ANP, o segmento de distribuição encerrou o ano de 2022 com 303 bases de distribuição, sendo: 98 no Sudeste; 57 no Sul; 58 no Centro-Oeste; 45 no Nordeste e 45 na região Norte. A capacidade nominal de armazenamento das bases de distribuição somava 401 milhões de m³ onde 2,8 milhões de m³ (67,1%) destinavam-se apenas para derivados de petróleo (Ex-GLP).

O mercado de distribuição e revenda de combustíveis alcançou 122,7 bilhões de litros vendidos em 2022, um aumento de 9,1% em relação a 2021, dos quais 121,7 bilhões de litros de gasolina C, etanol hidratado e diesel (+3,0% yoy).

Em relação a vendas Ciclo Otto (soma de gasolina C com etanol hidratado) houve um acréscimo de 4,4% yoy, atingindo o valor de 58,6 bilhões de litros guiados pela alta na demanda por gasolina C.

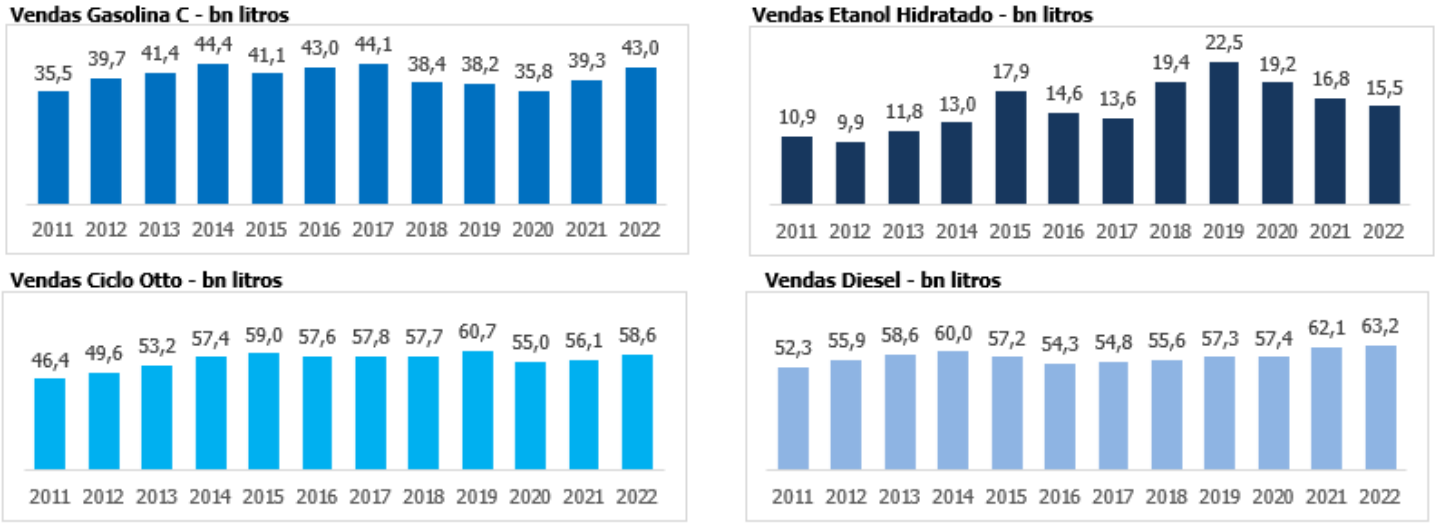
O volume de diesel vendido em 2022 totalizou 63,2 bilhões de litros, número 1,8% acima do observado em 2021.

A oferta de gasolina A no ano de 2022 foi de, aproximadamente, 26,3 bilhões de litros, número 10,3% superior ao observado em 2019, período pré pandemia. Já a demanda consolidada pelo combustível no ano de 2022 foi de 31,4 bilhões de litros, uma adição de 9,5% em relação ao consumo de 2021 (28,7 bilhões de litros).

A oferta de diesel foi de 45,5 bilhões de litros, uma produção 6,2% maior do que a do ano de 2021.

A oferta de etanol no ano de 2022 foi de 31,5 bilhões de litros, uma queda de 4,7% em relação ao ano de 2021 motivados, em grande parte, pela alta dos preços de açúcar no mercado internacional e a maior competitividade dos preços de gasolina C no início do ano de 2022. O país encerrou o ano de 2022 com uma demanda do biocombustível de 27,1 bilhões de litros, uma queda de 0,9% em relação ao ano de 2021.

Figura 22 – Evolução das Vendas de Combustíveis líquidos – 2011-2022A (ANP)



6.1 Oferta e Demanda – Principais premissas

Buscamos nesta seção projetar aumento esperado da produção e consumo de combustíveis e biocombustíveis com base em nosso modelo proprietário de oferta e demanda e de regressões de consumo conforme nível de atividade econômica do país. O consumo de combustível nacional possui correlação significativa com a atividade econômica e nossas regressões apontam uma elasticidade de 1,2x para cada 1 p.p. de aumento no Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro.

Para todos os cenários discutidos, nós assumimos as seguintes premissas macro:

- Crescimento de PIB 2023/24/25/2026 em diante: 1,2%/2,0%/2,5%/3,0%.
- Elasticidade de consumo de 1,2x em relação à atividade econômica.
- Preços de Petróleo Brent 2023/24/25 (médios) em US$/bbl: 87,6/82,7/77,3.
- Preços de Açúcar 2021/22/23 (média) em US$c/lb: 19,89/18,97/16,79.
- Inflação (IPCA) 2021/22/23: 5,80%/4,00%/3,50%.
- Taxa de câmbio (final de período) 2021 em diante: R$5,30/USD + diferencial de inflação.

6.2 Cenários de oferta e demanda para Gasolina A e Diesel

Para o ano de 2023, estimamos uma queda de 5,3% na oferta de gasolina A, atingindo o patamar de 24,9 bilhões de litros devido a um mix de produção tendendo a diesel, enquanto a demanda pelo combustível deve crescer 2,6%, atingindo 32,6 bilhões de litros. Já a demanda de óleo diesel deve crescer 0,7% (63,7 bilhões de litros) e a oferta deve crescer 0,5% (45,7 bilhões de litros). Dessa maneira, o Brasil manterá sua posição de importador líquido desses combustíveis ao longo do decênio, dado que a quantidade de gasolina A importada representará 17,0% da demanda total em 2032, enquanto a quantidade importada de diesel representará 33,2% da demanda total vs. -1,2% e 39,3%, segundo a EPE. Conforme mencionado anteriormente, a principal razão pela qual nos distanciamos da EPE nos níveis de importações de diesel e de gasolina é o mix de produção considerado nas refinarias, onde projetamos maior inclino a produção de diesel vs. gasolina A, além de enxergarmos uma maior utilização de biocombustíveis em detrimento aos combustíveis fósseis num cenário de descarbonização da matriz energética, fato que deve favorecer a utilização de etanol.

Figura 23 – Oferta e demanda de gasolina 2023-32E – bilhões de litros

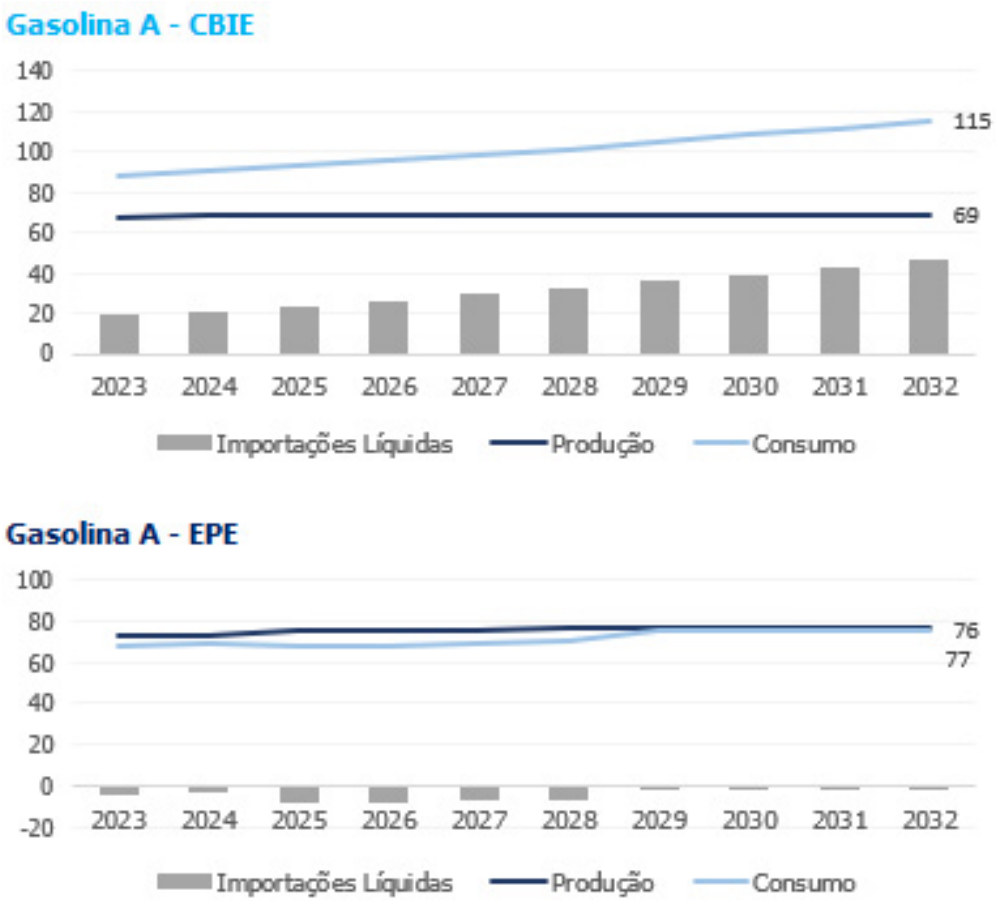
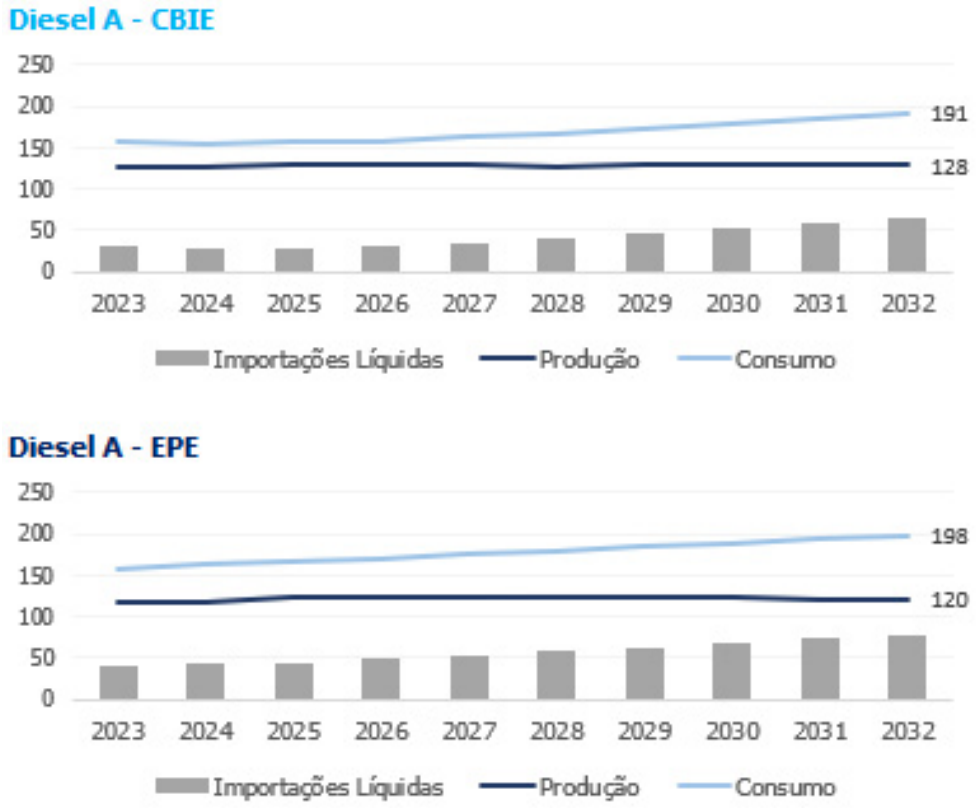
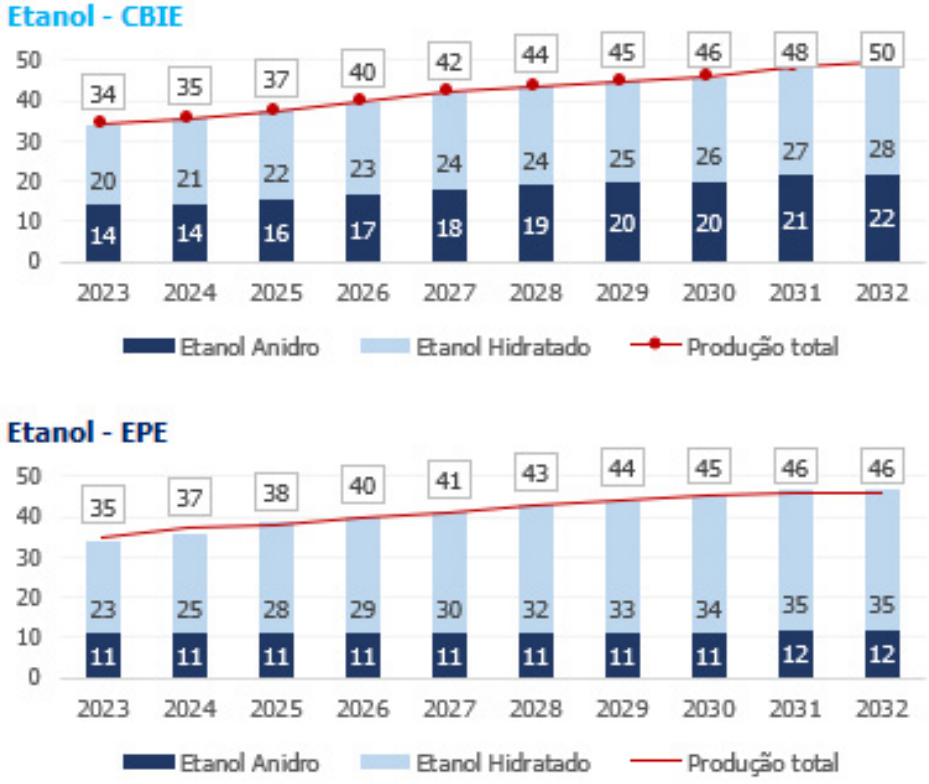


Figura 24 – Oferta e demanda de diesel 2021-32E – bilhões de litros



Estimamos um aumento de 2,4 bilhões de litros na produção da safra 2022/23 alcançando 34,0 bilhões de litros vs. 31,5 bilhões na safra anterior (aumento na produção de etanol de milho e preços internacionais de açúcar menores em relação a 2022). Assumimos um mix menos açucareiro, com média de 45% da produção sendo destinada a açúcar vs. 45,3% na safra anterior. Dessa forma, o volume projetado de açúcar atinge 38,7 milhões de toneladas vs. 36,3 milhões na safra passada.

Figura 25 – Oferta de etanol total 2023-32E – bilhões de litros



Com o aumento nas projeções do volume de vendas de gasolina C (+2,6%) e aumento de 0,3% nas vendas de etanol, estima-se um aumento no volume de vendas Ciclo Otto de 2,0% em 2023 alcançando 59,7 bilhões de litros vs. 58,6 bilhões reportados em 2023, apenas 1,5 bilhões de litros a menos do que o verificado em 2019.

6.3 Cenários de oferta e demanda de biodiesel

No caso da projeção do mercado de biodiesel, a evolução da demanda responde ao aumento das misturas obrigatórias até o patamar de 15% em 2023. Conforme última reunião do CNPE, a mistura obrigatória de 15% de biodiesel no óleo diesel foi postergada para o ano de 2026, sendo que a mistura média deve atingir, segundo dados do governo, 11,5% em 2023, 12,8% em 2024, 13,8% em 2025, 14,8% em 2026 e 15% para 2027 em diante. Dessa forma, com base na nossa curva de oferta e demanda de diesel, estima-se que a produção de biodiesel deverá alcançar 7,3 bilhões de litros em 2023 para atingir a mistura obrigatória de 11,5% (dado médio) vs. 6,2 bilhões de litros produzidos em 2022, ano em que a parcela de biodiesel no óleo diesel representava cerca de 9,9%. A produção deverá alcançar pouco mais de 10 bilhões de litros em 2026 para atingir a meta do governo vs. capacidade atual de produção de 9,33 bilhões de litros, indicando possíveis gargalos.

Atualmente a capacidade bruta de produção de biodiesel do país é de 9,33 bilhões de litros e líquida 6,2 bilhões (fator de utilização de 66,3%) e projeta-se ramp up de nível de utilização até 84,6% e aumento no número plantas de 8 unidades já autorizadas (totalizando 58 usinas produtoras).

Figura 26 – Evolução do consumo de biodiesel 2023-32E – bilhões de litros

7. Análise de Impactos Econômicos para Indústria de Terminais de Líquidos para revisão da Resolução ANP #852/2021

A ANP publicou Aviso de Consulta Prévia #4/2023 com o objetivo de obter contribuições sobre matéria regulatória para revisar a Resolução ANP nº 852/2021, que dispõe sobre o serviço de armazenagem dos produtores de derivados de petróleo e gás natural. O período definido para a consulta pública é do dia 04 de Abril até 18 de Maio de 2023 (45 dias).

Em que se pese os nobres objetivos da Agência de se buscar simplificação administrativa, redução de custos impostos pela regulação, consolidação de temas em mesmo ato normativo e minimização de barreiras ao investimento, nós acreditamos que a mudança regulatória pretendida pelo artigo 26 da minuta de resolução (prestação de serviços) implica impactos significativos para a indústria de terminais de líquidos brasileira que serão detalhados neste capítulo e que, portanto, carece de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) prévia.

A RPAIR deve levar em consideração a importância de se prover estabilidade regulatória, segurança jurídica para que o processo de atração de investimentos e a manutenção de contratos sejam preservados / respeitados.

Em particular, como comentário inicial, é importante que o processo de discussão sobre possível revisão do papel de refinarias para conversões parciais ou integrais em terminais equivalentes leve em consideração: (1) que a transição de mercado em que consta a figura de um monopolista de fato para um ambiente concorrencial leva tempo e precisa estabelecer critérios claros de transição, (2) que existem diferenças relevantes entre atividades de monopólio natural vs. atividades de mercado competitivo, (3) a manutenção da segurança do abastecimento de derivados e biocombustíveis em todo o território nacional conforme atribuída a ANP por intermédio da lei #9.478/97, e (4) que mudanças nos tipos de atividades permitidas para refinarias buscando aumentar sua competitividade não ocorram às custas de outro segmento da cadeia, configurando-se como uma alteração das regras do jogo que interfiram no ambiente competitivo de tal segmento prejudicando perspectivas de investimentos futuros.

Minuta de Resolução ANP - Capítulo IX – Prestação de Serviço – Artigo 26

A minuta de Resolução da ANP trata da prestação de serviço em seu capítulo IX, artigos 26 a 28. Apresenta-se abaixo a redação do artigo 26 (grifos nossos):

"Art. 26. Fica permitida ao produtor de derivados de petróleo e gás natural ***a prestação de serviço de armazenagem de derivados,*** *em tanques de armazenamento de sua instalação produtora,* ***para outro agente regulado pela ANP,*** *nos termos da regulamentação vigente para cada atividade regulada."*

O cenário anterior à redação deste artigo contemplava que refinarias só podem utilizar em tanques de armazenamento de sua instalação produtora derivados de petróleos e gás natural próprios, portanto, não sendo possível a prestação de serviço de armazenagem de derivados para terceiros (outros agentes regulados pela ANP).

A existência dessa prerrogativa atende a dois objetivos principais: (1) garantir capacidade de processamento de derivados compatível com a demanda do mercado doméstico evitando-se riscos de desabastecimento em todo o território nacional, e (2) coibir comportamentos oportunistas por parte de agentes (práticas tradicionalmente definidas como de free riders) que se utilizariam de capacidade de tancagem de terceiros sem a imobilização de capital, conferindo-se portanto uma vantagem competitiva indevida em relação aos agentes privados operando em regime de concorrência que construíram seus terminais para exercício da atividade de armazenamento de derivados e biocombustíveis.

A mudança do papel das refinarias permitindo sua conversão em terminais equivalentes está, de certa maneira, alinhada com práticas internacionais de mercados maduros em que devido a cenários de pico de consumo de combustíveis fósseis, ou margens comprimidas de refino ou normas mais rígidas ambientais levaram a inciativas de fechamento de refinarias ou conversões para terminais e/ou biorefinarias. No entanto, o grau de maturidade

do mercado brasileiro, tanto do ponto de vista de ambiente concorrencial quanto em relação às perspectivas de consumo de derivados e biocombustíveis é muito distinto em relação aos países desenvolvidos. Logo, uma alteração de tratamento de um segmento da cadeia de petróleo & gás no país deveria ser precedida de uma detalhada análise de impacto regulatório para aferir possíveis implicações, bem como regras de transição pactuadas entre os agentes envolvidos para que uma medida de minimização de barreiras de investimento para um segmento não enseje maximização de barreiras para outro segmento.

Sobre o grau de maturidade do mercado brasileiro cumpre-se destacar:

- **Papel do Monopolista:** em que se pese a quebra do monopólio legal da indústria de petróleo & gás no Brasil por intermédio da Lei #9.478/97, o monopólio de fato de parcela relevante da cadeia de suprimento da indústria só passou a ser quebrado por intermédio do Termo de Cessação de Condutas (TCC) assinado pela Petrobras junto ao CADE (autoridade antitruste) em 8 de Julho de 2019, por intermédio do compromisso de desinvestimento por parte da Petrobras de maneira integral das atividades de transporte de petróleo & gás natural e da distribuição de gás canalizado e parcial da atividade de refino. Logo, o day after desse processo não ensejará de maneira automática um mercado de concorrência perfeita, portanto é importante que AIRs sejam realizadas, bem como regras de transição definidas;

- **Consumo de Combustíveis e Biocombustíveis:** o Brasil do ponto de vista de panorama da indústria de combustíveis e biocombustíveis está alinhado com as perspectivas de demais países emergentes, como China, Índia, Oriente Médio em que devido à retomada ou aceleração do crescimento da atividade econômica contemplam projeção de crescimento no consumo de combustíveis e biocombustíveis até o final da década. Nosso modelo proprietário de oferta e demanda aponta uma elasticidade de 1,2x o crescimento do PIB para o consumo de combustíveis, o que sugere crescimento normalizado de 3,6% a.a. para cenários de PIB de 3,0% a.a. Adicionalmente, assim como no caso do governo federal e a despeito do aumento projetado da produção de petróleo & gás consideramos que o país permanece exportador líquido de petróleo cru e importador líquido de combustíveis (diesel e gasolina) até o final da década, o que implica possíveis gargalos de capacidade de processamento, em nossos cenários base e otimista entre 2028 e 2029, o que levaria a investimentos para aumentar a capacidade nacional entre 436 kbpd e 700kbpd, tudo mais constante.

- **Sustentabilidade do mercado de combustíveis e perspectivas de mobilidade elétrica:** diferentemente de ampla gama de países desenvolvidos, o Brasil já possui um mercado de combustíveis e biocombustíveis bastante desenvolvido com importantes reflexos positivos no nível de poluição de grandes centros urbanos decorrentes (1) do Pró-alcool a partir da década de 70 que possibilitou a produção e circulação de 4,9 milhões de veículos movidos a etanol, (2) das misturas obrigatórias de etanol anidro à gasolina na razão de 27% (E27) – o maior percentual praticado no mundo e de biodiesel ao diesel de 11,5% até março de 2023, alcançando 15% em 2026 (D15), e (3) o desenvolvimento da frota de veículos flex fuel (gasolina e álcool) que supera 40 milhões de unidades e junto com a frota de etanol representam 56,6% dos autoveículos em circulação no país. Dada o alto grau de sustentabilidade da indústria brasileira projeta-se uma transição menos acelerada para mobilidade elétrica em relação a países desenvolvidos e também devido à diferença de preço de veículos híbridos e elétricos no país em relação a veículos tradicionais levando-se em consideração o perfil de renda médio dos brasileiros.

  Portanto o Brasil encontra-se em cenário positivo para o desenvolvimento das atividades de refino e de terminais de armazenagem face às expectativas de retomada de crescimento econômico, à sustentabilidade da indústria de combustíveis nacional e às projeções de consumo de derivados e biocombustíveis no médio e longo prazo.

7.1 Possíveis Impactos Econômicos para o Brasil e para o segmento de Terminais de Líquidos

A possível transformação de refinarias em terminais equivalentes acarretaria dois impactos principais, quais sejam: (1) impacto negativo na balança comercial brasileira, uma vez que a redução da capacidade de processamento de petróleo & gás levaria a maiores volumes de exportação do petróleo bruto ou cru (baixo valor agregado) e importação de derivados (maior valor agregado), sem contar o fato de que o petróleo do Pré-Sal, principal responsável pela produção atual, é leve e portanto ao ser refinado gera uma gama de produtos de alto valor agregado, e (2) criaria um estoque de armazenamento de derivados e biocombustíveis que interferiria no ambiente concorrencial com a indústria de terminais de líquidos,

que em função de mudança de tratamento regulatório, interferindo no potencial de desenvolvimento de mercado / novos investimentos comprometidos, bem como uma competição que, dadas as características da construção e operação do parque de refino nacional e risco de formação de monopólios regionais, poderia limitar um saudável ambiente concorrencial próprio de mercados competitivos.

Para ilustrar esses impactos, como discutido previamente no capítulo 3, nós desenvolvemos uma análise de impacto regulatório buscando responder duas questões principais:

1) Quais os possíveis impactos na balança comercial brasileira caso o país converta capacidade de processamento em capacidade de armazenagem?

2) Qual a frustração de mercado potencial (total addressable market – TAM) para a indústria de terminais de líquidos em função de aumento de capacidade de armazenagem oriundo da conversão de refinarias desinvestidas em terminais equivalentes?

Para ambas as questões, nós assumimos a premissa de que o processo hipotético de conversão ocorreria de maneira parcial ou integral somente para as 5 refinarias incluídas no plano de desinvestimento da Petrobras na razão de 25%/50%/75%/100% de suas respectivas capacidades de processamento.

Adicionalmente, consideramos que a redução de capacidade de processamento levaria a aumento proporcional no volume de exportação de óleo cru, ou seja, para o mesmo cenário de produção de petróleo bruto assumimos maior volume destinado a exportação ao invés do refino doméstico. E um aumento equivalente na capacidade de armazenamento destas refinarias que, para o mesmo cenário de consumo de combustíveis projetado, o atendimento seja feito por maior volume de importação.

Abaixo mostramos as premissas de capacidade de processamento e de armazenamento do grupo de refinarias incluídas no estudo. Válido mencionar que consideramos apenas a capacidade estática dos produtores de derivados, sem considerar possíveis projeções de giro de tancagem.

Figura 27 – Capacidade de Processamento e de Armazenamento de Refinarias (ANP/ABTL)

				Cenários							
Refinarias	UF	Capacidade de Processamento kbpd	Capacidade de Armazenamento Derivados de Petróleo, Intermediários e Etanol (M³)	Capacidade remanescente de processamento (kbpd)				Capacidade de Armazenamento (M³)			
				25%	50%	75%	100%	25%	50%	75%	100%
Repar	PR	213.854	866.786	160.391	106.927	53.464	-	216.697	433.393	650.090	866.786
Refap	RS	220.143	758.634	165.107	110.072	55.036	-	189.659	379.317	568.976	758.634
RPCC	RN	44.658	17.352	33.494	22.329	11.165	-	4.338	8.676	13.014	17.352
Rnest	PE	115.009	778.071	86.257	57.505	28.752	-	194.518	389.036	583.553	778.071
Lubnor	CE	10.378	69.488	7.784	5.189	2.595	-	17.372	34.744	52.116	69.488
Total		**604.042**	**2.490.331**	**453.032**	**302.021**	**151.011**	**-**	**622.583**	**1.245.166**	**1.867.748**	**2.490.331**
		% da capacidade de armazenamento de terminais (derivados, biocombustíveis e GLP)						**4,1%**	**8,3%**	**12,4%**	**16,6%**

7.2 Possíveis impactos na balança comercial brasileira

Conforme mencionado anteriormente, um dos principais impactos da possível conversão de refinarias para terminais equivalentes, ainda que parcial seria um efeito duplamente negativo na balança comercial brasileira. Historicamente, o Brasil é exportador líquido de óleo cru e importador líquido de combustíveis, portanto movimentos para redução da capacidade de processamento em favor de maior capacidade de armazenamento potencializaria esse efeito negativo na balança comercial.

Como base no efeito combinado de maior exportação entre 151,0 kbpd e 604,0 kbpd de óleo cru e aumento da importação de gasolina e diesel de 622,6 milhões litros a 2,5 bilhões de litros, tudo mais constante, nós estimamos um impacto negativo anual entre US$213 milhões e US$865 milhões para a balança comercial brasileira.

Adicionalmente, cumpre-se destacar que ao aumentar a dependência do abastecimento doméstico via importações, o país se torna mais vulnerável a efeitos de choques positivos ou negativos de preços no mercado internacional.

7.3 Possíveis impactos econômicos para a indústria de terminais de líquidos

Como discutido no capítulo 3, a indústria de terminais de líquidos foi a principal responsável pelo aumento da capacidade de armazenamento de derivados e biocombustíveis na última década respondendo por 60,7% do aumento no período. As características das instalações são customizadas a depender do tipo do produto, o que em geral requer maiores cuidados para evitar corrosão e contaminação no caso de químicos em relação aos derivados e biocombustíveis.

Dessa forma, quando um agente privado contempla um projeto de expansão ou construção de nova capacidade de tancagem ele leva em consideração não só as perspectivas de mercado para consumo de derivados (incluindo químicos) e biocombustíveis, mas características técnicas específicas na elaboração do projeto conforme mix de produto escolhido. Portanto, existe um alto grau de especificações técnicas e critérios de qualidade segundo normas da ANP e da ABNT que precisam ser endereçados antes da autorização comercial para utilização dos terminais.

Sendo assim, a possibilidade de dar acesso a terceiros a instalações privadas construídas por agentes da indústria de terminais de líquidos de maneira não discriminatória com arbítrio centralizado na ANP versus cenário de acesso negociado de terceiros de maneira bilateral entre as partes interessadas não nos parece uma medida regulatória de minimização de desincentivo a investimentos. Pelo contrário, regulamentações da ANP devem ter o cuidado de não criar distorções no mercado concorrencial e na lógica de amortização de investimentos enterrados por agentes da indústria operando em mercado competitivo sob o risco de se regulamentar em resolução comportamentos oportunistas e deletérios para um ambiente saudável de competição de agentes que, ao não imobilizarem capital fixo na construção de capacidade de tancagem em terminais próprios ou de terceiros possam praticar preços predatórios, conquistando-se parcelas de mercado de maneira indevida.

É importante destacar que a atividade de armazenamento na indústria de terminais de líquidos é uma atividade não regulada, portanto de mercado competitivo em que o papel do regulador deve ser somente o de fiscalização de parâmetros de qualidade e de segurança das instalações e dos produtos e não interferir no ambiente concorrencial por intermédio de iniciativas que interfiram na estabilidade regulatória e maximizam o desincentivo para novos investimentos.

Enquanto entende-se que, por um lado, a ocupação de capacidade ociosa por terceiros é uma maneira de otimizar o volume de armazenamento e transporte sem contrapartida onerosa aos consumidores, não se deve forçar via regulação um acesso não discriminatório que interfira, em mercados concorrenciais, na liberdade de atuação e ambiente saudável de competição.

Guardadas as devidas proporções, regulamentar esse livre acesso funcionaria como no caso de uma família que adquiriu um apartamento, portanto teve que despender uma quantia para aquisição de um bem imóvel e que arca com todos os compromissos tributários, legais e de condomínio, mas que possui um quarto vago. Dada a ociosidade da ocupação do apartamento, cederia o quarto para um terceiro que usaria o cômodo e demais dependências da casa sem que tivesse pagado por isso. Obviamente que se a ocupação do quarto for uma decisão de livre e espontânea vontade pelos proprietários do imóvel ensejando uma negociação bilateral própria da atividade de aluguel, não haveria qualquer problema. Mas interferir nesta liberdade para instalações de propriedade privada, no caso terminais de líquidos, de dar acesso a terceiros não é medida salutar do ponto de vista regulatório, tampouco concorrencial.

Em relação aos impactos para a indústria de terminais de líquidos haveria potencialmente duas naturezas: (1) perda de market share no mercado existente por possíveis práticas predatórias de preço em função da regulamentação do comportamento *free rider*, (2) perda de mercado potencial futuro de armazenagem, o que compromete planos de expansão e decisões de investimentos que foram tomadas quando, por exemplo, do momento da entrada em tal segmento de atuação.

Para exercitar a perda de mercado potencial futura (do inglês total addressable market – TAM), nós desenvolvemos um exercício considerando conversões de refinarias em terminais equivalentes na razão de 25%/50%/75%/100% de suas capacidades de processamento e proporcional aumento da capacidade de armazenamento de acordo com os cenários de demanda de combustíveis base, otimista e pessimista que discutimos neste estudo.

Dessa forma, e levando em consideração o histórico de investimentos em tancagem adicional vs. o comportamento da atividade econômica na última década, projetou-se qual a perda de capacidade de armazenagem potencial para a indústria de terminais de líquidos, bem como quantos anos de investimento seriam diferidos em razão do aumento de capacidade de terceiros não contemplado no início do ciclo de investimentos (minuta de resolução da ANP).

Com bases no estudo, a perda de mercado potencial de armazenamento corresponderia entre 12 e 49% da capacidade existente atual, o que implicaria entre 2 e 5 anos de perda de horizonte de investimentos no cenário base de crescimento de atividade econômica e entre 3 e 13 anos no cenário pessimista (que está alinhado com o crescimento econômico na última década).

Com base nas referências de VENDRAMINI[8] para instalação de terminais de granéis líquidos (cenário base ou mais provável) entre US$714 e US$1.051 por M³, projeta-se um impacto médio, tudo mais constante entre R$2,9 bilhões e R$11,6 bilhões para o segmento.

Esses impactos demonstram de maneira inequívoca que a revisão pretendida da Resolução ANP #852/2021 não está alinhada com melhores práticas de regulação e embora traga flexibilidade e minimização de desincentivo a investimento de um segmento da cadeia de petróleo & gás, o faz às custas de outro segmento da indústria, portanto com uma lógica de perde-ganha vaso-comunicante não aderente à atuação do regulador. Em especial se tratado de atividade não regulada em mercado competitivo cuja atuação regulatória deve se revestir de critérios fiscalizatórios e não de regulamentares.

Em que se pese os fatores anteriormente detalhados, há espaço para uma solução negociada em que ambos os segmentos de negócio possam coexistir em mercados que fomentam a livre competição e ambiente concorrencial saudável. Neste caso, recomenda-se que o regulador considere um período de transição para a possível mudança de perfil de refinarias, ou que se estabeleça que a possibilidade de prestação de serviço só seja considerada para novas refinarias no Brasil. Neste caso, seja na opção do período de transição negociado, seja na limitação do multipropósito de refinarias para novos projetos, a indústria de terminais de líquidos pode se adequar para conviver com novo ambiente concorrencial futuro sem impactos regulatórios indesejáveis que interfiram em sua estabilidade ou que promovam insegurança jurídica.

Finalmente, em relação ao acesso de terceiros, este não deve ser uma prerrogativa do regulador, mas livremente negociado de maneira bilateral entre as partes, para que não se regulamente a figura do oportunista (free rider) no Brasil ensejando riscos de práticas anticoncorrenciais (como preços predatórios) e desincentivando novos investimentos que serão fundamentais dado o perfil de crescimento do mercado de derivados e biocombustíveis nacional.

[8] VENDRAMINI JR, M.A. "Metodologia para Avaliação de Terminais Portuários de Granéis Líquidos", Projeto PNUD-BRA/13/013, Outubro 2018.

8. Considerações Finais

Esse estudo de impactos econômicos para a indústria de terminais de líquidos em função da possibilidade de mudança do propósito de refinarias para se tornarem terminais equivalentes foi desenvolvido com o intuito de prover uma análise de impacto regulatório (AIR) decorrente de tal medida para suportar as decisões técnicas sobre a viabilidade de sua adoção.

Em primeiro lugar, cumpre-se destacar que o perfil da indústria de derivados e biocombustíveis brasileira está alinhado com o de países emergentes nas regiões da Ásia-Pacífico e Oriente Médio em que não se projeta redução de consumo de tais produtos antes de 2040. Portanto um primeiro comentário do estudo é o da importância de se contextualizar o grau de maturidade do mercado nacional em relação a países desenvolvidos (OCDE) de maneira a evitar que medidas respaldadas por práticas de mercados desenvolvidos cujas projeções de consumo de combustíveis alcançam o pico na presente década sejam incorporadas no país sem as devidas considerações do mercado-alvo da regulação.

Embora a quebra do monopólio da indústria de petróleo & gás tenha ocorrido em 1997 quando da promulgação da Lei 9.478/97, o monopólio de fato de parcela relevante da cadeia de suprimentos da indústria só foi quebrado pelo acordo histórico assinado entre a Petrobrás e o CADE (autoridade antitruste) em 8 de Julho de 2019 em que se estabeleceu o compromisso de desinvestimento parcial ou integral da Petrobras de vários elos da cadeia, como o refino (parcial) e o transporte de óleo e gás e distribuição de gás canalizado (integral).

Sendo assim, é importante que haja regras de transição bem definidas para evitar riscos como o de desabastecimento de combustíveis e biocombustíveis em todo território nacional (prerrogativa legal atribuída à fiscalização da ANP), criação de monopólios regionais privados de refino com possíveis práticas predatórias de preço e medidas anticoncorrenciais e, no presente caso, uma mudança regulatória que possibilita a minimização de desincentivo para investimento de um segmento da cadeia, o de refino, às custas da maximização do desincentivo para investimento de outro segmento, o de mercado de líquidos.

As boas práticas de regulação moderna pressupõem redução de custos regulatórios, simplificação e consolidação de regulamentos, redução de burocracia e volume de envio de documentos, minimização de desincentivos a investimentos e, em parceria com a autoridade antitruste, promoção de ambiente saudável de concorrência com livre competição.

Para cumprir tais objetivos, bem elencados pela ANP, é importante que se estabeleça com clareza a diferença do papel do regulador em atividades não reguladas exercidas em mercados competitivos (lógica de preço) e de atividades reguladas e/ou de monopólio natural (lógica de tarifas).

Em atividades exercidas em mercados competitivos, como é o caso da indústria de terminais de líquidos, o papel do regulador restringe-se à função fiscalizatória, ou seja, verificar que parâmetros de qualidade e de segurança estão sendo observados, evitando-se riscos de acidentes, contaminações, infrações.

Não é papel do regulador criar regulamento que interfira no mercado potencial de uma indústria ou que possa gerar medidas anticoncorrenciais, como pretende o artigo 26.

É notório que países desenvolvidos, em particular os EUA e a Europa estejam adotando iniciativas de fechamento ou conversão de refinarias em terminais equivalentes ou biorefinarias. Mas esse processo está diretamente atrelado a 3 condições principais: (1) compressão de margens de refino e projeções de pico de demanda de combustíveis na presente década, (2) regulamentos ambientais mais rígidos em função do combate do aquecimento global e processo de descarbonização de economias, e (3) concorrência de outros países interferindo na economicidade de refinarias.

Essas 3 condições não estão presentes integralmente no Brasil, uma vez que:

1) As projeções indicam que o país, assim como demais países emergentes, não alcançará o pico de consumo de combustíveis até o final de 2040 e as margens de refino no país são bastante sólidas, dado o status de exportador líquido de óleo cru e importador líquido de combustíveis;

2) O Brasil é exemplo mundial de sustentabilidade de seu mercado de combustíveis, devido tanto ao programa Pró-Alcool da década de 70 que desenvolveu a indústria do etanol no país que hoje abastece 4,9 milhões de veículos e outros 35,8 milhões de frota flex fuel, bem como as misturas obrigatórias de etanol anidro na gasolina (E27) e de biodiesel no diesel, que faz com que os grandes centros urbanos no país possuam índices de poluição atmosférica baixíssimos (como o caso de São Paulo que ocupa a 1.779ª posição no ranking das cidades mais poluídas do mundo). Adicionalmente, a existência da indústria de etanol e considerações sobre perfil de renda sugerem que o país avançará com menor velocidade no processo de mobilidade elétrica em relação a países desenvolvidos, e;

3) O país ainda possui um mercado pouco maduro de concorrência no refino, uma vez que desde sua configuração a indústria foi concebida para ser operada de maneira consolidada por um único operador para reduzir custos logísticos e garantir o abastecimento em todo território. Logo, a transição para um mercado concorrencial levará anos e por isso a importância de regras de transição, definição de supridor de última instância para evitar riscos de desabastecimento e formação de monopólios privados regionais.

Finalmente, com relação aos impactos da possível mudança de propósito de refinarias para terminais equivalentes, o estudo destaca tanto impactos negativos na balança comercial brasileira, quanto para a atratividade e perspectivas de investimentos da indústria de terminais de líquidos.

Sobre os impactos na balança comercial, a possível conversão mesmo que parcial de capacidade de processamento para capacidade de armazenamento gera dois impactos negativos na balança: um aumento no volume de exportações de óleo cru (baixo valor agregado) devido à menor capacidade de processamento, e aumento no volume de importações de combustíveis (gasolina e diesel) em função de menor volume de processamento doméstico e utilizando-se da tancagem de refinarias convertidas. De acordo com nosso modelo proprietário estima-se impactos anuais entre US$213 milhões e US$865 milhões na balança comercial dependendo do fator de conversão de refinarias.

No caso da indústria de terminais de líquidos, os impactos seriam: (1) risco de práticas predatórias de preços com perda de market share, uma vez que agentes que não imobilizaram capital para construir terminais ou tancagem usufruiriam de capacidade de terceiros com vantagens comparativas em relação aos agentes que investiram em ativos fixos, e (2) perda de mercado potencial devido ao aumento de capacidade de armazenamento de terceiros equivalentes a 12% a 49% do capacidade atual para derivados e biocombustíveis.

Para ilustrar os impactos econômicos, com base no nosso modelo de oferta e demanda de combustíveis, nós exercitamos os impactos de conversões de 25%/50%/75%/100% da capacidade de processamento das refinarias incluídas no plano de desinvestimento da Petrobrás em terminais de armazenamento de líquidos.

Como resultado, nós projetamos uma perda de mercado potencial futuro de 622,6 milhões a 2,5 bilhões de litros de combustíveis, o que corresponde a 2 a 5 anos de investimentos por parte dos agentes da indústria de terminais de líquidos, tudo mais constante. Do ponto de vista econômico, levando-se em consideração os custos médios de desenvolvimento de terminais de granéis de líquidos propostos por VENDRAMINI de US$714 a 1.051 por m³, estima-se impactos entre R$2,9 bilhões e R$11,6n, versus uma expectativa da indústria.

Em conclusão acreditamos que existe uma solução conciliatória que atenderia a todos os agentes da cadeia e minimizaria os impactos regulatórios para o setor, qual seja: preservar contratos de compartilhamento de capacidade de armazenamento existentes e permitir sua renovação desde que não haja alteração nos volumes de armazenamento cedidos a terceiros (cenário status quo), e proibir que novos contratos sejam assinados em instalações existentes. Ao mesmo tempo prever a possibilidade de acesso a terceiros para compartilhamento de capacidade de armazenamento exclusivamente a novos investimentos em refino no Brasil.

Dessa forma, não se configuraria uma reserva de mercado para um agente da cadeia, tampouco se desincentivaria investimentos privados em terminais de armazenamento, pois ambos concorreriam em igualdades de condições para o atendimento de necessidade futura de tancagem no Brasil. Em outras palavras, investimentos greenfield concorrendo com investimentos greenfield vs. cenário de ativos existentes (ou Brownfield) com investimentos já amortizados concorrendo com investimentos greenfield com investimentos não amortizados. Logo seriam preservadas as condições atuais sem prejuízos econômicos a contratos existentes e só se aplicariam as novas condições para novos investimentos.

CBIE
ADVISORY

Impactos Econômicos para a Indústria de Terminais de Líquidos decorrentes da Consulta Prévia #4/2023

CBIE ADVISORY

Maio de 2023

Indústria de Terminais de Líquidos Brasileira

Tipo, local e operador (Unidade da federação)	Número de Tanques	Capacidade Nominal de Armazenamento (m³)				
		Petróleo	Derivados e Biocombustíveis (Ex-GLP)	GLP	Total	%
Transpetro	**592**	**5.040.016**	**4.997.807**	**342.499**	**10.380.322**	**69,06%**
ABTL	**1.321**	**0**	**3.491.367**	**5.000**	**3.496.367**	**23,26%**
Ultracargo	370	0	960.212	5.000	965.212	6,42%
Adonai	72	0	90.400	0	90.400	0,60%
AGEO	270	0	510.240	0	510.240	3,39%
Cattalini	133	0	613.000	0	613.000	4,08%
DECAL	12	0	156.000	0	156.000	1,04%
ODFJELL	113	0	276.731	0	276.731	1,84%
OILTANKING	23	0	70.144	0	70.144	0,47%
PANDENOR	32	0	122.865	0	122.865	0,82%
STOLTHAVEN SANTOS	95	0	149.625	0	149.625	1,00%
TERIN	8	0	53.200	0	53.200	0,35%
TFB	16	0	104.000	0	104.000	0,69%
VOPAK	177	0	384.950	0	384.950	2,56%
Demais Empresas	**516**	**0**	**1.123.885**	**30.098**	**1.153.983**	**7,68%**
Total	**2.429**	**5.040.016**	**9.613.059**	**377.597**	**15.030.672**	**100,00%**

Principais números:

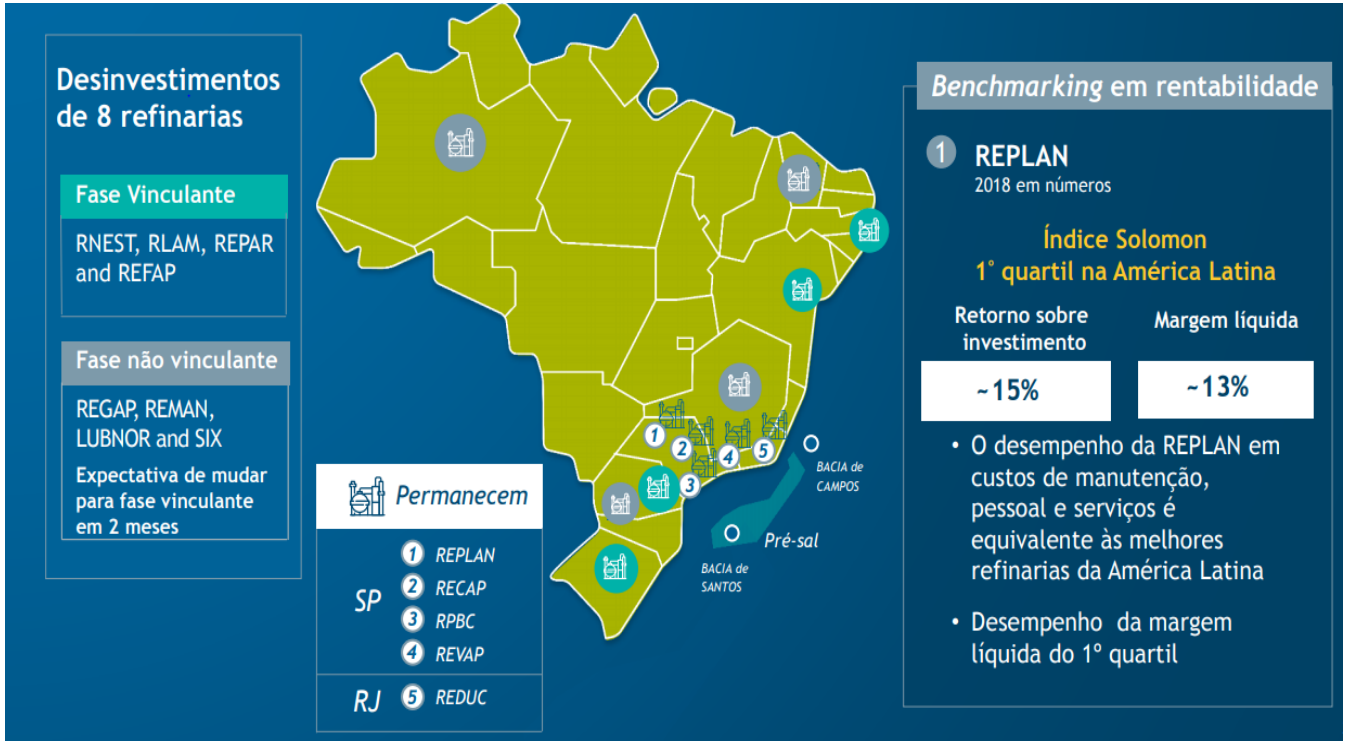
- 30,9% da capacidade atual por empresas privadas
- Empresas privadas responsáveis por 78,9% da expansão da capacidade de terminais de derivados e biocombustíveis (ex-GLP) na última década (2.462.822 m³)
- Aumento médio de 2,5% a.a.
- Expectativa de R$6,2bn nos próximos 10 anos em novos investimentos em risco com possibilidade de conversão de refinarias em terminais equivalentes
- **Importância de estabilidade regulatória e segurança jurídica para manutenção de processo salutar de atração de investimentos privados**

Quais possíveis impactos econômicos para o Brasil e para o segmento de terminais de líquidos caso seja regulamentada a figura de terminal equivalente para refinarias?

Fonte: ANP

O Parque de Refino Brasileiro

Infraestrutura: O Parque de Refino Brasileiro



#	Nome	Sigla	Estado	Capacidade (Barril/dia)	%
1	Lubrificantes e Derivados do Nordeste	LUBNOR	Ceará	10.378	0,4%
2	Potiguar Clara Camarão	RPCC	Rio Grande do Norte	44.658	1,9%
3	Abreu e Lima	RNEST	Pernambuco	115.009	4,8%
4	Gabriel Passos	REGAP	Minas Gerais	166.051	7,0%
5	Presidente Getúlio Vargas	REPAR	Paraná	213.854	9,0%
6	Alberto Pasqualini	REFAP	Rio Grande do Sul	220.143	9,2%
7	Duque de Caxias	REDUC	Rio de Janeiro	251.592	10,5%
8	Henrique Lage	REVAP	São Paulo	251.592	10,5%
9	Paulinia	REPLAN	São Paulo	433.996	18,2%
10	Presidente Bernardes	RPBC	São Paulo	179.184	7,5%
11	Capuava	RECAP	São Paulo	62.898	2,6%
Total Petrobras				**1.949.355**	**81,7%**
12	Refinaria de Manaus	REMAN	Manaus	45.916	1,9%
13	Refinaria de Petróleo Bahia	Dax Oil	Bahia	2.095	0,1%
14	Petróleos de Manguinhos	Manguinhos	Rio de Janeiro	14.303	0,6%
15	Petróleo Riograndense	Riograndense	Rio Grande do Sul	17.014	0,7%
16	UNIVEN Refinaria	UNIVEN	São Paulo	5.158	0,2%
17	Refinaria de Mataripe	Mataripe	Bahia	377.388	15,8%
18	SIX	SIX	Paraná	7.800	0,3%
19	Ssoil Energy S/A	Ssoil	São Paulo	12.498	0,5%
Total refinarias privadas				**436.256**	**18,3%**
Capacidade Total Brasil				**2.385.611**	**100,0%**

- ❑ Após o desinvestimento, a Petrobras permanecerá com 50,5% da capacidade de refino do país
- ❑ Importância de contextualizar corretamente o momento da indústria nacional em relação a experiências internacionais

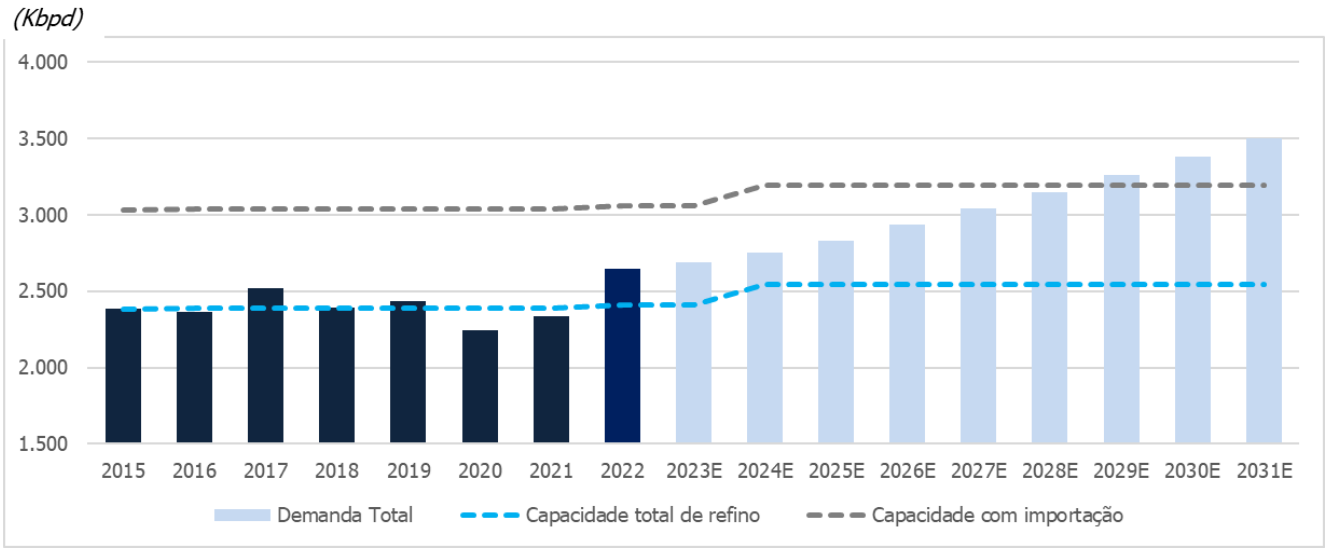
Fonte: Petrobras, ANP, CBIE Advisory

Cenários de Crescimento da capacidade de refino

Oportunidades com a abertura do mercado de refino:

- Em cenário base, assumimos:
  - crescimento de PIB real de 1,2%/2,0%/2,5%/3,0% para 2023/24/25/26 em diante
  - elasticidade 1,2x PIB para crescimento de demanda de combustíveis
  - entrada de 130k em capacidade adicional de refino (2º trem RNEST em 2024)
  - 650kbpd capacidade máxima de importação, em linha com o nível máximo histórico

- Como consequência, o Brasil enfrentaria possíveis problemas de escassez de derivados a partir de 2029, que já em 2032 traria um déficit de 436kbpd (18,3% da capacidade atual de refino)



Cenário otimista de crescimento de -1,75%/3,0%/3,5% para 2023/24/25 em diante aumentaria déficit para 700kbpd (29,3% da capacidade atual de refino)

Cenário pessimista de crescimento de 0,5%/1,0%/1,5% para 2023/24/25 em diante sem déficit de abastecimento condicionado a entrada em operação do segundo trem da RNEST

Fonte: ANP, CBIE Advisory

Capacidade de Armazenamento do Refino no Brasil

Refinarias	Unidade da Federação	Capacidade de Armazenamento			
		Petróleo (M³)	% Capacidade	Derivados de Petróleo, Intermediários e Etanol (m³)	% Capacidade
Replan	SP	876.805	15,0%	1.885.731	18,4%
Revap	SP	596.132	10,2%	1.141.002	11,2%
RPBC	SP	356.076	6,1%	844.332	8,3%
Recap	SP	82.440	1,4%	216.111	2,1%
Reduc	RJ	943.347	16,1%	1.672.677	16,4%
Subtotal Sudeste (Petrobras) - (1)		**2.854.800**	**48,7%**	**5.759.853**	**56,3%**
Repar	PR	522.092	8,9%	866.786	8,5%
Refap	RS	409.535	7,0%	758.634	7,4%
RPCC	RN	0	N/A	17.352	0,2%
Rnest	PE	803.191	13,7%	778.071	7,6%
Lubnor	CE	49.018	0,8%	69.488	0,7%
Regap	MG	427.385	7,3%	656.205	6,4%
Subtotal Desinvestimento Petrobras - (2)		**2.211.221**	**37,7%**	**3.146.536**	**30,8%**
Subtotal Petrobras - (1) + (2)		**5.066.021**	**86,4%**	**8.906.389**	**87,1%**
Refinaria de Manaus (ex-Reman)	AM	128.700	2,2%	232.936	2,3%
Riograndense	RS	88.309	1,5%	65.034	0,6%
Manguinhos	RJ	0	0,0%	231.128	2,3%
Univen	SP	0	0,0%	0	0,0%
Dax Oil	BA	1.796	0,0%	1.920	0,0%
Mataripe (ex-Rlam)	BA	579.279	9,9%	790.417	7,7%
Six	PR	0	N/A	0	0,0%
Subtotal Privadas - (3)		**798.084**	**13,6%**	**1.321.435**	**12,9%**
Total (1) + (2) + (3)		**5.864.105**	**100,0%**	**10.227.824**	**100,0%**
% Capacidade de armazenamento de Terminais		**5.040.016**	**116,35%**	**9.680.059**	**105,66%**
% Somente Capacidade Desinvestimento		**2.211.221**	**43,87%**	**3.146.536**	**32,51%**
% Desinvestimento + Privadas		**3.009.305**	**59,71%**	**4.467.971**	**46,16%**

Fonte: ANP

Considerações para concorrência:

- ❑ Parque atual possui capacidade de armazenamento 1,16x maior do que os terminais de petróleo e 1,05x superior aos terminais de derivados e biocombustíveis
- ❑ Considerando somente as refinarias em processo de desinvestimento, a capacidade permanece relevante (43,87% da capacidade de terminais de petróleo e 32,51% de terminais de derivados e biocombustíveis)
- ❑ Com base no volume de investimentos em nova tancagem nos últimos 10 anos, a conversão de refinarias eliminaria 3 a 13 anos de investimentos potenciais (ou 2 a 5 anos em cenário de PIB +3.0% a.a. a partir de 2024)
- ❑ Redução da capacidade de processamento aumentaria o impacto negativo na balança comercial brasileira (maior volume de exportação de petróleo cru e maior importação de combustíveis)

Quais as principais razões para países desenvolvidos desenvolverem projetos de re-propósito de refinarias para biorefinarias e/ou terminais?

Panorama Mercado Global de Refino

Principais números:

- Mercado global de refino alcançou capacidade de 101.912 kbpd em 2021 (-0,4% yoy)
- Crescimento concentrado em países emergentes (+1,1%), com destaque para Oriente Médio (+578 kbpd) e Commonwealth Independent States (CIS) (+159kbpd), em particular a Rússia. Apesar do baixo crescimento registrado pela região Ásia Pacífico (+19kbpd), a China registrou forte crescimento (+299kbpd)
- Não se projeta pico de consumo de combustíveis em tal grupo de países emergentes (incluindo o Brasil) até o final de 2040
- Países desenvolvidos já com alto grau de maturidade da indústria (crescimento negativo na última década de -0,4% a.a.)
- Crescimento do parque de refino acompanhando desenvolvimento econômico (mudança de perfil demográfico e de renda com elasticidade positiva para consumo de derivados e biocombustíveis)

Processos de re-propósito de refinarias em países desenvolvidos atualmente por 3 motivos:

1. Projeção de pico de consumo de combustíveis ainda na atual década
2. Margens negativas de refino (sobreoferta de capacidade em razão da pandemia)
3. Normas mais rígidas ambientais no esforço de combate ao aquecimento global (biorefinarias)

Mkt Share e Crescimento da Capacidade Global de Refino 2021 – kbpd

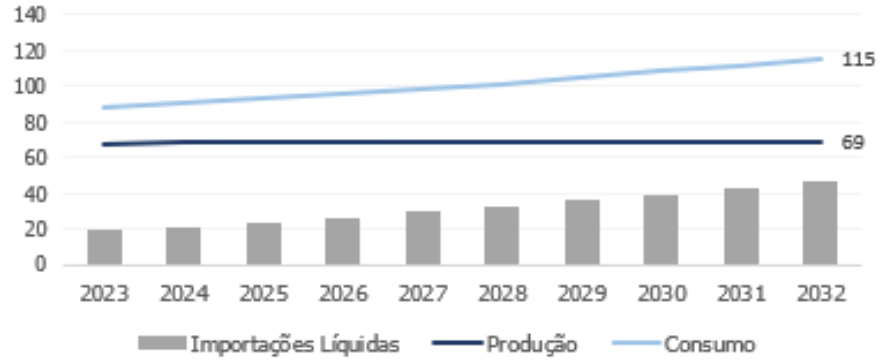
País / Região	2020	2021	Crescimento anual 2021	Crescimento anual 2011-21	Mkt Share 2021
EUA	18.143	17.941	-1,1%	0,3%	17,6%
Canada	2.065	1.954	-5,4%	-0,3%	1,9%
Brasil	2.290	2.303	0,6%	1,3%	2,3%
Continente Americano	**28.383**	**27.831**	**-1,9%**	**0,2%**	**27,3%**
Alemanha	2.062	2.121	2,9%	-3,4%	2,1%
Itália	1.900	1.900	0,0%	-1,8%	1,9%
Espanha	1.586	1.586	0,0%	0,3%	1,6%
Holanda	1.244	1.238	-0,5%	-0,3%	1,2%
Europa	**15.609**	**15.094**	**-3,3%**	**-1,3%**	**14,8%**
Rússia	6.736	6.861	1,9%	1,9%	6,7%
Commonwealth Independent States (CIS)	**8.340**	**8.492**	**1,8%**	**1,5%**	**8,3%**
Irã	2.475	2.508	1,3%	2,5%	2,5%
Arábia Saudita	2.905	2.905	0,0%	3,3%	2,9%
Oriente Médio	**10.220**	**10.798**	**5,7%**	**2,8%**	**10,6%**
Egito	795	795	0,0%	-0,2%	0,8%
Argélia	657	657	0,0%	0,1%	0,6%
África	**3.319**	**3.219**	**-3,0%**	**-1,0%**	**3,2%**
China	16.691	16.990	1,8%	2,7%	16,7%
Índia	5.018	5.018	0,0%	2,8%	4,9%
Coréia do Sul	3.572	3.572	0,0%	0,2%	3,5%
Japão	3.285	3.285	0,0%	-0,1%	3,2%
Ásia Pacífico	**36.459**	**36.478**	**0,1%**	**1,5%**	**35,8%**
Total	**102.331**	**101.912**	**-0,4%**	**0,7%**	**100,0%**
Países OCDE	44.781	43.730	-2,3%	-0,4%	42,9%
Países Emergentes	57.551	58.182	1,1%	1,6%	57,1%
União Européia	12.656	12.310	-2,7%	-0,9%	12,1%

Fonte: BP, CBIE Advisory

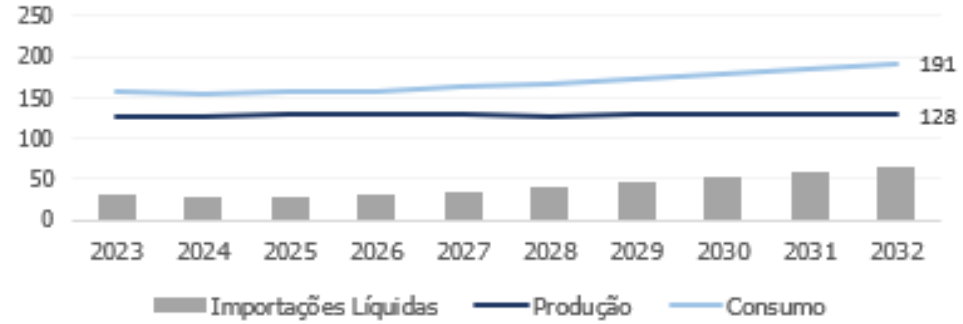
Cenários de Oferta e Demanda de Combustíveis

Brasil permanece importador líquido de gasolina (17,0%) e diesel (33,2%) até final de 2032E

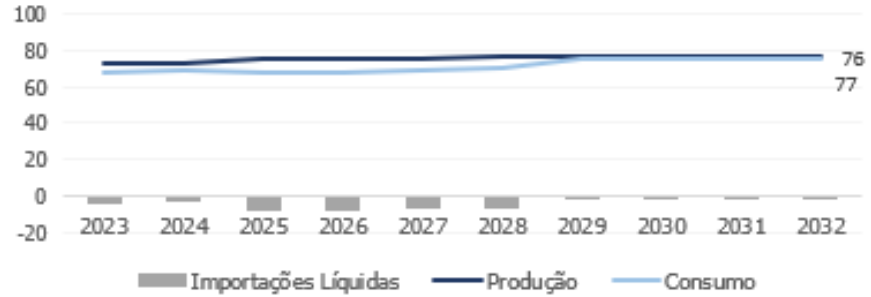
Gasolina A - CBIE



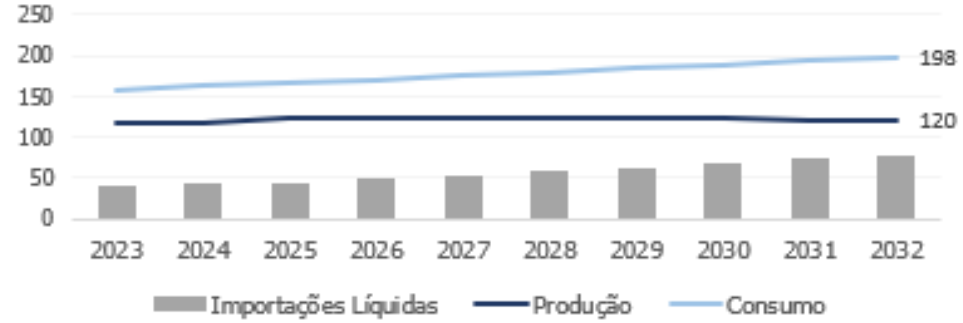
Diesel A - CBIE



Gasolina A - EPE



Diesel A - EPE



Fonte: EPE, CBIE Advisory

Possíveis Impactos Econômicos (CP ANP #4/2023)

Qual seria o impacto para a balança comercial brasileira via conversão de capacidade de processamento em armazenagem?

Cenários analisados:

- Conversão de 25%/50%/75%/100% da capacidade de processamento em capacidade equivalente de armazenamento
- Aumento das exportações de petróleo cru proporcional à redução na capacidade de processamento
- Aumento de importações de combustíveis (gasolina e diesel) de 0,62 a 2,5 bilhões de litros proporcional ao aumento na capacidade de armazenamento

Impacto negativo anual na balança comercial entre US$213mn e US$865mn

				Cenários							
				Capacidade remanescente de processamento (kbpd)				Capacidade de Armazenamento (M³)			
Refinarias	UF	Capacidade de Processamento kbpd	Capacidade de Armazenamento Derivados de Petróleo, Intermediários e Etanol (M³)	25%	50%	75%	100%	25%	50%	75%	100%
Repar	PR	213.854	866.786	160.391	106.927	53.464	-	216.697	433.393	650.090	866.786
Refap	RS	220.143	758.634	165.107	110.072	55.036	-	189.659	379.317	568.976	758.634
RPCC	RN	44.658	17.352	33.494	22.329	11.165	-	4.338	8.676	13.014	17.352
Rnest	PE	115.009	778.071	86.257	57.505	28.752	-	194.518	389.036	583.553	778.071
Lubnor	CE	10.378	69.488	7.784	5.189	2.595	-	17.372	34.744	52.116	69.488
Total		**604.042**	**2.490.331**	**453.032**	**302.021**	**151.011**	**-**	**622.583**	**1.245.166**	**1.867.748**	**2.490.331**
% da capacidade de armazenamento de terminais (derivados, biocombustíveis e GLP)								**4,1%**	**8,3%**	**12,4%**	**16,6%**

Fonte: CBIE Advisory

Possíveis Impactos Econômicos (CP ANP #4/2023)

Qual a frustração de mercado potencial para a indústria de terminais de líquidos em função de aumento de capacidade de armazenagem oriundo da conversão de refinarias desinvestidas em terminais equivalentes?

Cenários analisados:

- ❑ Conversão de 25%/50%/75%/100% da capacidade de processamento em capacidade equivalente de armazenamento
- ❑ Perda equivalente de capacidade de armazenamento greenfield (novos investimentos) entre 12% e 49% da capacidade existente
- ❑ Cenário de crescimento econômico em linha com última década (+0,53% a.a.) ou normalizado (+3,00% a.a.)
- ❑ Estimativa de impactos econômicos levando em consideração custos estimados segundo VENDRAMINI* para instalação de terminais de granéis de líquidos (cenário base ou mais provável) entre US$714 e US$1.051 por m³

Possíveis impactos:

1. Frustração de mercado potencial de crescimento entre 3 a 13 anos de investimentos (base crescimento econômico última década) ou entre 2 a 5 anos (base crescimento econômico normalizado)
2. Impacto médio entre R$2,9 e R$11,6 bilhões para a indústria de terminais de líquidos
3. Perda de market share e risco de práticas predatórias de preço
4. Prejuízo a ambiente competitivo e livre mercado (incentivo a comportamento oportunista – "free rider")
5. Maximização de desincentivo a investimentos

*Fonte: CBIE Advisory. *VENDRAMINI JR, M.A. "Metodologia para Avaliação de Terminais Portuários de Granéis Líquidos", Projeto PNUD-BRA/13/013, Outubro 2018.*

Q&A

Todas as atividades de armazenagem e movimentação devem ser consideradas como um único mercado pela ANP?

Não, os serviços de armazenagem e movimentação representam diferentes tipos de mercado, uma vez que as atividades de armazenagem dizem respeito a tancagem de combustíveis enquanto a atividade de movimentação é responsável pelo seu transporte, sendo que cada um desses mercados possui suas próprias particularidades.

Dado a diferença mercadológica entre as atividades, é necessário que se obtenha limites regulatórios bem definidos para que não existam ambiguidades que desencadeiem incertezas ou travem investimentos ao setor.

A limitação da oferta do serviço de armazenagem por produtores de derivados de petróleo limita a concorrência no mercado de armazenagem?

Conforme será discutido ao longo do trabalho, a capacidade de tancagem dos produtores de derivados equivalem a mais de 100% da capacidade total de player privados, sendo que uma possível conversão de refinarias em terminais de armazenagem pode causar desequilíbrios no mercado, além de diminuir a capacidade de processamento de petróleo no país.

A não limitação da oferta do serviço de armazenagem por parte dos produtores de petróleo desencadeia o risco de formação de monopólios regionais privados, além de uma maior preocupação de abastecimento em regiões de menor atratividade econômica, dado o risco de que as refinarias passem a ter suas próprias distribuidoras. Assim, com o aumento de concentração na cadeia a jusante abriria-se espaço para práticas de preços predatórios e potencial colusão, alimentando-se um ciclo vicioso de concentração que levaria a barreiras de entrada para novos entrantes cada vez maiores.

Q&A

Qual a motivação técnica, econômica ou concorrencial para limitar a oferta dos serviços de armazenagem por parte dos produtores de derivados de petróleo?

Do ponto de vista técnico, desde que produtores de derivados de petróleo não comprometessem sua capacidade de processamento de petróleo cru, a princípio não haveria restrições técnicas para utilização de capacidade ociosa existente nas unidades de refino atuais por terceiros. Porém, a possibilidade de conversão de refinarias em terminais equivalentes, ou seja, renunciando-se a capacidade de processamento de petróleo cru a favor de maior capacidade de armazenamento de líquidos de terceiros traria significativas implicações negativas do ponto de vista econômico e concorrencial. Do ponto de vista econômico, o país se tornaria ainda mais dependente de importação de combustíveis / derivados de petróleo com impactos negativos na balança comercial. Do ponto de vista concorrencial, dada a relevância da capacidade equivalente de armazenamento de líquidos do parque de refino atual de 116,35% da capacidade total em terminais privados, apresentar-se-ia um quadro de concorrência desleal em relação a novos entrantes e criar-se-iam desincentivos econômico-financeiros de expansão de capacidade de tancagem por terminais privados, haja vista a concentração da capacidade de armazenamento na mão de um único ou poucos players.

Caso se ofereça flexibilidade ilimitada para conversão de refinarias existentes haveria um ambiente de incerteza regulatória inibindo investimentos privados no setor de armazenagem. Conforme estimativas da Associação Brasileira de Terminais Líquidos ("ABTL") projetam-se investimentos de R$6,2 bilhões no segmento nos próximos 10 anos, resultando em um aumento de capacidade estática de 1,5 milhão de m³, volumes que estariam sob risco caso a flexibilidade irrestrita seja possibilitada por regulamentação infralegal da ANP.

Q&A

A atual limitação da oferta de serviço de armazenagem dos produtores de derivados de petróleo instituiu reserva de mercado ao excluir esses agentes da oferta desse serviço?

Pelo contrário. A limitação da oferta de serviço de armazenagem por parte das refinarias possibilitou o surgimento e amadurecimento do setor de terminais de líquidos brasileiro de capital privado em linha com melhores práticas e buscando-se assegurar um serviço de qualidade e redução do poder de monopólio, estimulando-se a concorrência e o livre mercado – pontos basilares da atuação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). Adicionalmente, o não comprometimento de capacidade de processamento de petróleo cru com tancagem de terceiros permitiu que as refinarias atendessem a prerrogativa legal (lei 9.478/97) de garantia de abastecimento de derivados em todo o território nacional e redução do volume de importação de derivados em detrimento à produção doméstica. Dessa forma, retirar a limitação para o parque existente acarretaria sim a possibilidade de criação de reserva de mercado para atuais refinarias e uma barreira de entrada significativa para prestadores de serviços de armazenagem, em razão da capacidade de armazenamento que poderia ser disponibilizada, bem como diferencial de preço dada a lógica de investimentos de capital já depreciados no tempo (o que não se verifica para investimentos novos ou Greenfield). A título ilustrativo, investimentos de modernização e/ou retrofit de infraestruturas existentes no setor energético correspondem em média a 40-45% do investimento de um ativo novo, portanto uma vantagem comparativa significativa na oferta do serviço de armazenamento em comparação a novos investimentos de tancagem.

Q&A

No caso de um produtor de derivados de petróleo sem acesso às instalações que a legislação nacional garante o direito de terceiros a acessarem, qual é a justificativa técnica, econômica ou concorrencial para limitar a oferta do serviço de armazenagem?

O serviço de tancagem em instalações de produtores de derivados deve ser permitida para produção própria, sendo que a restrição se aplicaria ao armazenamento de derivados de petróleo por ele não produzidos ou ofertas decorrentes de importações.

A utilização dos tanques da refinaria apenas para o desempenho da função de armazenagem pode acarretar um desequilibro de mercado, ocasionando uma grande capacidade ociosa no setor e desincentivando novos investimentos e, consequentemente geração de emprego e renda em capacidade de armazenamento. É importante ressaltar que a existência de contratos de compartilhamento de instalações existentes a terceiros não acarreta impactos significativos no processo de tomada de decisão de novos investimentos, pois já estão em curso. E é compreensível que os usuários atuais de tais capacidades compartilhadas teriam custos significativos com o cancelamento dos contratos. Porém, a proposta seria de limitar novos contratos de compartilhamento para o parque existente, mas não limitar para novos investimentos em refino. Portanto é possível uma solução conciliatória que minimiza o impacto regulatório e maximiza o incentivo a investimento, qual seja: preservar contratos de compartilhamento de capacidade de armazenamento existentes e permitir sua renovação desde que não haja alteração nos volumes de armazenamento cedidos a terceiros (cenário status quo), e proibir que novos contratos sejam assinados em instalações existentes. Ao mesmo tempo prever a possibilidade de acesso a terceiros para compartilhamento de capacidade de armazenamento exclusivamente a novos investimentos em refino no Brasil. Dessa forma, não se configuraria uma reserva de mercado para um agente da cadeia, tampouco se desincentivaria investimentos privados em terminais de armazenamento, pois ambos concorrem em igualdades de condições para o atendimento de necessidade futura de tancagem no Brasil. Em outras palavras, investimentos greenfield concorrendo com investimentos greenfield vs. cenário de ativos existentes (ou Brownfield) com investimentos já amortizados concorrendo com investimentos greenfield com investimentos não amortizados. Logo seriam preservadas as condições atuais sem prejuízos econômicos a contratos existentes e só se aplicariam as novas condições para novos investimentos.

Q&A

Como as normativas que garantem os direitos de terceiros acessarem às instalações de transporte de combustíveis regulados pela ANP amparam a restrição à atividade de armazenamento por parte dos produtores, tal como alegado pelo parágrafo 4.19 do Parecer Nº7/SIM-CAL?

Conforme presente no Parecer, a Resolução ANP #881/2022 regulamentou o acesso aos terminais aquaviários, incorporando o conceito de movimentação de produtos a atividade de armazenagem pelo tempo necessário à efetivação das operações de carregamento, distinguindo as operações de movimentação e armazenagem.

Para fins didáticos, em seu inciso XVII do 2º Art. da resolução, "movimentação de produtos: movimento de produtos pelo terminal aquaviário durante operações de carregamento, descarregamento ou transbordo, por modo aquaviário, dutoviário, rodoviário ou ferroviário e, se preciso, a armazenagem desses produtos pelo tempo necessário para tais operações..."

Dessa forma, as normativas previstas pela Resolução da ANP restringe o acesso a instalações de armazenamento por parte de terceiros, onde, excepcionalmente, é permitido acessá-las para realização de atividades necessárias à sua movimentação.

Q&A

A "função primordial", tal como delimitado no Parecer Nº7/SIM-CAL, dos produtores de derivados de petróleo e dos terminais terrestres é um item habitual em análises concorrenciais? Há amparo técnico para a análise de diferentes "funções primordiais" na promoção da concorrência no mercado de armazenagem de produtos regulados pela ANP?

A função primordial se torna um item habitual em análise concorrencial a partir do momento em que exista uma concentração relevante da capacidade de se prover um serviço na mão de poucos agentes. Particularmente na indústria de refino nacional, conforme sua configuração histórica, ela se desenvolveu para atuar de maneira consolidada por um único player para garantir o abastecimento de derivados em todo o território nacional nos menores custos possíveis. Dessa forma, como o segmento de refino ainda permanece concentrado na Petrobras que detém 81,7% da capacidade de processamento nacional em uma atividade de livre mercado regida por preço, é fundamental que sejam implementados remédios antitruste para evitar práticas de preço predatórias e/ou anticoncorrenciais, criando-se barreiras de entrada para novos agentes. Portanto, a análise da atividade de armazenamento de produtos regulados pela ANP não deve se abster da consideração da configuração atual do parque de refino brasileiro, sob o risco de possibilitar a posteriori reservas de mercado e vantagens anticompetitivas para o atendimento de demanda futura de armazenamento de líquidos. A distinção entre a atividade de movimentação e armazenamento é uma condição pétrea de preservar o equilíbrio concorrencial em tais atividades. Não obstante, para novos investimentos não vemos restrições de fornecer essa flexibilidade, pois novos investimentos em refino concorreriam em igualdade de condições – seja por escala, seja por percentual de custos já depreciados – com novos investimentos em armazenamento sem comprometer o ambiente concorrencial do mercado competitivo de combustíveis do Brasil.

Q&A

À luz das diretrizes emanadas pela Lei 13.874/2020, particularmente seus artigos 2º e 4º, a atual restrição à atividade de armazenagem em produtores de derivados de petróleo visando limita a atuação desse agente e sua "função primordial", tal como delimitado no parecer Nº7/SIM-CAL, é justificada do ponto de vista concorrencial?

Sim, conforme mencionado na questão anterior, a "função primordial" dos agentes deve ser considerada de modo a prevenir que o fomento do mercado concorrencial na cadeia de refino não ocorra a custas da deterioração do segmento de tancagem, visto que os players desse segmento foram responsáveis por grande parte dos investimentos obtidos ao longo dos últimos anos.

Conforme será demonstrado ao longo do estudo, a perda de mercado potencial de armazenamento corresponderia entre 12 e 49% da capacidade existente atual, o que implicaria entre 2 e 5 anos de perda de horizonte de investimentos no cenário base de crescimento de atividade econômica e entre 3 e 13 anos no cenário pessimista (que está alinhado com o crescimento econômico na última década).

Com base nas referências de VENDRAMINI para instalação de terminais de granéis líquidos (cenário base ou mais provável) entre US$714 e US$1.051 por M^3, projeta-se um impacto médio, tudo mais constante entre R$2,9 bilhões e R$11,6 bilhões para o segmento.

Q&A

No caso da REFAP, a substituição do produtor de derivados de petróleo por terminal terrestre, considerando a sua "função primordial", é elemento suficiente para promover a concorrência naquele mercado?

REFAP possui uma capacidade de processamento de 220.143kpbd, além de capacidade total de tancagem de 409.535m³ de petróleo e outros 758.634m³ para derivados e biocombustíveis. A conversão da refinaria em um terminal de armazenamento equivalente poderia causar níveis de capacidade ociosa de armazenamento na região e diminuir a capacidade total de processamento de petróleo a nível nacional. Dessa forma, embora a preservação de contratos existentes de compartilhamento a terceiros não interfira no equilíbrio concorrencial, a possibilidade de assinatura de novos contratos e flexibilidade integral de conversão de refinarias sim. Portanto a busca de uma solução conciliatória de minimização de impactos regulatórios é oportuna para preservar a segurança jurídica e estabilidade regulatória e ao mesmo tempo prever a flexibilidade na função primordial somente para novos investimentos, preservando-se um ambiente concorrencial saudável e maximizando o incentivo a novos investimentos.

No caso da REFAP, como a sua conversão em terminal terrestre alteraria o direito de terceiros acessarem o duto de transporte ou o sistema de transporte? Quais as implicações da sua conversão em terminal terrestre para o direito de terceiros acessarem o sistema de transporte?

Não se pode confundir o acesso a dutos de transporte (movimentação) com a atividade de armazenamento de combustíveis. Essa distinção é clara no ordenamento legal e infralegal no mercado de combustíveis brasileiro. Portanto, terceiros sempre terão acesso a dutos de transporte de maneira não discriminatória. O que se pretende inibir é a conversão de refinarias em terminais terrestres com o comprometimento de sua capacidade de processamento em favor de maior capacidade de armazenamento. Essa prerrogativa além de aumentar a dependência de importações no atendimento da demanda doméstica de combustíveis, aferiria vantagem indevida aos atuais controladores de refinarias do ponto de vista concorrencial com novos entrantes / novos investimentos em tancagem. Portanto é fundamental que a distinção entre as atividades de movimentação e armazenamento permaneça vigente para o melhor ordenamento do ambiente competitivo / concorrencial existente.

Q&A

Existe alguma restrição ou limitação à atuação de agentes da cadeia produtiva do petróleo na operação ou propriedade de terminais terrestres? Mais precisamente, a Petrobras pode continuar a operar eventual terminal terrestre a partir da segregação dos tanques de armazenagem da REFAP ou há algum impedimento regulatório/legal?

Dado que a Petrobras é, até então, a proprietária da refinaria, ela seria, por consequência, a proprietária dos tanques de armazenagem. Não há nenhuma normativa deliberada pela ANP que limite o direito de operação, por parte da Petrobras, das instalações terrestres ou que limite, por terceiros, o direito de acesso.

Obrigado!

Adriano Pires
Telefone +55 21 2531 0010 / +55 11 3165 4777
E-mail adriano@cbie.com.br
Linkedin @adriano-pires-cbie

Bruno Pascon
Telefone +55 11 3165 4770 / 98266 9921
E-mail bruno@cbie.com.br
Linkedin @bruno-pascon

Pedro Rodrigues
Telefone +55 11 3165 4777 / +55 21 99709 6769
E-mail pedro@cbie.com.br
Linkedin @pe-rodriguesbr

Copyright© CBIE Advisory 2020,
nenhuma parte deste documento
poderá ser reproduzida ou transmitida,
sejam quais forem os meios empregados,
sem autorização prévia.

COORDENAÇÃO:

Adriano Pires
(adriano@cbie.com.br)

Bruno Pascon
(bruno@cbie.com.br)

Pedro Rodrigues
(pedro@cbie.com.br)

CBIE Advisory
Rua Iguatemi 192 / 6º andar / Conjunto 62
Itaim Bibi - São Paulo CEP 01.451-010
Telefone/Fax: +55 11 3165-4777
www.cbie.com.br