Helder Queiroz Pinto Jr
Marcelo Colomer
(Organizadores)

MERCADOS DE COMBUSTÍVEIS E GLP

questões de regulação setorial e de concorrência

2022 © Direitos desta edição reservados aos autores.

PROJETO GRÁFICO E DIAGRAMAÇÃO

Conceito Comunicação Integrada

www.conceito-online.com.br

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil)

Pinto Junior, Helder Queiroz
Mercados de combustíveis e GLP [livro eletrônico]: questões de regulação setorial e de concorrência / autores e organizadores Helder Queiroz Pinto Junior, Marcelo Colomer. -- Rio de Janeiro : Sindigás, 2022.
PDF

Vários co-autores.
ISBN 978-65-997422-1-7

1. Combustíveis - Comércio - Brasil 2. Commodities 3. Gás liquefeito de petróleo 4. Petróleo - Aspectos econômicos 5. Petróleo - Indústria e comércio - Regulação - Brasil 6. Recursos naturais I. Título.

22-104690 CDD-338.2728

Índices para catálogo sistemático:

1. Mercados de combustíveis e gás liquefeito de petróleo : Economia 338.2728

Maria Alice Ferreira - Bibliotecária - CRB-8/7964

Autores/Organizadores:
Helder Queiroz Pinto Jr e Marcelo Colomer

MERCADOS DE COMBUSTÍVEIS E GLP

questões de regulação setorial e de concorrência

Coautores:

Aldren Vernersbach, Camila Pires-Alves, Carlos Felipe Lodi, Francisco Raeder, Gabriela Rodrigues, Lucia Bicalho, Luciano Losekann, Luiz Carlos Prado, Mylena Furtado, Nathalia Alves, Niágara Rodrigues

Rio de Janeiro | Março 2022

AGRADECIMENTOS

Esta publicação é fruto de um projeto coletivo, cujo conteúdo foi desenvolvido pelo Grupo de Economia da Energia do *Instituto de Economia da UFRJ*.

Esta publicação se beneficiou de suportes financeiros e institucionais que viabilizaram sua edição. Neste sentido, cabe registrar o agradecimento dos autores à toda equipe do Sindigás, em especial seu Presidente Sérgio Bandeira de Mello, não apenas pelo apoio financeiro institucional, mas também pela ajuda com comentários sempre construtivos, nas pistas para busca de informações e, principalmente, para a efetiva consolidação do "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

Além disso, cabe destacar que o Sindigás deixou a cargo da equipe de trabalho, durante todo o período da pesquisa, as decisões referentes às escolhas dos temas com integral respeito aos conteúdos por nós apresentados.

Cabe igualmente agradecer à Fundação Coppetec e à Jacqueline Gisele Batista, do GEE/IE/UFRJ por todo apoio administrativo na gestão do contrato de pesquisa. Agradecemos, ainda, o apoio institucional do IE/UFRJ e ao Grupo de Defesa da Concorrência (GDEC) também do IE/UFRJ que, através dos professores Camila Pires-Alves e Luiz Carlos Prado, emprestaram suas respectivas competências e experiências em matéria de questões concorrenciais.

Por último, mas não menos importante, agradecemos aos demais professores, pesquisadores e especialistas que aceitaram participar desta pesquisa, sem os quais este livro não seria publicado.

Helder Queiroz Pinto Junior

Marcelo Colomer

Sumário

Introdução 9

PARTE I: QUESTÕES CONCORRENCIAIS

Capítulo 1 14

Mercado de Distribuição de GLP no Brasil em perspectiva: uma análise da estrutura dos mercados relevantes

Marcelo Colomer
Camila C. Pires-Alves
Luiz Carlos Delorme Prado

Capítulo 2 40

Competição, Rivalidade e Estrutura de Mercado: uma análise teórica da concorrência em oligopólio

Helder Queiroz Pinto Jr.
Marcelo Colomer
Aldren Vernersbach

Capítulo 3 48

Regulação da Concorrência e os Mercados de Combustíveis: as visões do CADE e da ANP

Marcelo Colomer
Carlos Felipe Lodi
Lúcia Navegantes Bicalho

Capítulo 4 84

Transição Energética e Mercados de Combustíveis: um novo padrão de concorrência?

Helder Queiroz Pinto Junior
Marcelo Colomer

Capítulo 5 96

Mercados de Combustíveis no Brasil e Suas Diferentes Dinâmicas Competitivas

Carlos Felipe Lodi
Helder Queiroz Pinto Jr.
Marcelo Colomer

Capítulo 6 114

Padrão de Concorrência e Estruturas dos Mercados Regionais de GLP

Carlos Felipe Lodi
Lucia Navegantes Bicalho

PARTE II: MERCADOS E PREÇOS

Capítulo 7 138

Assimetria na Transmissão de Preços: conceito e aplicações para mercados de combustíveis

Luciano Losekann
Niágara Rodrigues

Capítulo 8 145

Assimetria na Transmissão de Preços no Mercado de Gasolina no Brasil

Luciano Losekann
Niágara Rodrigues
Francisco Raeder

Capítulo 9 172

Comportamento do Mercado de GLP no Brasil em 2020: desafios para adequação a um contexto de crise

Helder Queiroz Pinto Jr.
Aldren Vernersbach

Capítulo 10 185

Comportamento dos Preços do GLP no Brasil: uma análise nacional e regional

Marcelo Colomer
Aldren Vernersbach

Capítulo 11 217

Reforma Patrimonial do Refino no Brasil: consequências para o mercado de GLP

Carlos Felipe Lodi
Helder Queiroz

Capítulo 12 231

O Mercado de GLP pós COVID na América Latina: especificidades nacionais e instrumentos de política

Aldren Vernersbach
Helder Queiroz Pinto Jr.

Capítulo 13 245

Políticas de Preços de Combustíveis: Análise comparativa da América Latina

Carlos Felipe Lodi
Lucia Navegantes Bicalho

PARTE III: QUESTÕES REGULATÓRIAS

Capítulo 14 292

Regulação e Legalismo: aportes teóricos e conceituais sobre o exercício regulatório

Helder Queiroz Pinto Jr
AldrenVernersbach

Capítulo 15 301

Mudanças na Regulação da Indústria Brasileira de Óleo e Gás: a agenda regulatória da ANP 2020-2021

Helder Queiroz Pinto Jr.
Aldren Vernersbach

Capítulo 16 311

Boas Práticas, Sobreposição e Lacunas de Regulação: aportes conceituais para exame do mercado de GLP

Helder Queiroz Pinto Jr.
Aldren Vernersbach

Capítulo 17 328

Uma Nova Agenda de Regulação para os Mercados de Combustíveis num Mundo em Transição Energética

Aldren Vernersbach
Helder Queiroz Pinto Jr.

Capítulo 18 338

Variáveis Críticas do Mercado de GLP no Longo Prazo

Marcelo Colomer
Aldren Vernersbach
Gabriela Rodrigues
Mylena Furtado
Nathalia Alves

Conclusão 360

Helder Queiroz Pinto Jr
Marcelo Colomer

Introdução

As indústrias de energia, em todo o mundo, estão diante de um grande desafio. Após mais de um século de predominância dos combustíveis fósseis, a busca por soluções de produção e consumo de energia menos intensivas em carbono tem dominado a reorientação das políticas energéticas nacionais. Após o Acordo de Paris, em 2015, foram intensificados os esforços de substituição do petróleo e do carvão, em particular na geração elétrica por fontes renováveis; a eletrificação de diferentes usos de energia também provocou a ampliação de regimes de incentivos que promovam a introdução de veículos elétricos.

Assim, os resultados esperados em matéria de redução de poluentes da chamada Transição – ou Transformação – Energética dependem do alcance das políticas públicas, da regulação e dos avanços tecnológicos. Ainda é difícil visualizar um novo padrão de produção e consumo de energia no âmbito do desenvolvimento de economias de baixo carbono, posto que tal transformação será tributária das dotações de recursos energéticos de cada país. Não obstante esta dificuldade e a presença de inúmeras fontes de incerteza, parece claro que daqui a três décadas, as indústrias de energia terão bases bastante diferentes daquelas sobre as quais foram desenvolvidas ao longo das últimas décadas.

Assim, a "Grande Transformação Energética", tomando emprestado o título e uma das mensagens do seminal livro de Karl Polanyi, escrito em 1944[1], deve ser entendida como um processo de longo prazo que exige dos governos, empresas e consumidores, uma cesta de novos comportamentos, novas instituições e novas "*rationales*".

Neste diapasão, cabe notar que os segmentos *downstream* da cadeia produtiva do petróleo (refino, distribuição e revenda de combustíveis) já começam a ser reestruturados em vários países. Uma ilustração exemplar desse ponto é a redução da capacidade de refino na Europa[2]. Ao longo da

1. Polany, K. (2001). 'A Grande Transformação: As origens políticas e econômicas de nosso tempo' ", Elsevier, 2011.

2. Segundo o BP Statistical World Review of Energy 2021, p. 30. A capacidade de refino na Europa que, em 2010 era de 17,4 milhões de barris/dia, foi reduzida para 15,6 milhões de barris/dia em 2020.

última década, várias refinarias europeias foram fechadas, evidenciando novos comportamentos estratégicos dos principais players do segmento de refino na região.

No Brasil, tais transformações começam igualmente a pautar as decisões governamentais e as estratégias empresariais. A decisão da Petrobras de reduzir sua participação no segmento do refino, no âmbito do programa de desinvestimentos da empresa, colocou em tela uma série de questões operacionais e regulatórias para todo o *downstream*. Trata-se de uma histórica mudança estrutural. Cabe lembrar que, desde sua criação, a Petrobras assumiu a importante missão de garantir o suprimento, a partir de sua operação integrada e otimizada, nos planos nacional e regionais, das atividades de refino, importação e logística.

No fim dos anos 1990, com a Lei do Petróleo e a criação da ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), a introdução da concorrência passou a ser um objetivo estabelecido no novo marco legal. Entretanto, o ciclo de introdução de pressões competitivas e de liberalização na reestruturação do mercado *downstream* brasileiro se revelou incompleto, pois a Petrobras, na prática, manteve seu poder de monopólio no refino.

Assim, por se tratar de um elo central na cadeia petrolífera, tal condição sempre produziu uma série de efeitos na cadeia a jusante, afetando sobremaneira o padrão de concorrência na distribuição e revenda nos mercados dos diferentes derivados. E, por óbvio, não será diferente se for levada a cabo a redução da participação da Petrobras no refino, pois será instaurado um novo padrão de concorrência.

Tal como destacado por Colomer, Delgado e Pinto Jr (2021, p.44)[3], "a desconcentração industrial prevista com a venda das refinarias da Petrobras se constituirá em uma importante mudança estrutural que ensejará, a médio e longo prazos, um novo padrão de concorrência e engendrará alterações nas condições de concorrência nos demais segmentos à jusante da cadeia de abastecimento de combustíveis. Tais alterações, contudo, serão gradativas e requerem prudência no que concerne aos dispositivos regulatórios necessários para uma nova estrutura industrial. E as autoridades de regulação e de defesa da concorrência têm buscado antecipar a revisão da agenda regulatória nesses mercados".

O contexto de revisão de políticas públicas, resoluções regulatórias e estratégias empresariais impõe e abre também uma nova agenda de pesquisa na academia. Desse modo, os capítulos desse livro têm em comum a busca pelo aprofundamento dos aspectos econômicos e regulatórios dos mercados de combustíveis, com especial ênfase no mercado de GLP.

Ao longo de praticamente dois anos e meio de pesquisas (outubro de 2019 a janeiro de 2022), um conjunto de Notas Técnicas e Textos para Discussão norteou as bases analíticas do ***Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis.***[4] Não é difícil imaginar

3. Colomer, M., Delgado, F., Pinto Jr, H. "Reformas estruturais e regulatórias nos mercados de combustíveis no Brasil", in Revista de Conjuntura Econômica, agosto 2021, vol. 75, n.8

4. No âmbito do Projeto institucional GEE/IE/UFRJ e Sindigas.

que a própria agenda de pesquisa original do Observatório teve que ser redesenhada em virtude da alteração das formas de trabalho decorrentes da pandemia do Covid-19.

Felizmente, após uma breve interrupção no segundo trimestre de 2020, o projeto foi retomado e as questões de pesquisa se tornaram ainda mais instigantes. De que forma os agentes econômicos se adaptaram ao novo contexto? De que maneira foi garantida a segurança do abastecimento durante a pandemia? Quais os dispositivos regulatórios são passíveis de serem revisados no curto prazo, dado processo de reconfiguração patrimonial do refino? De que forma é possível qualificar os espaços de concorrência nos diferentes mercados de combustíveis? São efetivas as medidas implementadas pelos reguladores visando ampliar a competição?

O interesse por tais questões permitiu que chegássemos até o fim do projeto, com base num foco bastante preciso. Assim, os capítulos do livro foram integralmente baseados nesta coletânea de trabalhos produzidos por um grupo de pesquisadores interessados, em particular, nos elos existentes entre o seguinte tripé de problemas: i) concorrenciais; ii) organização de mercados e preços e iii) regulação setorial. Esse tripé analítico deve estar articulado com o objetivo primário e crucial de garantir a segurança do abastecimento de combustíveis em todo território nacional. A estrutura do livro, em três Partes, visa aportar elementos de resposta a cada um dos elos deste tripé analítico.

A Parte I – Questões Concorrenciais – reúne os estudos conceituais, teóricos e empíricos relacionados com os padrões de concorrência nos mercados de combustíveis e GLP. Neste sentido, os capítulos buscaram deixar claro que a concorrência é importante, não é um fim em si mesma. Ela deve atentar para as especificidades setoriais desses mercados. Dentre elas, a presença de barreiras à entrada difere de um mercado a outro. A discussão conceitual aqui apresentada pretende deixar claro, no plano conceitual, que a presença de barreiras à entrada não pode ser confundida com "menos competição". No caso do mercado de combustíveis, pode-se identificar diversos tipos de barreiras à entrada que podem ser maiores ou menores dependendo do combustível em questão, mas que podem também ser fontes de eficiência econômica. No segmento de distribuição, por exemplo, as economias de escala, a fidelidade do consumidor às marcas por razões de segurança e/ou qualidade, e o papel da infraestrutura logística de movimentação dos combustíveis são fatores que criam importantes vantagens competitivas para as empresas estabelecidas e que competem efetivamente nestes mercados.

A Parte II – Mercados e Preços – abarca os estudos sobre a organização dos mercados e preços. Durante a pesquisa, foi necessário examinar, de forma mais detalhada, as consequências do inesperado evento da pandemia da Covid-19. Os impactos da crise sanitária e econômica sobre os mercados de combustíveis exigiram um olhar atento sobre as capacidades de resposta desses mercados num contexto de crise e sua capacidade de garantir o suprimento. Ou seja, além de todas as transformações nas indústrias de energia citadas acima, foi importante verificar em que medida as estruturas de mercado vigentes responderam à crise, com foco na garantia do suprimento e no comportamento dos preços, tanto no Brasil, como em países selecionados na

América Latina. Os trabalhos buscaram destacar que a política de preços de combustíveis, como um instrumento das políticas energéticas e de desenvolvimento dos países, pode contar com vários mecanismos de estabilização de preços, tributação diferenciada e subsídios adequadamente direcionados para os consumidores mais vulneráveis, em particular para o caso do GLP, como parte da desregulamentação dos mercados de derivados de petróleo e sem serem incompatíveis com a prática de preços livres para esses produtos.

A Parte III – Questões Regulatórias – foi dedicada ao exame da literatura sobre regulação econômica e de suas contribuições possíveis para os mercados de combustíveis no Brasil. Os estudos ilustraram o papel central do Estado em matéria de regulação propriamente dita, mas também em termos de formulação de políticas públicas e planejamento. Além do exame conceitual, os trabalhos que integram esta Parte III também se debruçaram sobre as recorrentes revisões de dispositivos regulatórios da ANP para os mercados de combustíveis e sua adequação (ou não) ao contexto de mudança estrutural observada no Brasil.

Neste sentido, a distinção entre regulação de conduta e regulação de estrutura é fundamental. Tanto a ANP, quanto o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) dispõem, no âmbito dos marcos legal e regulatórios atuais, instrumentos de regulação da conduta dos agentes, podendo e devendo punir práticas anticompetitivas. Já a regulação da estrutura e propostas de alteração do modo de organização industrial dos segmentos de distribuição e revenda não podem estar desconectadas das questões que emergem da mudança à montante do segmento de refino. Portanto, tais revisões regulatórias deveriam ser mais cautelosas, envolver etapas de transição e ser mais atentas aos efetivos alcances da concorrência. Ademais, tal como preconiza a literatura especializada, os custos de transação e de regulação devem ser apreciados para alterações regulatórias propostas, posto que abarcam, por exemplo, renegociações contratuais para comercialização e de fornecimento de novos tipos de informação para o regulador; quanto aos custos de regulação, parece claro que os dispositivos regulatórios propostos irão ensejar custos mais elevados de coleta de informações, monitoramento e fiscalização para a agência reguladora.

Cabe destacar, assim, que este livro está dedicado à investigação de uma série de questões, em matéria de regulação setorial e de defesa da concorrência, que emergem justamente desse momento de transformações na indústria de energia, tanto pelas novas tendências advindas do movimento de transição energética, quanto pelas supracitadas propostas de mudança estrutural no mercado brasileiro.

Helder Queiroz Pinto Jr

Marcelo Colomer

PARTE I: QUESTÕES CONCORRENCIAIS

Capítulo 1

Mercado de Distribuição de GLP no Brasil em perspectiva: uma análise da estrutura dos mercados relevantes[1]

Marcelo Colomer

Camila C. Pires-Alves

Luiz Carlos Delorme Prado

1.1 Introdução

O Gás Liquefeito de Petróleo tem muitas aplicações no mundo contemporâneo sendo usado tanto no consumo doméstico, como em aplicações comerciais e industriais. No entanto, nos países em desenvolvimento, este cumpre um papel fundamental: substitui o uso de combustíveis sólidos e do querosene que têm efeitos deletérios para a saúde humana, para o meio ambiente e para a economia. Criar condições institucionais para que o GLP venha a ser produzido e distribuído com eficiência, ou seja, ao menor custo possível, dada a tecnologia disponível e as preferências dos consumidores, é o principal objetivo das políticas concorrenciais e regulatórias nesse setor. Este é um mercado de interesse coletivo: um tipo de mercado cuja operação tem implicações de natureza

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada do Texto para Discussão 01, elaborado em outubro de 2019, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

ética, moral ou ambiental e, consequentemente, é alterado por políticas públicas para responder a essas preocupações[2].

No Brasil, o GLP tem grande importância na cesta de consumo de vastos setores da população brasileira. Nesse sentido, as autoridades têm preocupações com as condições de seu fornecimento pelas suas implicações sociais. Todas essas questões fazem com que a regulação do mercado do GLP e as políticas concorrenciais aplicadas a esse setor sejam assuntos que mobilizam a atenção da população, sendo, portanto, constantemente objetos de discussão no congresso, na imprensa, em redes sociais e em outros veículos de comunicação, como rádio e televisão.

Para apresentar esse debate, este capítulo está dividido em 4 partes além dessa introdução e da conclusão. Na seção 2 mostraremos a importância do GLP no aumento do bem-estar da população brasileira e as mudanças recentes ocorridas nesse setor. Na seção 3, será apresentado o conceito de mercado relevante no segmento de distribuição de GLP. Posteriormente, ainda nessa seção, será feita uma análise do mercado de GLP em outros países em desenvolvimento para identificar a tendência de concentração do segmento de distribuição. A seção 4 apresenta informações sobre o mercado brasileiro de GLP. Inicialmente serão identificados os principais players desse mercado e o mapa de supridores do produto. Na segunda parte dessa seção serão analisados o grau de concentração e a participação das empresas no segmento de distribuição de GLP nos principais mercados relevantes. A análise dos índices de concentração e da evolução de participação das empresas nos mercados relevantes selecionados se dará principalmente a partir dos dados de consumo aparente de GLP divulgados pela ANP para o ano de 2016. Vale ressaltar que essa discussão faz parte de um esforço de construção de indicadores para analisar a estrutura dos mercados e que merece atualização posterior, inclusive com vistas a avaliar as alterações regulatórias implementadas pela ANP naquele ano.

1.2 A importância do GLP no Bem-Estar da População

Um dos efeitos positivos do aumento da renda per capita verificado no Brasil nas últimas décadas foi a maior penetração das fontes modernas de energia no consumo residencial. Entre 2004 e 2013, verificou-se uma redução, não somente do consumo de lenha pelas famílias (26 para 18 milhões de toneladas), como também da sua participação (38 para 24%) no consumo final de energia (MME, 2019).

O GLP, em função da sua facilidade de transporte e do seu elevado poder calorífico, é a principal fonte de energia utilizada no processo de modernização do consumo energético das famílias nos países em desenvolvimento. Diferente do gás natural, que exige elevados investimentos em

2. Ver World Bank, 2017. Segundo LADISLAW e BENOIT (Ladislaw & Benoit, 2017), cerca de 3 bilhões depessoas no mundo ainda não têm acesso às fontes modernas de energia para cocção, como o Gás Liquefeito do petróleo (GLP) e o gás natural. No Brasil, embora o GLP esteja disponível em praticamente 100% do território nacional (ANP, 2019), a participação da lenha no consumo residencial ainda se apresenta bastante elevada (24%). Para uma discussão sobre mercados de interesse coletivo (ou em inglês, markets for collective concerns) ver Frankel, Ossadón&Pallesen (2019), ver, também, Geiger, Harrisson &Kejjelberg (2014).

infraestruturas de movimentação, o GLP pode ser facilmente convertido para sua forma líquida e envasado em recipientes facilmente transportáveis até os pontos de consumo. É por essa razão que, segundo o Banco Mundial (Kojima, 2011), o GLP poder ser visto como um combustível de transição das fontes tradicionais de energia (Lenha, Biomassa) para o gás natural.

No Brasil, apesar da expansão recente da indústria de gás natural, o GLP continua sendo, junto com a lenha, a principal fonte energética para cocção[3], principalmente nos centros urbanos. Como mencionado anteriormente, desde 2003 o GLP vem aumentando sua participação na matriz energética residencial em substituição a lenha. No entanto, desde 2014, tanto o consumo total como a participação da lenha na matriz energética vêm se mostrando bastante resilientes.

Se o crescimento econômico tem efeitos positivos no uso do GLP, a perda do dinamismo da economia e, particularmente, a situação de crise econômica têm o efeito contrário. A reversão na trajetória de substituição da lenha por fontes mais modernas de energia no Brasil decorre, em grande medida, do aumento do preço do GLP e da diminuição da renda real verificada a partir de 2015. Segundo DITTA (2012), existe uma forte correlação negativa entre o consumo de GLP o seu preço. Isto é, quando o preço do botijão aumenta em relação ao salário mínimo há uma redução da participação do GLP na matriz energética domiciliar, cedendo espaço para a lenha.

Em uma linguagem econômica, o consumo de GLP residencial é elástico com relação à renda doméstica e ao preço[4].

A relevância do preço do GLP nas decisões de consumo das famílias nos países em desenvolvimento explica a importância das políticas públicas de incentivo à substituição da lenha, principalmente daquelas voltadas para a parcela da população de baixa renda. No Brasil, a substituição da lenha decorreu de uma política de universalização do acesso às fontes mais eficientes e limpas de energia. Assim, até o início dos anos 2000, o consumo de GLP, principalmente para uso residencial, cresceu[5] apoiado nos subsídios de preços dados pelo governo por intermédio da figura da Petrobras. Sendo a única supridora de GLP para o mercado doméstico, a estatal brasileira, por meio de sua política de preços fixos, foi capaz de estimular o crescimento do consumo de GLP no país.

Com a liberação dos preços dos combustíveis, ocorrida em 2002, houve, inicialmente, uma inflexão no consumo de GLP. Sua participação na matriz energética residencial, que era de 31% em 2001, passou para 26% em 2005, enquanto a lenha aumentou sua participação de 34 para 38% no mesmo período (MME, 2019). Após o ajuste dos preços do GLP praticados no ano de 2002, a Petrobras manteve o preço nas suas refinarias sem alteração até setembro de 2015. Nesse período, verificou-se novamente um crescimento do consumo do energético[6].

3. Excluindo a eletricidade, o GLP corresponde a 50% do consumo energético do setor residencial enquanto o gás natural corresponde apenas a 3% (MME, 2019).

4. Isso explica porque entre 2007 e 2012 o consumo de GLP nas regiões Sul e Sudeste do país cresceu a taxas anuais de 0,5% enquanto nas regiões Norte e Nordeste esse crescimento foi de 3 % ao ano (Ditta, 2012).

5. A participação do GLP no consumo residencial passou de cerca de 10% na década de 80 para 31% em 2001 (MME, 2019).

6. Entre 2005 e 2015 houve um crescimento de 15% no consumo de GLP no Brasil (MME, 2019).

A partir de 2017, a Petrobras redefiniu sua política de preços dos combustíveis. No caso do GLP, foi definido que os preços internos estarão atrelados ao comportamento dos preços nos mercados internacionais. Nesse contexto, entre junho e dezembro de 2017 houve uma variação acumulada no preço do GLP vendido pela Petrobras de 67,8%.

O aumento do preço do GLP decorrente da paridade com o mercado internacional pode ser, no longo prazo, compensado pelo aumento da concorrência no setor. De acordo com o governo, a nova política de preços da Petrobras pode atrair novos agentes para o segmento de produção/importação aumentando as pressões competitivas e, consequentemente, reduzindo os preços. O aumento do número de agentes na etapa de produção/importação pode também trazer importantes mudanças na dinâmica competitiva do segmento de distribuição com a entrada de novos grupos nacionais e internacionais.

Sendo assim, há uma grande expectativa de que o alinhamento dos preços do GLP ao mercado internacional possa delinear uma nova dinâmica competitiva em toda a indústria de GLP no Brasil. Atualmente existe uma grande diferença entre os mercados regionais. Embora o preço praticado pela Petrobras não sofra grandes variações entre os estados, a margem de distribuição e de varejo apresenta grandes diferenças, que em conjunto com as variações da carga tributária explica as diferenças no preço final do GLP em diferentes estados do território brasileiro. Para ilustrar essas diferenças entre estados, o peso do preço praticado pela Petrobras em suas refinarias sobre o preço final vai variar de 28 a 41 pontos percentuais com um desvio padrão de 0,4. Por sua vez, o peso da margem de distribuição vai variar entre 7 e 43 por centos com um desvio padrão de 7,7 (ANP, 2019).

Dentro do contexto acima descrito, a análise dos mercados relevantes e da estrutura de mercado no segmento de distribuição de GLP mostra-se essencial para entender o impacto que a mudança na política de preço da Petrobras terá em diferentes estados da federação.

1.3 Os Mercados Relevantes no Segmento de Distribuição de GLP no Brasil

A indústria de GLP caracteriza-se por elevadas economias de escala ao longo de toda sua cadeia produtiva. Desde a produção/importação (refinarias/UPGs/terminais de importação) até a recarga dos cilindros, os volumes comercializados têm grande influência na viabilidade econômica dos projetos e, consequentemente, no ritmo de crescimento do setor. Isso fica claro no tamanho médio dos cilindros transacionados na maior parte dos países. Os cilindros de 3 a 6 kg, apesar de serem mais facilmente transportados, só se viabilizam a partir de elevados subsídios do governo. Na ausência de incentivos públicos, o tamanho selecionado pelo mercado vai variar entre 10 e 15 Kg (Ditta, 2012).

Na indústria de gás natural, as economias de escala associadas à infraestrutura de distribuição explicam a existência de monopólios naturais no serviço de gás canalizado. Já na indústria de GLP,

embora as economias de escala não sejam elevadas o suficiente para criarem monopólios naturais elas justificam o elevado grau de concentração em alguns segmentos.

A cadeia produtiva do GLP é formada pelos produtores[7]; comercializadores atacadistas; distribuidores; comercializadores varejistas; e consumidores finais. A estrutura do mercado de GLP afeta a disponibilidade e os preços do combustível, a quantidade de informações disponível para os consumidores e a qualidade do serviço. Todos esses fatores influenciam a disposição e a capacidade das famílias para usar GLP.

Segundo estudos do Banco Mundial (Kojima, 2011), o preço relativo do GLP, a renda per capita, as condições de acesso e o nível de conhecimento dos custos e benefícios do GLP são os principais fatores que determinam o ritmo de expansão do consumo. Nesse contexto, não somente as políticas de incentivo ao consumo da população de baixa renda como também as políticas de defesa da concorrência são essenciais para o desenvolvimento da indústria de GLP, principalmente nos países em desenvolvimento onde a baixa renda per capita torna o consumo mais sensível às condições de preço.

1.3.1 O Conceito de Mercado Relevante e a Política de Defesa da Concorrência

Mercado relevante é um conceito fundamental na teoria da defesa da concorrência – sua definição é o primeiro passo para analisar o ambiente econômico onde as empresas competem. Concorrência é um tipo de rivalidade que se dá pela interação dos agentes econômicos através das relações de mercado[8]. O espaço (físico ou virtual) onde os agentes econômicos se encontram para realizar suas transações chama-se mercado. A formação do preço e as condições em que os produtos são ofertados e demandados são determinados em um espaço onde a concorrência exerce seus efeitos que é chamado na literatura de defesa da concorrência de mercado relevante (MR).

A concorrência se estabelece no mercado relevante de c ada bem. Sua definição, usando métodos econômicos, permite a mensuração dos efeitos da concorrência sobre o comportamento das empresas que nele atuam e, em particular, indicam como os preços são formados em decorrência da interação entre os agentes econômicos[9]. O principal objetivo de definir o mercado relevante é determinar as restrições ao comportamento das empresas impostos pela concorrência. Em um cenário ideal de concorrência perfeita, o nível de produção das empresas seria máximo e os preços seriam o menor possível considerando-se a estrutura de custos das empresas na fronteira tecnológica. No mundo real, no entanto, as empresas normalmente operam com preços superiores a que fariam nessas condições. Isto só é possível para as empresas que possuem algum poder de mercado.

Poder de mercado, nesse contexto, é a capacidade das empresas de determinar preços acima das condições de concorrência perfeita. O principal objetivo das políticas antitruste é fazer

7. Refinarias (40%); campos de gás associado (25%) e unidades de tratamento de gás natural (35%).
8. Para texto clássico sobre a natureza da concorrência ver (Stigler, 1957).
9. Para uma discussão detalhada do uso dos métodos empíricos em antitruste ver (Baker & Bresnahan, 2008).

com que essas condições sejam sempre provisórias e que sejam obtidas a partir do sucesso das estratégias competitivas das empresas – ou seja, que as empresas para manterem poder de mercado tenham que inovar continuamente. Para isso, as autoridades de defesa da concorrência e de regulação econômica atuam para impedir que o poder de mercado das empresas seja usado de forma abusiva e duradoura. Ou seja, a existência de um poder de mercado presente não pode ser um instrumento para a manutenção desse poder no futuro. Se o sistema de defesa da concorrência de um país funciona adequadamente, as empresas tenderão a preocupar-se com o contínuo aprimoramento das suas práticas comerciais e da contínua introdução de inovação nos seus métodos de produção e distribuição.

No Brasil, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), em seu Guia de Análise dos Atos de Concentração de Julho de 2016, estabelece que:

> *"A delimitação do MR é o processo de identificação do conjunto de agentes econômicos (consumidores e produtores) que efetivamente reagem e limitam as decisões referentes às estratégias de preços, quantidades, qualidade (entre outras) da empresa resultante da operação." (CADE, 2016)*[10]

O mercado relevante é determinado considerando-se duas dimensões: produto e geográfica. A dimensão produto trata, inicialmente, de indicar os produtos, que sejam considerados pelos consumidores substitutos próximos, devido suas características, preços e utilização. Ou seja, se esses produtos fossem hipoteticamente ofertados por um monopolista, esse seriacapaz de realizar um aumento de preço pequeno, mas significativo, de forma sustentada. Na dimensão geográfica, trata-se de verificar os efeitos da distância dos agentes econômicos sobre as condições de substitutibilidade do produto. Ou seja, se os custos de transporte, ou problemas de fornecimento ou logística, por exemplo, não são obstáculos para que a concorrência opere na dimensão geográfica delimitada.

Sintetizando, os mercados relevantes são delimitados por produto e por espaço geográfico. Para sua determinação, as autoridades de defesa da concorrência empregam instrumentos analíticos, cujo uso é consolidado na literatura e na prática das políticas antitruste nas principais jurisdições do mundo. Dentre esses, o mais conhecido é o Teste do Monopolista Hipotético[11]. Utiliza-se também de forma complementar informações qualitativas, para analisar preços, qualidade dos produtos ou para determinar aspectos geográficos dos mercados, como os raios para a determinação da distância com custos de transporte que viabilizam a concorrência ou a localização dos mercados em determinadas rotas com características particulares.[12]

10. Essa autoridade emprega uma definição similar a da União Europeia para mercado relevante: "A relevant product market comprises all those products and/or services which are regarded as interchangeable or substitutable by the consumer, by reason of the products' characteristics, their prices and their intended use". (Comissão Europeia, 1997).

11. Para uma descrição do uso do Teste de Monopolista Hipotético ver o Guia para Análise de Atos de Concentração do CADE, 2016.

12. Como por exemplo, a localização de postos de combustíveis em auto-estradas ou em determinadas cidades e bairros.

1.3.2 A Organização da Indústria de GLP no Mundo

A análise da concorrência nos mercados de GLP é um problema típico dos países em desenvolvimento. Isso porque o perfil de consumo de GLP entre os países desenvolvido e os países com menores rendas per capitas apresenta grandes diferenças (Kojima, 2011).

Nas economias desenvolvidas, o consumo de GLP se concentra basicamente no setor industrial. No segmento residencial, o GLP se destina basicamente a atender o consumo de áreas rurais e regiões com baixa densidade populacional. Isso porque o elevado nível de desenvolvimento das redes de transporte e de distribuição de gás natural e a eletrificação do consumo residencial reduzem o mercado para o GLP nos grandes centros urbanos desse grupo de países.

Nas nações em desenvolvimento, por outro lado, o GLP mostra-se, como vimos anteriormente, uma importante fonte energética de transição da lenha para o gás natural e a eletricidade. Nesses países, o consumo do propano e do butano se concentra, basicamente, nas áreas urbanas tendo pouca importância nas áreas rurais. A explicação para essa diferença entre os países está na comparação das economias de escala existentes na indústria de GLP com aquelas existentes no segmento de distribuição de gás natural.

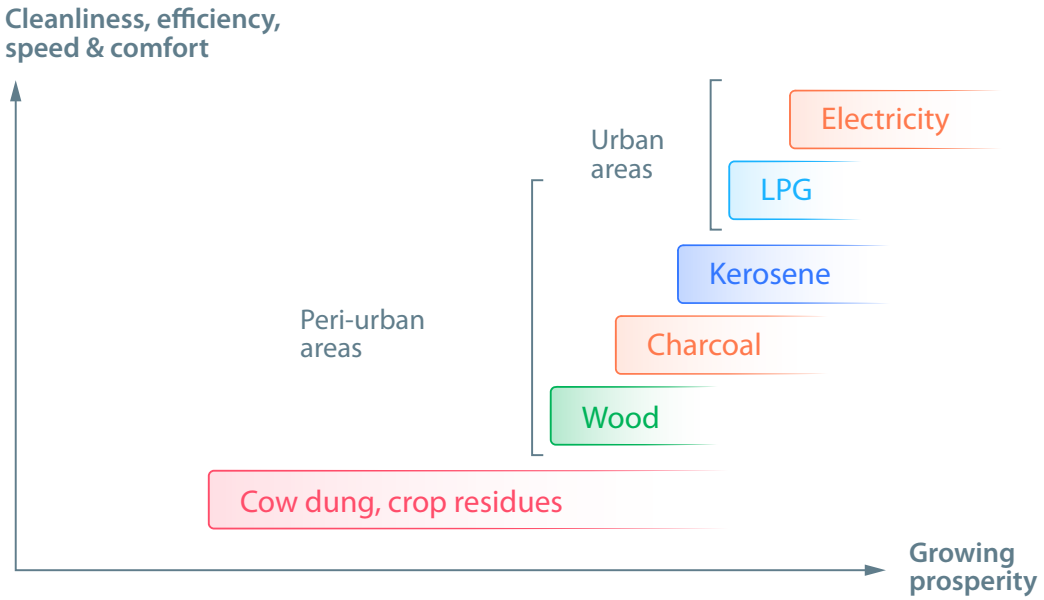
Nos países desenvolvidos, a elevada densidade de consumo e a concentração da renda nas áreas urbanas justificam e viabilizam a construção de extensas e abrangentes redes de distribuição de gás natural. Nesse contexto há um deslocamento do consumo do GLP em direção ao gás natural. Nas áreas rurais, entretanto, a baixa densidade de consumo não viabiliza economicamente o desenvolvimento de redes de distribuição de gás natural de forma que as unidades residenciais têm seu consumo energético concentrado na eletricidade e no GLP.

Nos países com menor renda per capita, contudo, o reduzido grau de desenvolvimento das redes de distribuição de gás natural faz do GLP a melhor opção para o consumo residencial na maioria das grandes e pequenas cidades. Nesses países, mesmo nas áreas urbanas atendidas pelo serviço de gás canalizado, o GLP mostra-se competitivo em função das políticas de incentivo fiscais e de controle de preço. Nas áreas rurais, contudo, a baixa renda per capita da população e o fácil acesso às fontes energéticas originárias da biomassa explicam o intensivo uso de lenha e outras fontes tradicionais e de baixo custo. É importante ressaltar que nos países em desenvolvimento, o consumo de GLP concentra-se nas faixas de renda mais alta da população.

Conforme a renda da população urbana vai crescendo surgem as condições necessárias para o investimento na malha de distribuição de gás natural e para a aquisição de equipamentos de cocção e aquecimento mais modernos, geralmente elétricos. A partir desse ponto, inicia-se uma migração nas cidades do GLP para o gás natural e para a eletricidade também nos países em desenvolvimento (Kojima, 2011).

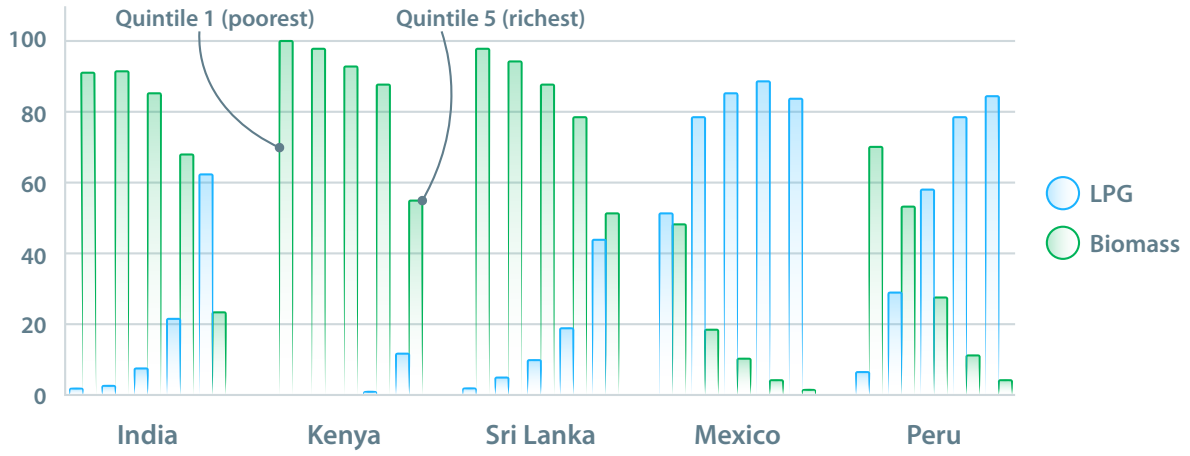
A figura 1 mostra que o GLP está no topo do consumo energético no que diz respeito à eficiência, limpeza e conforto das áreas rurais dos países em desenvolvimento. Já a figura 2 mostra que o consumo de GLP nesses países está concentrado na faixa da população de mais alta renda.

Figura 1 – Relação entre Fontes Energéticas e a Eficiência no Uso Residencial por Área de Consumo



Fonte: (WLPGA, 2019)

Figura 2 – Consumo de GLP por Faixa de Renda da População



Fonte: (Kojima, 2011)

A análise do perfil de consumo de GLP nos países em desenvolvimento mostra a sensibilidade da demanda em relação aos preços do combustível. Nesse sentido, paralelamente ao desenvolvimento de políticas públicas de incentivo à substituição da lenha por GLP, os governos dos países em desenvolvimento vêm mostrando grandes preocupações com as condições de concorrência tanto na produção quanto na distribuição do combustível.

A tabela 1 abaixo mostra a estrutura do segmento de distribuição de GLP em alguns países em desenvolvimento. Fica claro a partir da análise dos dados que o segmento de distribuição nos países em desenvolvimento costuma apresentar um elevado grau de concentração. Entre os 13 países analisados, 6 apresentam menos de 10 empresas distribuidoras e 6 apresentam HHI maior do que 1.500. Entretanto, esse resultado deve ser avaliado com parcimônia em muitos desses países, em especial nos de maior dimensão geográfica e/ou adensamento territorial desigual. Nesses casos, as dimensões geográficas são mais restritas do que a nacional, como é o caso do Brasil, conforme veremos a seguir.

Tabela 1 – Grau de Concentração do Segmento de Distribuição de GLP

	Número de distribuidores*	HHI*	10^3 toneladas consumidos em 2017***	
			Total	Residencial
Brasil	20**	1557**	7.437	5.951
República Dominicana	Mais de 65	809	976	430
Ghana	58	473	291	214
Guatemala	3	4.498	396	305
Jordânia	1	10.000	458	367
México	Mais de 300	–	10.898	5.095
Moldova	9	1.526	71	57
Marrocos	16	–	2.552	2.231
Peru	53	–	1.751	789
África do Sul	5	–	306	265
Sri Lanka	2	5.800	412	272
Thailandia	7	2.496	8.522	1.455
Túrquia	64	968	4.082	203

Fonte:* (Kojima, 2011); **(ANP, 2019); ***(EIA, 2019)

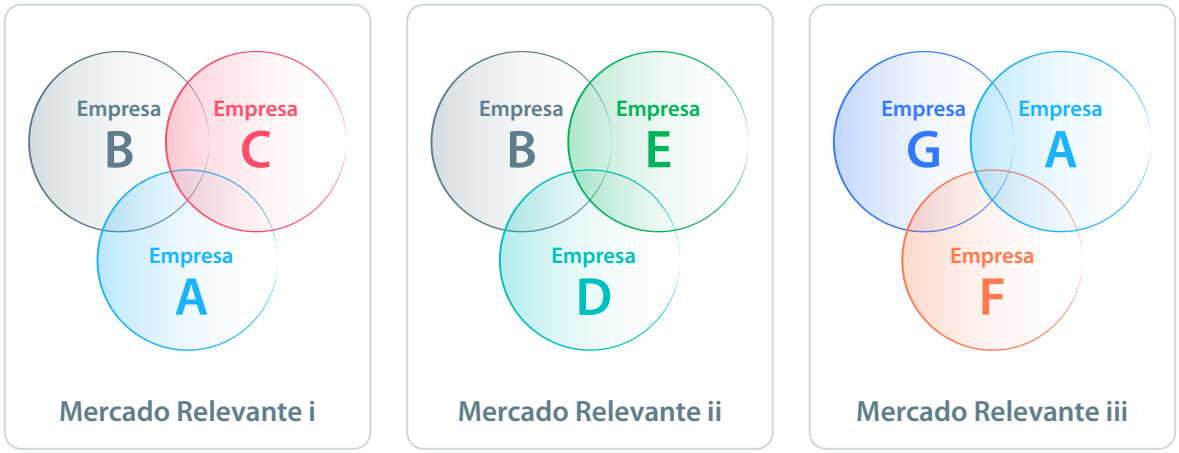
Dentro desse contexto, é importante ressaltar duas questões. É de se esperar no segmento de distribuição de GLP alguma concentração dentro dos mercados relevantes em função das elevadas economias de escala. A atividade de distribuição de GLP depende de uma extensa capilaridade da rede de fornecimento de cada empresa distribuidora. Sendo assim, é natural que o mercado relevante esteja concentrado em um pequeno número de empresas.

A diferença no número de empresas de distribuição entre os países, mostrada na tabela abaixo, está, em grande medida, associada a extensão territorial. Isto porque o mercado de cada empresa se define a partir de um raio de distância de seus centros de distribuição. Sendo assim, quanto maior a extensão territorial de uma país maior é o número de mercados relevantes e consequentemente, maior é o número de empresas atuantes a nível nacional. Embora o número de empresas que efetivamente concorrem dentro de cada mercado relevante seja menor do que a nível nacional. A figura 3 abaixo exemplifica a delimitação dos mercados relevantes dentro de um país com elevada extensão territorial.

O segundo ponto que merece esclarecimento é que a concentração dentro de um mercado relevantes é apenas um indicativo de que possa estar havendo alguma conduta anticompetitiva. Não há como

afirmar, sem uma análise detalhada da dinâmica de formação de preços, que não concorrência entre um número pequenos de agentes. É comum em muitas indústrias uma intensa competição entre um pequeno número de empresas.

Figura 3 – Exemplo da Definição de Mercados Relevantes



1.3.3 A Delimitação dos Mercados Relevantes na Distribuição de GLP no Brasil

No Brasil, há uma extensa jurisprudência no CADE sobre o mercado do GLP. No caso mais recente analisado pelo órgão, o Parecer da Superintendência Geral recorre como principal referência o precedente da operação da aquisição da Shell pela Ultragaz em 2004, na qual foi o relator o então conselheiro Luiz Carlos Delorme Prado.[13] Nessa ocasião o relator definiu dois mercados relevantes, na dimensão produto: (i) GLP envasilhado em botijões P-13; e (ii) embalagens a granel.

A definição geográfica do mercado relevante implicou uma discussão mais complexa pelo histórico do setor. Embora na ocasião já houvesse grandes empresas atuantes nacionalmente, essas derivavam de distribuidoras que eram previamente restritas a atuações regionais definidas pelo já extinto Conselho Nacional de Petróleo. Essa segmentação inicial do mercado em regiões de atuação teve efeitos mesmo depois da liberação do mercado. As empresas tendiam a ter maior participação onde elas eram previamente monopolistas. Os custos logísticos do transporte de GLP e o histórico do setor levaram as empresas a construírem bases logísticas em determinadas regiões. Como os custos logísticos são muito importantes na determinação dos custos de distribuição, o mercado relevante geográfico deveria ser considerado regional, ou seja, sub-nacional.

13. Ver o Parecer6/2017/CGAA4/SGA1/SGda Ultragaz-Liquigás . Ver, também, AC nº 08012.006534/2003-73 .

O que determina a viabilidade econômica da instalação de uma planta de envasilhamento é o tamanho do mercado regional, portanto, o cálculo do raio máximo de comercialização deve levar em conta fatores como: poder aquisitivo da população, número de competidores que atuam na região e o custo do transporte em relação ao preço final. Usando essa argumentação, o relator aceitou a definição geográfica proposta pelos requerentes da operação como os estados que têm base de distribuição.

Para o Parecer da SG no caso da Ultragaz-Liquigás todos os atos de concentração precedentes, com exceção do citado AC Ultragaz -Shell do Brasil, eram casos de baixa complexidade[14]. Nesse sentido, depois daquele caso, a referência para discussão de mercado relevante de GLP passou a ser a análise do AC. 08700.002155/2017-49, (Ultragaz-Liquigás). Nesse processo, as autoridades de defesa da concorrência adotaram os seguintes mercados relevantes na dimensão produto: (i) GLP envasado, que compreende apenas os vasilhames com capacidade até a P13, (ii) GLP à Granel que inclui vasilhame com capacidade de P20 a P90 e (iii) GLP propelente. Na delimitação geográfica, a SG considerou como mercados relevantes os estados da federação para o GLP envasado. A autoridade reconhece que as informações básicas para a determinação do mercado relevante de GLP envasado são a localização das bases de distribuição e os raios de atuação nos quais as condições de todos os concorrentes seriam equivalentes.

Tal foi a premissa usada anteriormente no caso da Ultragaz-Shell do Brasil. Mas, como naquela ocasião, foi entendido que os estados da federação seriam uma boa aproximação para a determinação do mercado relevante regional. Essa mesma lógica foi aplicada ao GLP à granel, ou seja, foi considerado como mercado relevante regional os estados da federação. A única exceção foi o mercado de GLP propelente, definido nacionalmente.

Em síntese, atualmente, para as autoridades de Defesa da Concorrência no Brasil foram determinados três mercados relevantes na dimensão produto: GLP envasado; GLP a granel e GLP propelente. Os mercados relevantes geográficos considerados foram, por sua vez, respectivamente o estadual para o GLP envasado e GLP Granel; e o nacional para o GLP propelente.

1.4 Estrutura do Mercado Brasileiro de Distribuição de GLP

1.4.1 Cadeia Produtiva do GLP e seus Principais Players

No Brasil, a indústria de GLP está estruturada em três segmentos: produção/importação, distribuição e revenda. Em 2018, a demanda total de GLP foi de cerca de 13 milhões de metros cúbicos, sendo 77% atendidos pela produção nacional e 23% por importações. No que se refere à produção nacional, 24% do GLP processado vêm das unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e76% das refinarias da Petrobras (ANP, 2019).

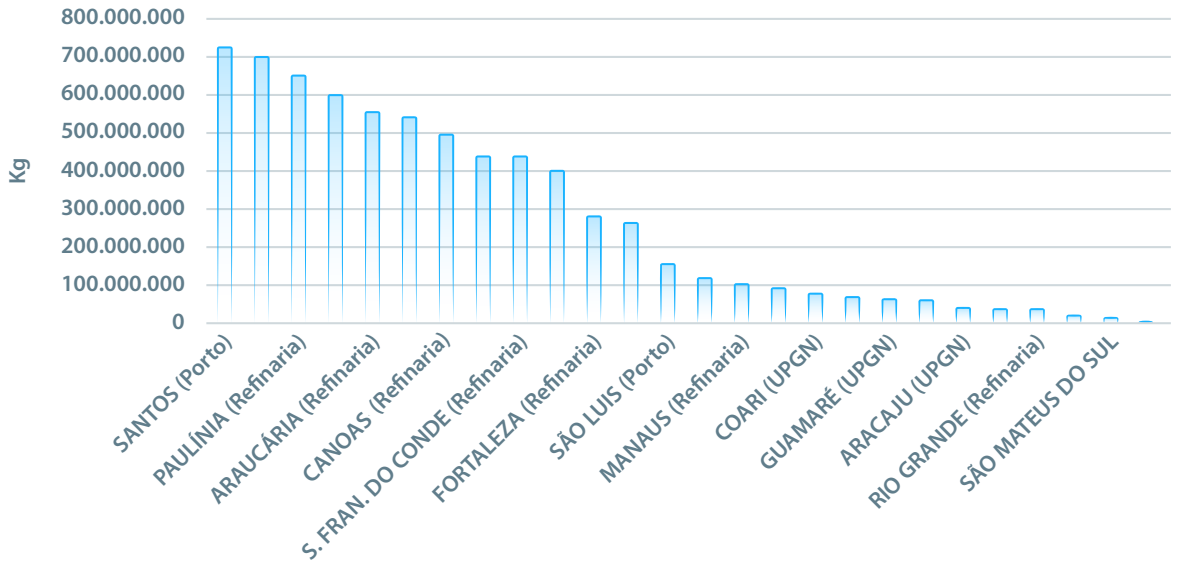
14. Ver Parecer 6/2017/CGAA4/SGA1/SG daUltragaz-Liquigás fls.25.

Diferente do segmento de revenda, onde operam cerca de 70.000 empresas, a etapa de produção/importação apresenta um elevado grau de concentração. Até 2018, a Petrobras controlava 98% da capacidade de tancagem de GLP situada nos portos brasileiros, 99% da capacidade de processamento de gás natural[15] (UPGNs) e 100% da oferta de GLP proveniente da atividade de refino. Nesse período, uma diminuta parcela de 1% do mercado foi atendida por outras 4 empresas (BRASKEM, QUATTOR PARTICIPAÇÕES, REFINARIA DE PETROLEO RIOGRANDENSE e SOCIEDADE FOGAS)[16].

No que se refere à distribuição geográfica, há uma concentração das importações nos portos de Suape, em Pernambuco, e de Santos, em São Paulo, que são responsáveis, conjuntamente por 98% das importações, isto é, 32% da oferta de GLP no Brasil. Ademais, a concentração geográfica das Unidades de Processamento de Gás Natural na região Sudeste explica porque 66% do GLP processado nas UPGNs têm origem nessa região[17].

Nesse contexto, a importância dos portos, como por exemplo o de Santos, assim como a localização geográfica das UPGNs no Brasil, explicam porque as regiões Sudeste e Nordeste concentram a maior parte da oferta nacional de GLP sendo responsáveis, respectivamente, por 53 e 24% do suprimento do combustível. A figura 4 abaixo mostra a oferta de GLP por pólo supridor.

Figura 4 – Pólos Supridores de GLP em 2016



Fonte: (ANP, 2019)

15. A Estação Vandemir Ferreira é a única UPGN que não é de propriedade integral da Petrobras, pertencendo aos concessionários do Campo de Manati (BA) e possuindo capacidade de processar 6 MM m³/d de gás natural.

16. A Petrobras e a Odebrecht possuem o controle da BRASKEM que por sua vez possui o controle da QUATTOR PARTICIPAÇÕES. A Petrobras e a BRASKEM também dividem o controle da REFINARIA DE PETROLEO RIOGRANDESNSE com a ULTRAPAR.

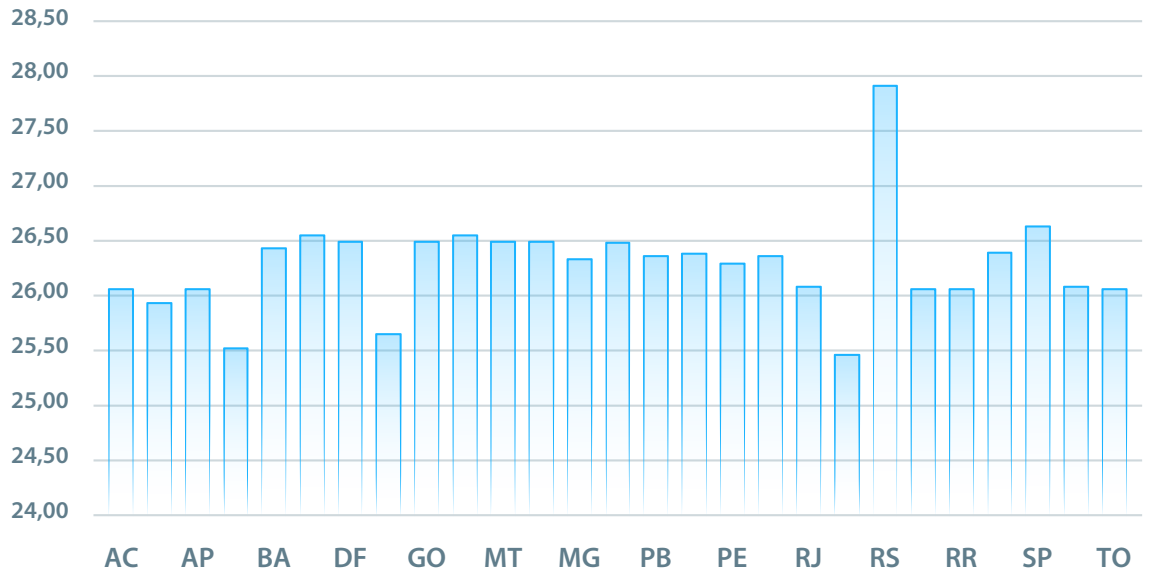
17. É importante ressaltar que embora a região norte seja responsável por apenas 6% da oferta de GLP no Brasil, o polo de processamento de gás natural de Urucu sozinho corresponde a 23% do GLP processado nas UPGNs nacionais.

O que se pode concluir é que o segmento de produção/importação apresenta uma elevada concentração tanto em termos dos agentes de mercado quanto em termos de localização geográfica. São vários os fatores que explicam isso. Primeiramente, o papel predominante da Petrobras no segmento de refino de petróleo e na indústria de gás natural, assim como na importação de derivados de petróleo, explica o controle da oferta pela empresa.

O segundo motivo dessa concentração está associado à localização das reservas brasileiras de gás natural e petróleo que se encontram, em sua maioria, na região Sudeste. Nesse sentido, é natural que as unidades de processamento de gás natural e a maior parte da capacidade de refino do país estejam localizadas nessa região. Por fim, a concentração do consumo na região Sudeste justifica a concentração da oferta nessa região.

Apesar da atual concentração da oferta de GLP, os preços de realização do produtor no Brasil possuem pouca diferença entre as regiões (fig 5). De certa forma, o monopólio da Petrobras na oferta de GLP permitiu, até agora, que se homogeneizasse os preços do GLP entre os diferentes estados, apesar das diferenças nos custos de transporte dos pólos supridores aos pontos de distribuição em cada estado brasileiros.

Figura 5 – Preço de Realização do Produtor junho de 2019



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2019)

1.4.2 Análise da Concentração nos mercados relevantes de Distribuição de GLP

O grau de concentração observado em um dado mercado considera a participação das empresas nas vendas totais (*marketshare* ou parcela de mercado) e varia conforme o número de empresas e a dispersão do *marketshare* entre as empresas que nele atuam. Para avaliação do grau de concentração,

em estudos industriais ou mercadológicos, para avaliação de políticas, atuação empresarial ou de cunho acadêmico, utilizam-se dois índices principais: o Índice Herfindahl-Hirschman (IHH) e a razão de concentração (CR).

Apesar de ambos os índices medirem a concentração do mercado, os mesmos possuem características e propriedades distintas. O CR, que varia de 0 a 100%, é calculado a partir da soma das **n** maiores parcelas de mercado e possui como característica principal o resultado do controle das vendas por essas empresas. A variante mais comumente utilizada é o CR4, que considera as quatro maiores empresas. Já o IHH é calculado pela soma do quadrado das participações de todas as empresas e se situa entre 10.000/N (sendo N o número de empresas que atuam no mercado) e 10.000.

Índices de concentração são variáveis importantes porque podem indicar a existência de poder de mercado e explicar o nível de lucratividade das empresas.[18] Entretanto, para esse fim devem sempre ser analisados em conjunto com outros fatores, tais como barreira **à** entrada, a rivalidade existente entre as empresas, o grau de abertura do setor, entre outros. Mais adiante, nesta seção, analisaremos os graus de concentração dos mercados relevantes de GLP de acordo com a jurisprudência do CADE exposta acima[19], utilizando os dados de dois grupos de produtos separadamente: (i) os botijões destinados ao uso residencial (com até 13 kg); e (ii) os cilindros destinados ao uso de pessoas jurídicas de médio porte, como bares, restaurantes e hospitais, (acima de 13 kg, mais especificamente de 20 kg a 90kg) e na forma a granel. Os dois grupos citados acima serão denominados da forma como a ANP organiza seus dados de mercado, ou seja, como "P13"[20] e "Outros", respectivamente.

Os índices serão calculados a partir dos dados de consumo aparente publicados pela ANP, utilizando como referência principal o ano de 2016 e o de 2012, quando for conveniente apresentar a variação dos índices calculados. O ano de 2016 por algumas razões: (i) em primeiro lugar, a ANP definiu neste ano que a divulgação dos dados por distribuidora ocorrerá somente com defasagem mínima de 2 anos, por razões relativas à defesa da concorrência, conforme informa seu site[21]; (ii) em segundo lugar, ao final de 2016 a mesma agência publicou a Resolução ANP n. 49/2012, em 02/12/2016, modificada pela Resolução ANP nº 709/2017, que passou a regular a atividade de distribuição de GLP. Dessa forma, a utilização do ano de 2016, não só respeita a defasagem recomendada pela ANP, como também permitirá, em estudo futuro e quando do acesso a dados mais atualizados, a possibilidade de uma comparação pré e pós publicação da resolução 49/2016. Já o ano de 2012 foi selecionado

18. Para mais detalhes ver RESENDE, M; BOFF, H. Concentração Industrial. In: Kupfer, D. Hasenclever, L. (org). *Economia Industrial:* fundamentos teóricos e prática no Brasil. CAMPUS. 2013.

19. Ato de Concentração 08012.005539/2004-60 (Petrobras Distribuidora S.A./Agip do Brasil S/A); AC 08012.006534/2003-73 (Cia. Ultragaz S.A./Shell Gás Brasil S.A.); AC nº 08012.013602/2007-84 (Gasball Administradora e Distribuidora Ltda./Universum Participações Ltda; AC 08012.004404/2011-14 (Companhia Ultragaz/Nutrigás S.A); AC 08700.002155/2017-51 (Companhia Ultragaz S.A./Liquigás Distribuidora S.A.)

20. É importante notar que o mercado relevante P13 inclui todos os botijões destinados ao uso doméstico, sendo o P13 (13kg) apenas o maior deles. Botijões de 2kg, 5,kg e 8kg também fazem parte deste mercado.

21. A ANP informa em seu website: "Em atendimento a questões relativas à defesa da concorrência, os relatórios "Consumo aparente de GLP" e "Entregas de GLP" passaram a ser publicados em novo formato. O formato anterior, contendo informações sobre distribuidoras e ponto de fornecimento, só poderá ser divulgado após um período de dois anos de defasagem." Disponível em: http://www.anp.gov.br/distribuicao-e-revenda/distribuidor/glp/dados-de-mercado (acesso em: 29/11/2019).

para permitir uma comparação de 5 anos, tempo mínimo considerado suficiente para mostrar possibilidades de alterações estruturais nos mercados estudados.[22]

Os mercados escolhidos para essa análise são os mercados relevantes de distribuição de P13 e de "Outros" nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Bahia. tendo sido os três primeiros escolhidos por serem os maiores mercados de GLP[23] (São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro representam conjuntamente 42,5% do consumo de GLP total). As demais escolhas justificam-se por serem os maiores mercados em cada região (São Paulo, na região Sudeste, Bahia na região nordeste, Paraná na região Sul, Goiás na Centro-Oeste e Pará no Norte). Os sete estados analisados representam 67,6% do consumo de GLP do país.

Assim como no caso da produção/importação, o segmento de distribuição de GLP apresenta um elevado grau de concentração. Em 2016, o somatório da participação de mercado das quatro maiores empresas de distribuição de GLP no país foi de 74% enquanto o Índice *Herfindahl Hirschman* (IHH) foi de 1.557. No entanto, como elucidado na seção 3.3 e diferente do segmento de produção, o mercado relevante das empresas de distribuição é sub-nacional. Nesse sentido, a análise dos índices de concentração do segmento de distribuição deve utilizar a definição de MR estabelecida pelo CADE, ou seja, deve ser feita por estado da federação.

1.4.2.1 Concentração nos mercados relevantes selecionados de P13 e "Outros"[24]

A partir da avaliação dos índices CR4 nos mercados relevantes de todo o país, obteve-se uma média de 93,7% para P13 em 2016. Nos mercados do Acre, Amazonas, Amapá, Maranhão, Piauí, Rondônia e Roraima o CR4 foi igual a 100% (as quatro maiores empresas foram responsáveis conjuntamente por 100% do consumo aparente), enquanto que no mercado de São Paulo o CR4 foi igual a 79,5%, o menor índice no segmento de distribuição de GLP do país.

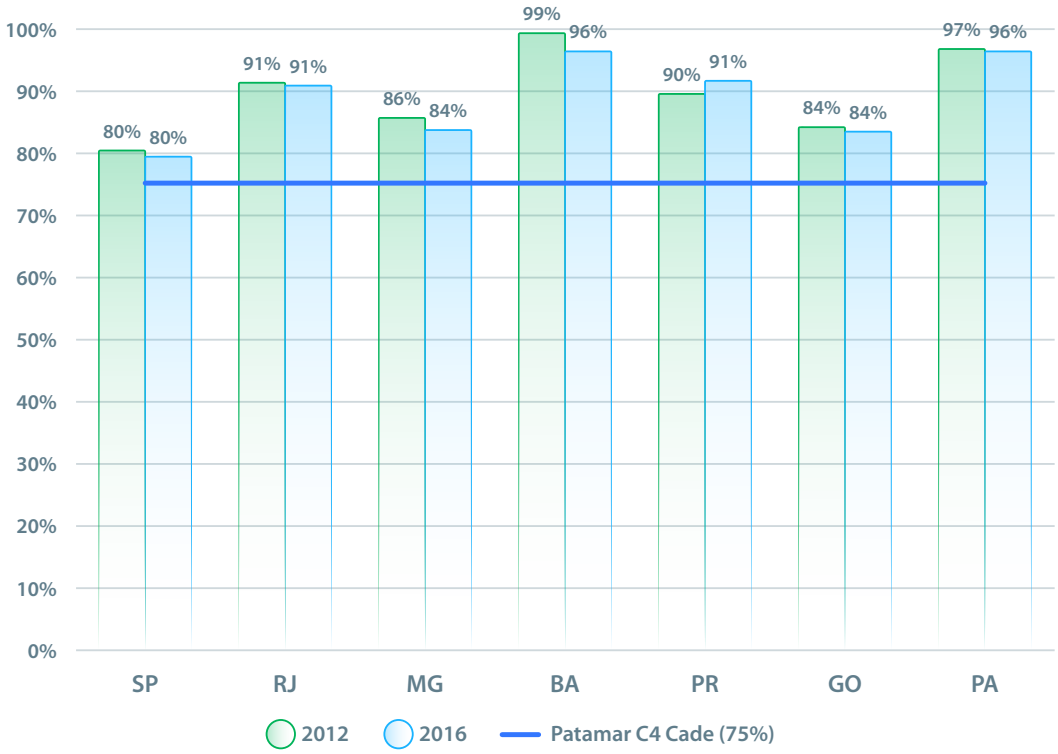
Se considerarmos os estados selecionados, podemos ver que foi pequena (três pontos percentuais no máximo, como na Bahia), quando não inexistente (São Paulo, Rio de Janeiro e Goiás), a variação do CR4 entre 2012-2016. Vale dizer que esses sete estados foram responsáveis por 64,9% do consumo aparente total de P13 (FIG. 6).

22. Essa janela temporal é comum nas análises empreendidas pelo Cade, por exemplo.

23. Elencados conforme o volume de consumo aparente de GLP total, somando os mercados relevantes P13 e Outros, dados ANP, em 2016. Fonte: www.anp.gov.br.

24. Apesar dos casos selecionados serem tratados com mais detalhes do ponto de vista dos indicadores. Porém, foram calculados os índices de concentração para todos os mercados relevantes

Figura 6 – Índice CR4 (P13) 2012 x 2016



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP

Para os mercados relevantes de "Outros" (fig. 7) , tem-se uma situação não muito distinta, uma vez que a média de CR4 foi de 94,1% em 2016. Enquanto os estados do Acre, Amazonas, Amapá, Ceará, Maranhão, Pará, Piauí, Rondônia, Roraima e Tocantins, registraram CR4 de 100%, o estado de São Paulo teve o menor CR4 da série, sendo esse igual a 81,4%. Da mesma forma, quando se cruzam os dados de 2016 e 2012 nos sete mercados selecionados de "Outros", verifica-se uma estabilidade nos indicadores CR4, embora um pouco menos constante do que no mercado do P13, tendo havido variação de quatro pontos percentuais no máximo. O recorte de estados analisados correspondeu a 74,6% do consumo aparente do mercado relevante de "Outros".

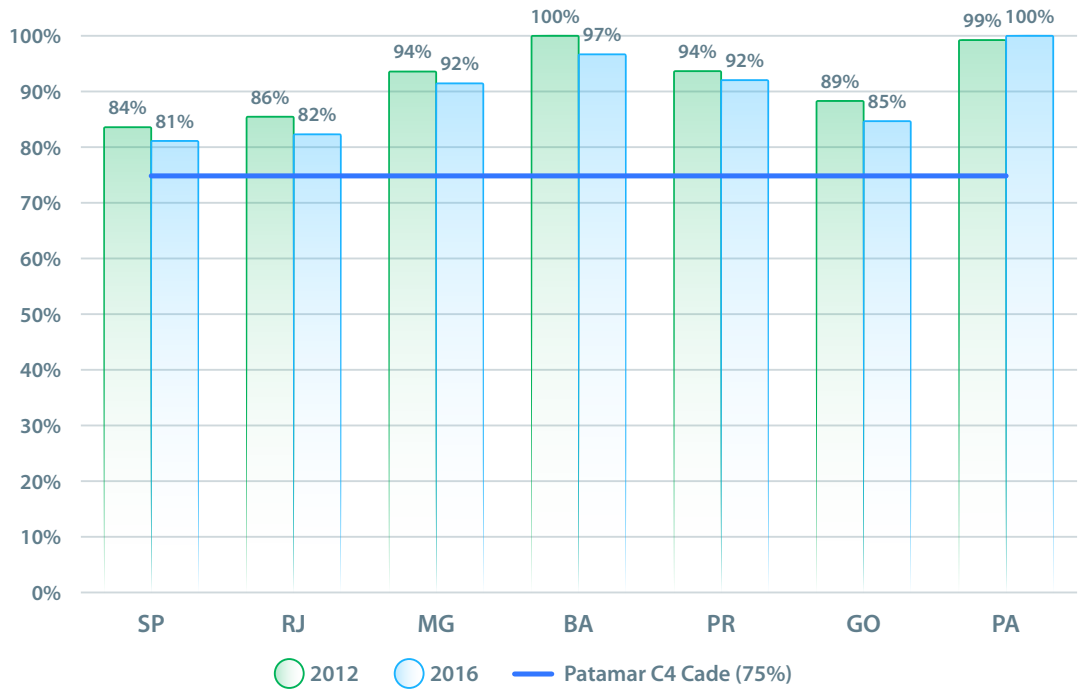
Sem dúvida, os mercados relevantes são altamente concentrados, segundo o índice CR4. Os órgãos de defesa da concorrência utilizam como referência o valor de 75%[25] para esse índice. Esse referencial indica preocupação quanto à possibilidade de exercício de poder de mercado coordenado e acende uma luz amarela para a necessidade de investigação aprofundada em atos de concentração (fusões, aquisições, acordos, etc.) entre concorrentes.

25. Para detalhes ver o Guia de Análise de Concentrações Horizontais (CADE, 2016).

A ausência de variação do CR4, contudo, não pode ser lida como ausência de alteração estrutural. Isso porque o índice de concentração é invariável às mudanças de parcelas de mercado que afetem quaisquer das N-4 empresas. Além disso, valores próximos ou mesmo iguais de CR4 entre diferentes mercados podem representar estruturas de mercado bastante distintas, inclusive no seu grau de concentração. Isso ocorre porque o CR4 não consegue captar diferenças na distribuição de parcelas de mercado entre as 4 maiores empresas ou entre as N-4 restantes.

Os casos do Rio de Janeiro e do Paraná são bons exemplos das limitações associadas aos índices de concentração: apesar de ambos os estados apresentarem um CR4 de 91% no caso do mercado relevante de P13 em 2016, a estrutura dos dois mercados é bastante distinta. No caso do RJ, a firma líder estava em um patamar claramente superior às demais, pois possuía *Market Share* de 46,3% enquanto as outras três maiores apresentavam parcelas do mercado de 18,2%, 13,6% e 12,8%, respectivamente. No Paraná as quatro maiores empresas, por sua vez, possuíam participações de 28,1%, 26,2%, 19,2% e 17,9%, de modo que a distância entre as maiores empresas é menor do que no caso fluminense. Por isso, se faz importante analisar o Índice *Herfindahl Hirschman* (IHH).

Figura 7 – Índice CR4 ("Outros") 2012 x 2016



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP

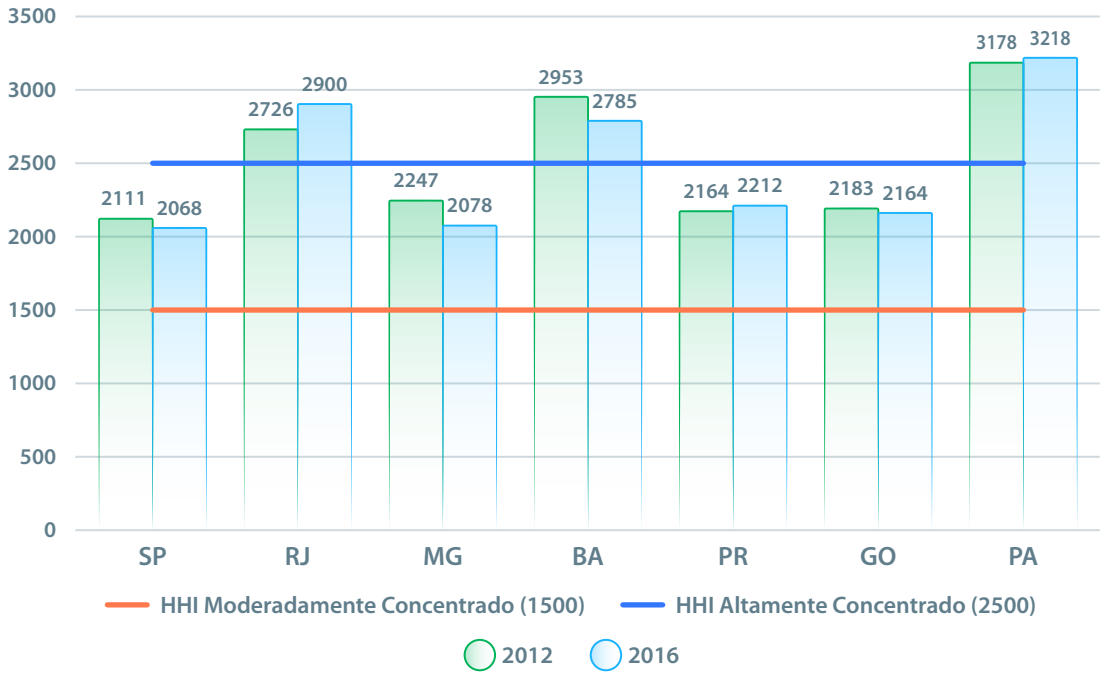
O IHH da mesma forma que CR4 gera níveis elevados de concentração nos mercados relevantes do segmento de distribuição de GLP no Brasil. Como já mencionado, uma das virtudes do índice é considerar a participação de todas as empresas do mercado (e não só apenas das quatro maiores),

ponderando cada participação por ela mesma. Ou seja, atribui maior peso para as maiores participações e vice-versa. Nos mercados relevantes de P13, segundo dados de 2016, tivemos índices variando de 2.068 (São Paulo) a 7.039 (Roraima), com média de 3.266. E para os mercados relevantes de "Outros" de 2.105 (Paraíba) a 5.544 (Amazonas), com média de 3.295.

Esses níveis são indubitavelmente elevados. Na figura 8 podemos ver duas linhas tracejadas representando duas referências de valores para o índice utilizados pela política de defesa da concorrência. A primeira considera mercados moderadamente concentrados (IHH a partir de 1500 pontos) e a segunda mercados altamente concentrados (IHH a partir de 2500 pontos). Podemos dizer, portanto, que todos os mercados se encontravam em níveis considerados pelo menos moderadamente concentrados.

Em relação à variabilidade entre 2012-2016, como qualquer alteração nas participações individuais da firma gera mudança no IHH, é importante avaliar a magnitude das mesmas. No caso do mercado do P13, para a amostra de mercados relevantes tomada acima, a variação máxima foi de 174 pontos o que representa uma baixa variação do indicador.[26]

Figura 8 – Índice HHI (P13) 2012 x 2016



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP

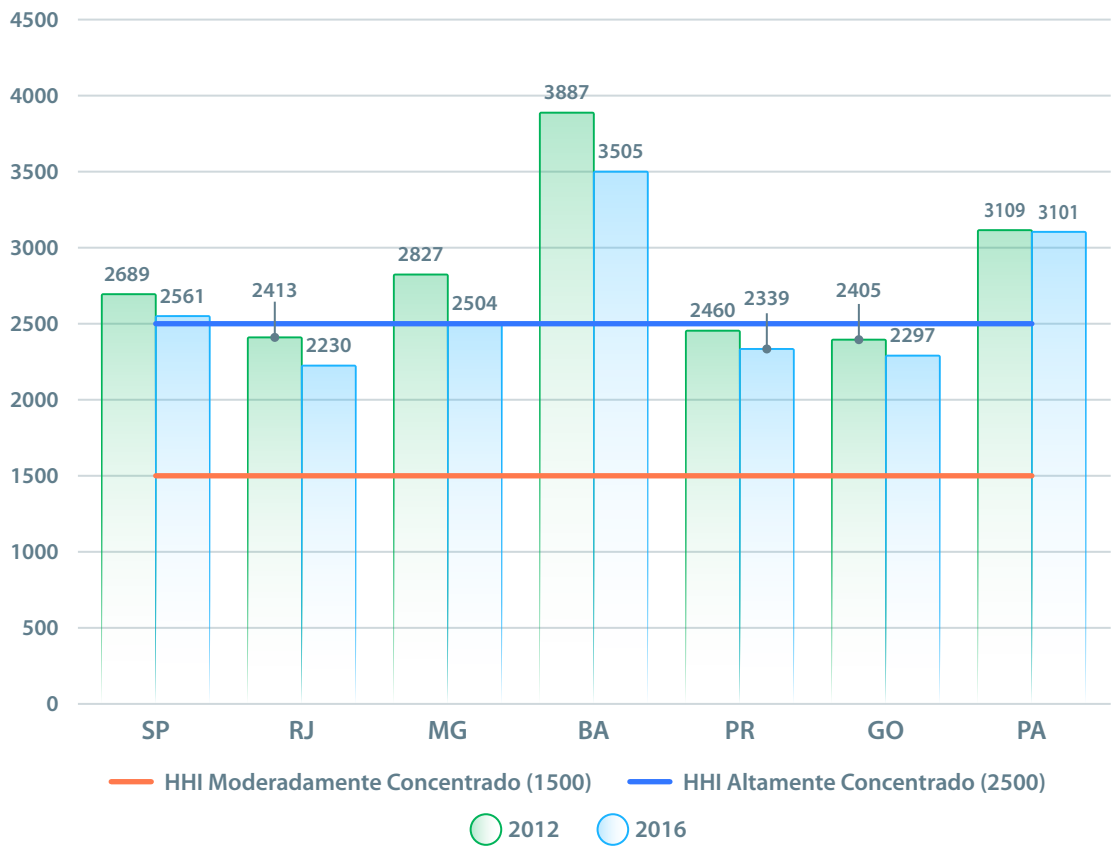
26. Para termos uma ideia uma variação de 150 pontos, por exemplo, pode ser causada por uma transferência de 5% de share de uma empresa com 10% para outra com 20%, tudo mais constante.

Como no caso do P13, a análise de IHH para os mercados "Outros" identificou elevada concentração, com IHH médio ligeiramente superior ao caso do P13. De fato, o IHH do mercado "Outros" é maior do que no caso de P13 em todos os estados analisados e, novamente, se encontram acima de 1500.

Entretanto, para os mercados relevantes de "Outros", identificaram-se variações negativas entre 2012 a 2016 para o IHH, com destaque para os estados da Bahia e de MG. Essa variação pode ser explicada por uma queda na participação da líder (SHV Gas Brasil) no caso mineiro e por pequenas quedas nas participações das três maiores empresas acompanhadas por um tímido crescimento da quarta maior empresa no caso da Bahia.

A diferença no grau de concentração entre os mercados relevantes de "Outros" e do P13 pode ser parcialmente explicada por uma participação mais elevada da firma líder em relação às demais firmas no mercado "Outros" em casos como Bahia e São Paulo.

Figura 9 – Índice HHI ("Outros") 2012 x 2016

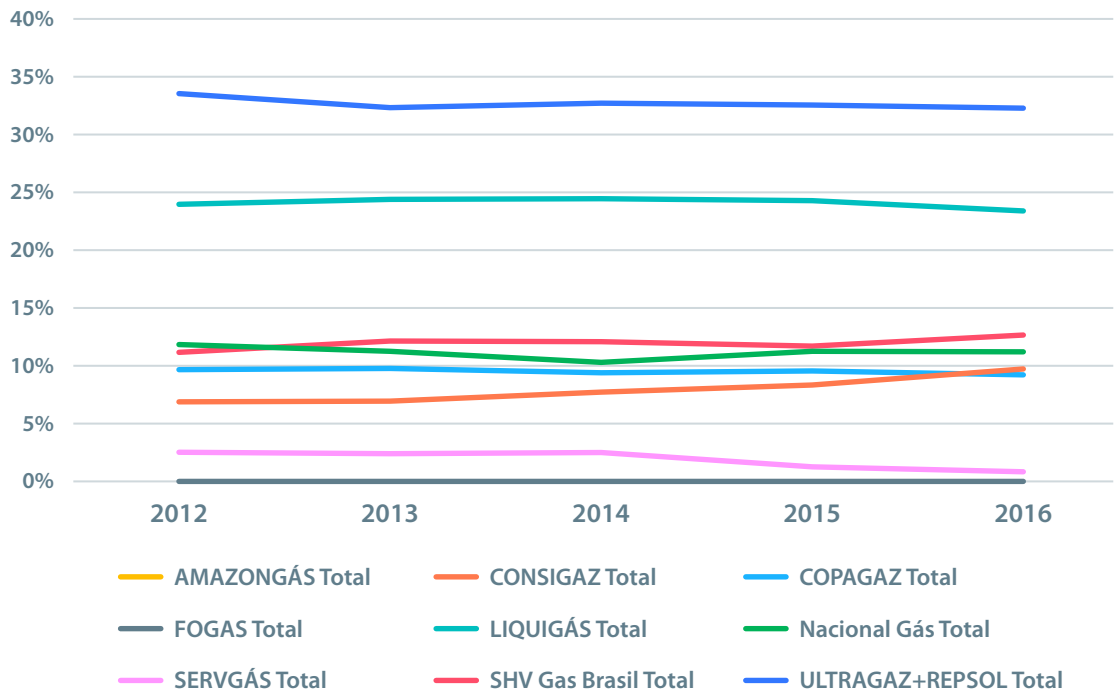


Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP

1.4.3 A Evolução da Estrutura de Mercado: Presença e Participação das Empresas

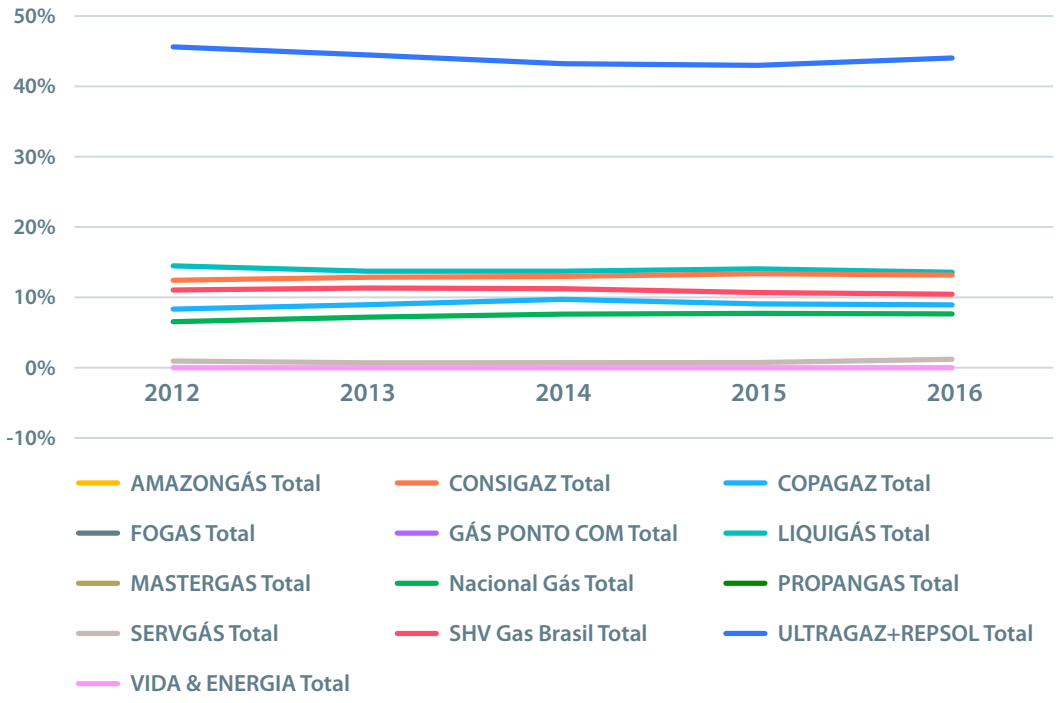
Como podemos antecipar pela baixa variação dos índices de concentração analisados na subseção anterior, a estrutura dos mercados de GLP manteve-se praticamente inalterada entre 2012 e 2016, quando percebida pela evolução anual das parcelas de mercado das empresas atuantes. A título de exemplo, as figuras 10 a 15 abaixo mostram a evolução da participação de mercado, entre 2012 e 2016, nos três maiores mercados relevantes do país (São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro).

Figura 10 – Evolução dos *Shares* (SP – P13) 2012 x 2016



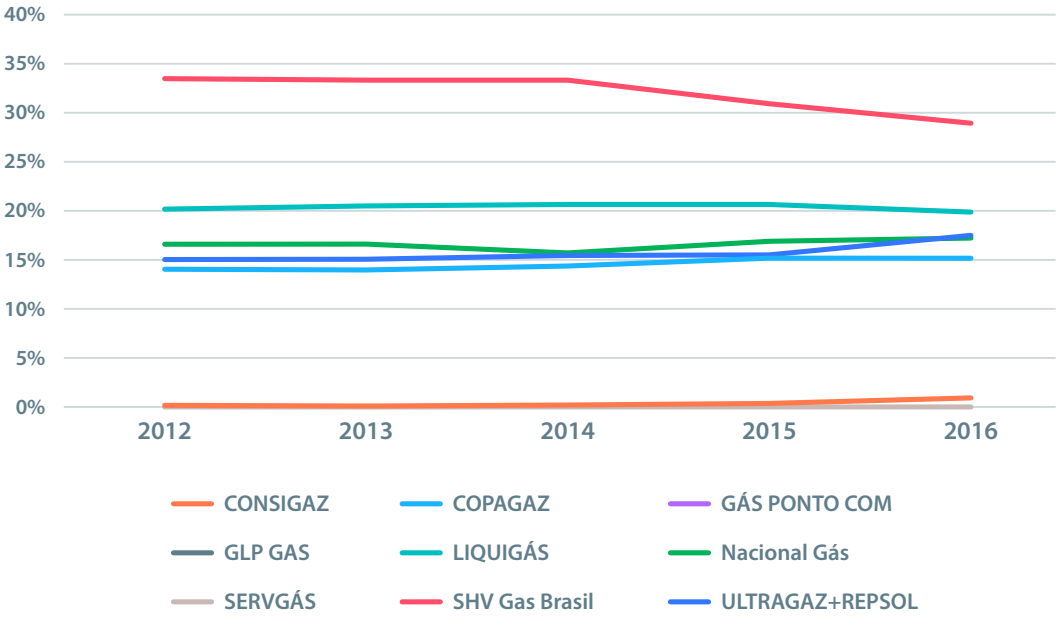
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP

Figura 11 – Evolução dos *Shares* (SP – Outros) 2012 x 2016



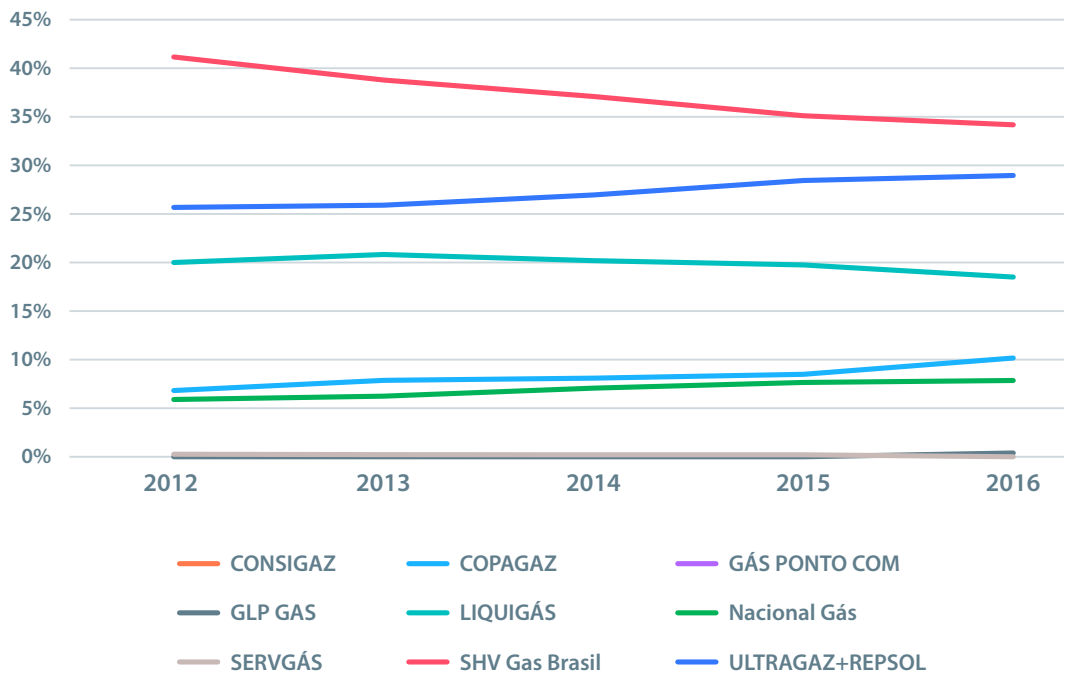
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP

Figura 12 – Evolução dos *Shares* (MG – P13) 2012 x 2016



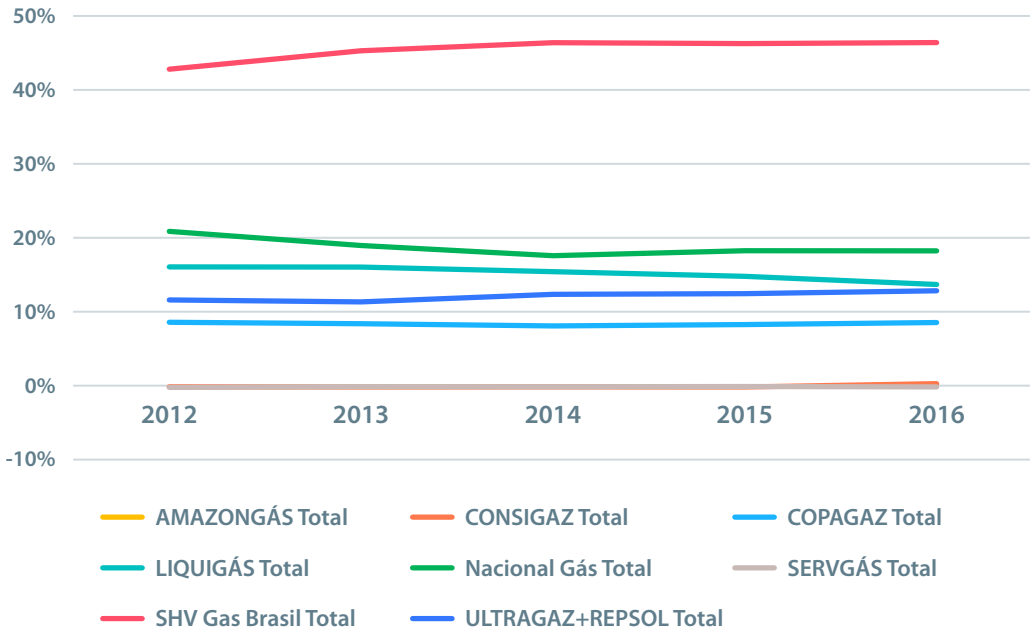
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP

Figura 13 – Evolução dos *Shares* (MG – Outros) 2012 x 2016



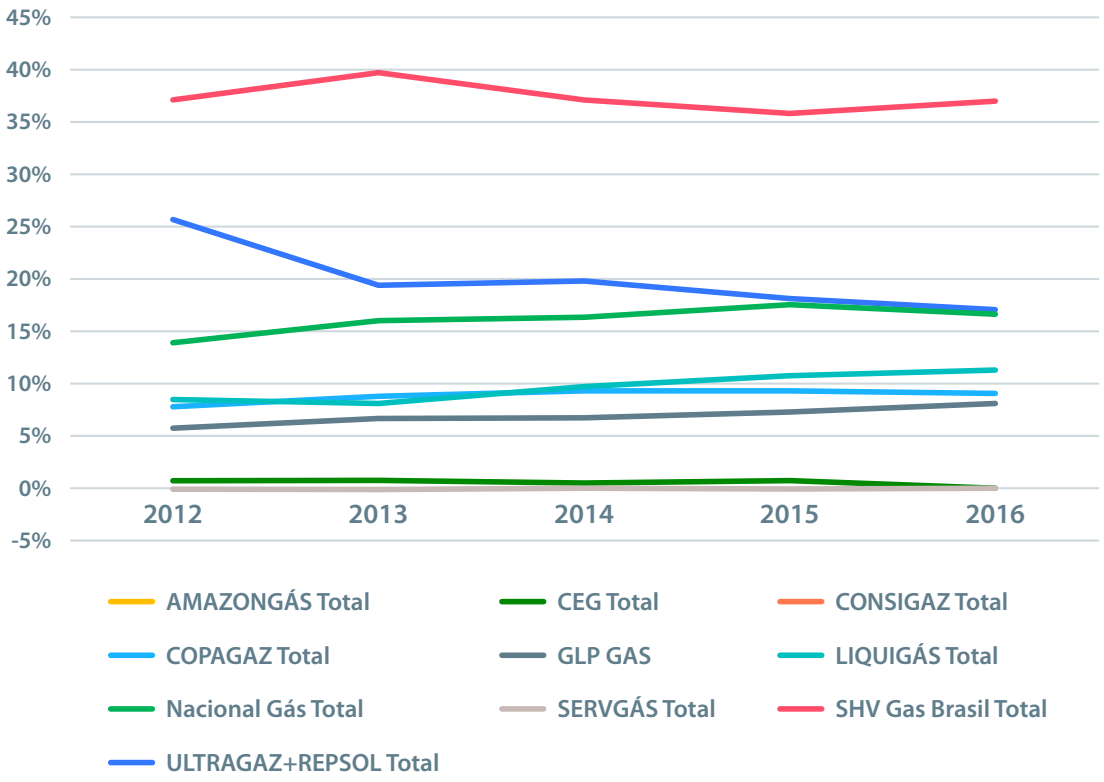
Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP

Figura 14 – Evolução dos *Shares* (RJ – P13) 2012 x 2016



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP

Figura 15 – Evolução dos *Shares* (RJ – Outros) 2012 x 2016



Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP

Visivelmente pode-se concluir que não houve mudanças significativas no grau de concentração tampouco mudanças de posição entre as empresas. Ao contrário, a estabilidade é a marca dos mercados escolhidos. O que chama a atenção é que os três mercados são os maiores do país. Duas explicações para essa estabilidade podem ser dadas: (1) que se tratam de mercados maduros e estáveis por serem os maiores; (2) que, ao contrário, por serem os maiores tenderiam a ser mais dinâmicos e ter mais espaço para um maior número de empresas e para comportamentos de busca por nova demanda. Quando olhamos outros exemplos vimos que a estabilidade é mesmo a tônica do setor no período, especialmente em relação à participação das principais empresas em cada mercado. Além disso, verifica-se outros exemplos de estabilidade em mercados menos expressivos.[27]

A análise dos índices de concentração do segmento de distribuição de GLP feita acima exige algumas reflexões. É importante retomar a importância das economias de escala refletida na capilaridade da infraestrutura de distribuição de cada empresa. Como mencionado anteriormente, os custos das empresas de distribuição são bastante sensíveis as economias de escala o que explica o diferencial

27. Ver gráficos da evolução do *share*dos demais estados selecionados (Bahia, Paraná, Goiás e Pará) no Anexo III

competitivo das empresas estabelecidas e com extensos sistemas de distribuição[28]. Esse fato associado à sensibilidade dos custos de distribuição em relação à distância dos centros de recarga, ou em termos econômicos, à reduzida dimensão dos mercados relevantes[29], explica a tendência de concentração desse mercado.

Os motivos acima também explicam as reduzidas variações ocorridas nos índices de concentração ao longo do tempo. Ademais, é importante salientar que o mercado de GLP, principalmente na dimensão produto P-13, se apresenta bem estabilizado, com baixos níveis de crescimento da demanda. Assim, a "musculatura" desenvolvida previamente pelas empresas estabelecidas e o crescimento vegetativo da demanda facilitam a sustentação das participações de mercado das empresas atuantes no mercado.

É importante notar também que, considerando a importância dos investimentos em infraestruturas físicas de distribuição e o dinamismo do mercado de GLP no Brasil, a manutenção dos *market-shares* não significa necessariamente uma reduzida concorrência no setor. A manutenção da participação das empresas, pelo contrário, requer constantes investimentos na manutenção e até mesmo expansão do seu sistema de distribuição. Como mencionado anteriormente, os índices de concentração só alertam para a possibilidade de práticas anticompetitivas não sendo suficientes para indicar a falta de concorrência. A relação entre concentração e competição vai variar de setor para setor de acordo com as características de cada indústria e de cada mercado.

1.5 Conclusão

O mercado de GLP e suas condições concorrenciais são temas de grande interesse para toda a sociedade, principalmente em países em desenvolvimento. A elevada participação dos combustíveis tradicionais, como a lenha e o carvão vegetal, e a conseqüência dos seus usos para a saúde das famílias de baixa renda evidenciam a importância dos arranjos institucionais que garantam os incentivos à expansão da indústria de GLP.

Diferentemente do gás natural, que depende de elevados investimentos em infraestrutura física de distribuição por dutos, o GLP possui uma elevada flexibilidade em sua logística de distribuição embora, assim como no caso da indústria de gás natural, ele continue sendo sensível às economias de escala. É essa facilidade do transporte e, consequentemente da distribuição do GLP, que faz desse energético o melhor candidato para o processo de modernização da matriz energética do setor residencial, principalmente em países em desenvolvimento.

28. No caso do GLP o termo sistema de distribuição não se refere à malha de dutos, como no gás natural, mas sim a infraestrutura logística de transporte e de recarga.

29. Estima-se que o mercado relevante para as empresas de distribuição seja menor do que a dimensão dos estados. A utilização da dimensão geográfica estadual é feita pelos motivos já explicados no texto, embora reconheçamos que pode não será a mais adequada.

Justificada a preocupação com o funcionamento do seu mercado, é necessário igualmente apontar que nem toda intervenção do Estado necessariamente produz melhores resultados para a sociedade. Dentro desse contexto, o objetivo de compreender a dinâmica concorrencial desse mercado é discutir que tipo de intervenção é desejável para corrigir eventuais problemas existentes no setor.

O fato de ser um mercado de concorrência oligopolista não necessariamente implica que a concorrência é reduzida no setor. Nesse caso, discutir as condições que induzem ao aumento da rivalidade entre as empresas que atuam no setor é um aspecto importante para o ambiente concorrencial setorial. Por outro lado, a relativa estabilidade do mercado de GLP nos últimos anos pode ser explicada pelo fato dessa ser uma indústria madura, onde o processo de inovação tem pouco efeito sobre a dinâmica concorrencial[30], cujo crescimento é moderado, dependendo fundamentalmente do aumento da renda do país e do crescimento da população.

A natureza do produto, fundamentada na cesta de consumo das famílias brasileiras, faz com que as condições de concorrência e qualidade da regulação sejam muito importantes para a promoção do bem-estar dos consumidores e, em especial, para as famílias mais vulneráveis. Porém, tais condições no Brasil implicam questões que transcendem as discussões tradicionais de teoria da defesa da concorrência e regulação. Por exemplo, são inúmeros os relatos de controle de distribuição de gás por milícias em grandes capitais brasileiras. Uma política de concorrência cuidadosamente desenhada pode se tornar inócua com o monopólio de grupos criminosos na revenda desses produtos. Dessa forma, políticas que facilitam tais práticas, como, por exemplo, a venda fracionada de gás, não pode ser discutida apenas levando em conta considerações abstratas concorrenciais ou regulatórias.

As condições da economia brasileira afetam também o ambiente concorrencial no setor. Apesar do aumento da renda das famílias brasileiras neste século, vivemos nos últimos anos um período de baixo crescimento. Isto faz com que os consumidores tenham poucas alternativas ao uso de GLP, já que a indústria de gás natural no Brasil ainda apresenta-se pouco desenvolvida e a eletricidade não é uma alternativa factível para cocção nas famílias brasileiras de baixa renda.

Contudo, o setor vem passando por transformações importantes, como a saída da Petrobrás do mercado de distribuição de GLP. Entre as possibilidades abertas com esse cenário estão as mudanças das políticas públicas desse segmento que podem trazer um aumento da importação do produto, o que poderia provocar grandes transformações na dinâmica setorial. Contudo é, ainda, prematuro, fazer prognósticos ou realizar uma análise mais detalhada dos efeitos dessas mudanças nos mercados relevantes e no ambiente concorrencial de GLP.

30. É importante ressaltar que embora o processo de inovação no setor não seja suficiente para eliminar as vantagens competitivas dos extensos sistemas de distribuição, as empresas vêm investindo significantes montantes no processo de evolução tecnológica tanto de produto como de processo. A disputa de mercado entre as maiores empresas de cada mercado relevante estimula a busca de constantes mudanças principalmente na logística de distribuição.

A concentração e a estabilidade do número de empresas e dos market-shares têm sido a marca do segmento de distribuição de GLP no Brasil. No entanto, como os mercados são regionais-estaduais e as estruturas são diferentes em cada mercado relevante, as empresas irão apresentar desempenhos heterogêneos em cada estado onde estas atuam, tanto no que diz respeito à sua presença no mercado quanto em relação as suas participações. Assim, pelo conjunto de razões elencadas acima, não só importa considerar que a análise de concentração é apenas um começo para entender a concorrência e a dinâmica do setor, como é prudente que as empresas que atuem no setor acompanhem de perto as transformações que estão por vir, cujos efeitos ficarão evidentes nos próximos anos.

Referências Bibliográficas

ANP. (02 de agosto de 2019). Análise econômica do comportamento dos preços de GLP nos mercados nacional e internacional, com foco no GLP de uso residencial no Brasil. Fonte: ANP.

ANP. (outubro de 2019). http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos. Fonte: ANP.

Baker, J. B., & Bresnahan, F. T. (2008). Economic Evidence in Antitrust: Defining Markets and Measuring Market. In: P. Buccirossi, Handbook of Antitrust Economics. Cambridge: The MIT Press.

CEMIG. (2017). Balanço Energético do Estado de Minas Gerais.

Comissão Europeia. (1997). COMMISSION NOTICE on the definition of relevant market for the purposes of Community competition law. Fonte: https://eur- lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31997Y1209(01):EN:HTML

Copel. (2010). Balanço Energético do Paraná.

Ditta, P. (2012). "Embalagens menores e a adoção de novos produtos – o casodo GLP na baixa renda". Fundação Getúlio Vargas.

Governo da Bahia. (2015). Balanço Energético do Estado da Bahia. Governo de São Paulo. (2019). Balanço Energético do Estado de São Paulo.

Governo do Estado de Goiás . (2017). Balanço Energético do Estado de Goiás .

Governo do Estado do Rio de Janeiro. (2017). Matriz-Energética do Estado do Rio de Janeiro 2017-2023.

IEA. (10 de 2019). World Energy Outlook. Fonte: IEA: https://www.iea.org/weo/

Kojima, M. (2011). The Role of Liquefied Petroleum Gas in Reducing Energy Poverty. World Bank.

Ladislaw, S., & Benoit, P. (2017). Energy and Development: Providing Access and Growth. CSI.

MME. (2019). Balanço Energético Nacional. Fonte: MME.

Stigler, G. J. (1957). Perfect competition, historically contemplated. Journal of political economy , 65 (1), pp. 1-17.

WLPGA. (2019). https://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2018/10/Accelerating-the- LPG-Transition.pdf. Fonte: WLPGA.

Capítulo 2

Competição, Rivalidade e Estrutura de Mercado: uma análise teórica da concorrência em oligopólio[1]

Helder Queiroz Pinto Jr.

Marcelo Colomer

Aldren Vernersbach

2.1 Introdução

O mercado é o espaço físico e/ou abstrato onde os agentes econômicos interagem entre si por meio de trocas de bens e serviços. É no mercado que ocorre a mudança de propriedade dos bens ou do fruto dos serviços prestados a partir do valor que os indivíduos atribuem a estes. Dessa forma, dois conceitos são importantes para a existência de mercados; o direito de propriedade sobre os bens e/ou meios de produção e a escassez dos recursos.

Os conceitos de escassez dos recursos e de rivalidade entre os agentes econômicos formam a base de toda a teoria econômica em suas mais variadas dimensões e abordagens. Para os economistas clássicos, como Smith, a natureza individualista dos agentes econômicos, isto é, a busca do melhor para si, quando externalizada em "mercados perfeitos" levaria às melhores escolhas sociais. Em

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada da Nota Técnica 03/2020, elaborado em fevereiro de 2020, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

outros termos, em mercados onde não há restrições à rivalidade entre os agentes econômicos a alocação dos recursos se daria da forma mais eficiente possível.

A premissa acima ficou conhecida como a "mão invisível" do mercado e criou uma obsessão entre os economistas de filiação neoclássica pelo entendimento das condições que levam os mercados a operarem perfeitamente. Para estes, qualquer ineficiência na alocação dos recursos seria causada pelo mau funcionamento dos mercados e caberia às instituições políticas e sociais a correção destes "defeitos" ou falhas de mercado.

Por trás do conceito de perfeito funcionamento do mercado está a ideia de rivalidade econômica entre os agentes ou perfeita concorrência. Assim, pode-se afirmar que quanto maior for a rivalidade, mais próximo o mercado estará de um modo apropriado de funcionamento e mais próxima a alocação dos recursos irá se encontrar do ponto de eficiência.

Na busca pelo entendimento do funcionamento dos mecanismos competitivos se associou ao grau de rivalidade entre os agentes econômicos as análises sobre as estruturas de mercado. Assim, nas décadas de 1930 e 1940, a partir do paradigma da Estrutura-Conduta-Desempenho (ECD), desenvolveu-se a crença que determinadas estruturas de mercado seriam mais apropriadas do que outras para o exercício da rivalidade (SCHERER, F., 1990). Quanto mais concentrados fossem os mercados, isto é, quanto menor o número de agentes, menor seria a rivalidade entre estes.

A ideia implícita nas conclusões desses modelos é que o pequeno número de agentes favoreceria a adoção de condutas colusivas, desviando o comportamento do mercado daquele esperado em uma situação de perfeita concorrência. Nesse sentido, desviou-se o objeto de estudo da análise da concorrência para a análise dos fatores que explicam a concentração, ou em termos econômicos, para a análise das fontes de barreiras à entrada.

Com o surgimento das grandes corporações, entre o final do século XIX e início do século XX, principalmente nos EUA, o interesse, ou preocupação, com os mercados concentrados saiu das universidades e foi para a esfera política. Na perspectiva das políticas de defesa da concorrência, os índices de concentração de mercado são uma "proxy" da habilidade das firmas em praticar, de forma sustentável, preços acima daqueles que seriam praticados em mercados competitivos (VISCUSI; HARRINGTON; VERNON, 2005). A premissa acima é conhecida como a "Hipótese da Colusão".

Ainda hoje, os agentes responsáveis pela execução das políticas de defesa da concorrência de muitos países são guiados pela "Hipótese da Colusão", de forma que o grau de concentração é quase sempre interpretado como sinônimo de poder de mercado. Viscusi, Harrington e Vernon (2005) afirmam que os índices de concentração não conseguem refletir plenamente o nível de competição de uma indústria uma vez que este não é capaz de captar a concorrência potencial. O ganhador do prêmio Nobel, Ronald Coase, já se mostrava bastante crítico à forma de condução das políticas de defesa da concorrência nos EUA, como exposto por Willian Landes.

> *"Ronald (Coase) said he had gotten tired of antitrust because when the prices went up the judges said it was monopoly, when the prices went down, they said it was predatory pricing,*

and when they stayed the same they said it was tacit collusion" (LANDES apud Viscusi 2005, pp. 69)

De fato, em um ambiente concorrencial, a competição e a rivalidade entre as empresas podem assumir diferentes formatos e graus, a depender de inúmeros fatores que não somente a quantidade de agentes econômicos atuantes nos mercados. Nesse sentido, este capítulo aborda, nas seções subsequentes, os diferentes conceitos de competição e como estes estão associados às diferentes estruturas de mercado. Dessa forma, pretende-se trazer elementos teóricos de reflexão para o debate sobre os princípios de atuação dos órgãos de defesa da concorrência no Brasil, em particular no Mercado de GLP, onde a concentração tem origem nas próprias economias de escala associadas à logística de distribuição do produto.

2.2 Conceitos de Competição e Rivalidade

Uma das principais críticas ao paradigma Estrutura-Conduta-Desempenho (E-C-D) é o estabelecimento de uma ordem causal entre essas três dimensões. Demsetz (1973) contrapõe a ordem de causalidade proposta pelo modelo E-C-D argumentando que elevadas margens não são causadas por elevadas concentrações de mercado. O que se observa é que elevadas margens são encontradas conjuntamente com elevadas concentrações de mercado.

Para o autor, o ambiente concorrencial em alguns mercados é favorável para que as firmas se diferenciem em termos de preço e/ou qualidade do produto/serviço criando vantagens competitivas. Nesses mercados, as vantagens competitivas de algumas firmas irão, ao longo do tempo, gerar perda de parcela de mercado das empresas menos eficientes gerando concentração de mercado. Por sua vez, as vantagens de custos ou a diferenciação de produto permitem que alguns agentes, os mesmos que expandiram sua participação de mercado, aufiram lucros mais elevados. Nesse contexto, não há uma ordem de causalidade fixa entre concentração e poder de mercado. Os dois processos ocorrem paralelamente e de forma dinâmica.

Esse caráter dinâmico do processo de concorrência, como sugerido por Demsetz, exige que a análise da relação entre estrutura de mercado e competição seja feita considerando todas as dimensões concorrenciais (espaciais e temporais) e todos os seus efeitos de curto, médio e longo prazo. Ao contrário do proposto acima, as políticas de defesa da concorrência, usualmente aplicadas, partem de uma visão estática do processo concorrencial ao adotarem o conceito neoclássico de equilíbrio perfeitamente competitivo, como proxy de eficiência para a alocação dos recursos.

Segundo a escola de pensamento neoclássica, em mercados perfeitamente competitivos, o elevado número de agentes ou, em outros termos, a atomicidade das empresas, seria suficiente para eliminar qualquer possível poder de mercado. Entendendo aqui como poder de mercado a capacidade das firmas de elevarem os seus preços acima dos seus custos marginais de produção, de forma que seja possível auferir lucros acima da taxa "normal" da economia.

Para estes economistas, quando a taxa de lucro de um setor se desvia da taxa "normal" de forma sustentada haveria ineficiências na alocação dos recursos. Para estes autores, os mercados onde existem barreiras ao perfeito funcionamento do processo competitivo seriam a causa da perda de bem-estar da sociedade.

Para que um mercado opere em concorrência perfeita, os economistas neoclássicos assumem as seguintes hipóteses (i) mercado atomizado; (ii) produto homogêneo; (iii) inexistência de barreiras à entrada e saída; (iv) agentes maximizadores; (v) informação simétrica e acessível a todos os agentes; e (vi) perfeita mobilidade dos fatores de produção (STIGLITZ; WALSH, 2003; KUPFER; HASENCLEVER, 2013).

Uma vez presentes estas condições, os agentes econômicos passam a se comportar como tomadores de preço o que, de certa forma, mostra-se uma inconsistência com o conceito de rivalidade inerente a qualquer processo de competição. Sem a capacidade de determinar preço ou de diferenciar seus produtos, o espaço para a rivalidade entre as empresas se mostra muito pequeno. De fato, os economistas neoclássicos são bastante reducionistas na análise do processo competitivo. Apesar de a competição estar no centro de suas hipóteses eles ignoram completamente sua dinâmica de longo prazo e suas diferentes dimensões.

Os economistas neoclássicos reconhecem que o conjunto de condições necessárias para que um mercado opere de forma perfeitamente competitiva é difícil de ser encontrado na economia real. No entanto, os benefícios em termos de eficiência na alocação dos recursos justificam a adoção de políticas que aproximem o funcionamento dos mercados do modelo ideal de competição perfeita. É por essa razão que a concentração de mercado, ao afastar a estrutura de mercado da atomicidade neoclássica, é interpretada como sinônimo de poder de mercado e de ineficiência na alocação de recursos.

O reconhecimento de que o processo concorrencial se dá de forma dinâmica e em diferentes dimensões levou ao surgimento de inúmeras teorias alternativas à tradição neoclássica. Uma dessas novas abordagens da competição encontra-se nos trabalhos dos autores evolucionários ou neo-schumpeterianos. Para estes autores, a inovação é a gênese da dinâmica capitalista, estando no cerne da competição entre os agentes econômicos. Nesse sentido, o sistema capitalista não caminha para um equilíbrio, pois está em um incessante processo de destruição criadora, em que a concorrência é alimentada pelas inovações contínuas ocorridas dentro das empresas.

Assim, o preço deixou de ser o único elemento na disputa entre as empresas. Ao invés disso, a dinâmica concorrencial passou a centrar seus esforços na criação de novas mercadorias, novas tecnologias, novas fontes de suprimento, novos modelos de organização, novas logísticas de distribuição e novos arranjos contratuais (SCHUMPETER, 1984).

Dentro dessa dinâmica, a busca por vantagens competitivas e pela apropriação temporária de lucros acima da taxa normal é o que motiva a rivalidade entre as empresas. Diferentemente do defendido pela escola neoclássica, a possibilidade de exercício temporário de algum poder de mercado ao invés

de gerar ineficiências alocativas é o que dá origem aos avanços tecnológicos e organizacionais que, ao aumentar a produtividade do trabalho e do capital, permitem um melhor aproveitamento dos recursos escassos.

Dentro da visão evolucionária, a rivalidade assume um nível extremo. **As empresas não disputam apenas espaços no mercado, elas disputam, de fato, a sobrevivência de sua organização e de sua marca.** As inovações de diferentes ordens, sejam tecnológicas, comerciais, contratuais ou organizacionais determinam a capacidade adaptativa das empresas definindo um caráter evolucionário à economia. A ideia central é que os mercados são conduzidos por um processo de seleção natural. Nesse contexto, a definição de sucesso para as firmas corresponde às habilidades para sobreviver e crescer.

Esse processo de seleção define o espaço de disputa entre os agentes e será influenciado por diferentes especificidades setoriais. Em setores de alta tecnologia, por exemplo, a rivalidade entre os agentes ocorre de forma mais intensa nas inovações de produtos. Em setores mais tradicionais, ou com baixa diferenciação de produto, também é possível identificar fontes de inovação. Nestes casos, a rivalidade entre as empresas ocorre predominantemente através de inovações nas logísticas de distribuição e nos arranjos contratuais.

Dentro dessa dinâmica concorrencial, ocorre uma transmissão ao longo do tempo das características organizacionais das empresas, incluindo as habilidades de produzir e lucrar. As vantagens competitivas que determinam a sobrevivência das firmas são construídas a partir da própria dinâmica competitiva. Sendo assim, a concentração de mercado nada mais é do que o resultado do próprio processo de seleção natural que se mostra mais intenso em alguns mercados do que em outros.

2.3 Concorrência em Mercados Oligopolizados

A análise do processo concorrencial trazida pela escola evolucionária deixa claro que a atomicidade ou grande número de empresas não é uma condição essencial para que haja rivalidade no mercado. Ademais, ficou nítido que a concorrência por preços é apenas um dos espaços onde ocorre a disputa entre firmas. Entretanto, não se pode ignorar que a estrutura de mercado, ou em outras palavras, o grau de concentração dos mercados, terá efeito sobre a dinâmica concorrencial. Partindo dessa premissa é importante entendermos como se dá a competição em mercados oligopolizados.

Primeiramente, é importante entender que alguns mercados possuem características de custos que justificam não somente o tamanho das empresas como também o grau de concentração destes. Isso ocorre devido às barreiras estruturais à entrada. Um exemplo concreto é a presença de elevadas economias de escala. Sob tais condições, o nível ótimo de produção[2] define um tamanho para a

2. Nível ótimo de produção é aquele que permite a empresa produzir no menor custo médio possível. Qualquer nível de produção inferior a este tem como contrapartida o aumento do custo unitário de produção.

empresa (a escala mínima eficiente) que quando contraposto com a dimensão do mercado se reflete em um elevado market-share.

Definem-se como mercados oligopolizados aqueles com um número restrito de empresas onde a ação de cada agente, de forma isolada, tem a capacidade de afetar os preços e/ou o market-share do mercado. Em geral, diferente da hipótese da colusão, o nível de rivalidade entre as firmas é bastante elevado em mercados oligopolizados devido à constante ameaça de possíveis alterações na prática de preços e nível de produção das empresas.

Em mercados oligopolizados, de forma distinta dos mercados perfeitamente competitivos, há um melhor monitoramento das ações das empresas rivais. Nesse sentido, outra característica do processo de rivalidade oligopolista é a prudência que as firmas têm ao adotarem qualquer mudança nas suas estratégias de preço ou quantidade, uma vez que estas se preocupam com a reação das suas rivais (STIGLITZ; WALSH 2003).

O argumento que quanto menor o número de empresas no mercado maior será a chance de haver colusão encontra inúmeras justificativas teóricas. Realmente, estruturas oligopolistas podem estimular as empresas a adotarem ações coordenadas e agirem em conluio para maximizarem os seus lucros. No entanto, a análise do comportamento de alguns mercados tradicionalmente oligopolizados mostra que a incerteza quanto ao comportamento acordado e o potencial prejuízo decorrente do desvio de conduta das firmas rivais tornam o conluio uma estratégia muito arriscada, o que desestimula a formação de cartéis (STIGLITZ; WALSH, 2003). Ademais, sendo visto como uma prática ilícita pela política de defesa da concorrência na maioria dos países, os executivos das empresas de mercados concentrados têm, em geral, grande cautela na celebração de acordos de cooperação com empresas rivais.

Outro ponto a salientar é que, embora as elevadas economias de escala configurem uma importante barreira à entrada em alguns mercados, estas não eliminam por completo a concorrência potencial. Em geral, pode-se afirmar que, sem barreiras institucionais a entrada (concessões, patentes ou monopólio do Estado), todo o poder de mercado tem a possibilidade de ser contestado por agentes externos à indústria.

Cabe ressaltar ainda um outro aspecto comumente mal interpretado pelos órgãos de defesa da concorrência: as barreiras estratégicas à entrada (STIGLITZ; WALSH, 2003; VARIAN, 2003; KUPFER, HASENCLEVER, 2013). Como retratado na seção anterior, durante a dinâmica competitiva as empresas acumulam ao longo do tempo diferentes vantagens competitivas que as diferenciam das demais. O acúmulo de tais capacitações pode, sim, atuar como barreiras estratégicas à entrada sendo, no entanto, parte do próprio processo concorrencial.

Como vimos anteriormente, são as diferentes formas de inovação e o acúmulo constante de habilidades dentro das empresas que impulsionam o processo de desenvolvimento econômico. Nesse sentido, interpretar toda e qualquer barreira estratégica à entrada como prática anticompetitiva é ignorar o caráter dinâmico do processo capitalista de produção.

Algumas práticas adotadas por empresas em mercados oligopolizados devem, contudo, ser coibidas, uma vez que não contribuem para nenhum ganho de eficiência no curto, médio e longo prazo. O estabelecimento de preços predatórios e a capacidade ociosa são exemplos de condutas que devem ser consideradas prejudiciais ao processo dinâmico de competição.

No primeiro caso, a empresa estabelecida utiliza-se dos seus ganhos de monopólio para praticar preços abaixo do seu custo de produção por um período suficiente para afastar um concorrente potencial. Uma vez cessada a ameaça, a empresa volta a praticar o seu preço de monopólio. Essa prática é considerada ilegal por afetar o surgimento de qualquer nível de competição nos mercados e ensejar preços excessivos.

A segunda forma de impedir a entrada de novos concorrentes é o investimento em capacidade ociosa. A intenção com esta estratégia é demonstrar aos potenciais rivais que a empresa estabelecida pode ampliar sua produção com pouco esforço conduzindo, assim, a uma redução dos preços, de forma que inviabilize a atuação das empresas entrantes (STIGLITZ; WALSH, 2003). Esse comportamento, embora mais difícil de ser detectado pelos órgãos de defesa da concorrência, também não é desejado, pois cria uma elevada ineficiência na alocação dos recursos refletida na capacidade ociosa existente.

2.4 Uma Breve Síntese Conceitual

Como podemos ver ao longo do texto, a rivalidade entre os agentes econômicos ocorre em diferentes estruturas de mercado e em diferentes dimensões, constituindo-se em um processo dinâmico. Dentro das distintas estruturas de mercado as empresas assumem condutas concernentes às suas decisões quanto a preço, nível de produção, gastos com publicidade, pesquisa e desenvolvimento (P&D), capacidades produtiva, comercial e logística e outras variáveis relevantes à sua atuação no mercado.

A concorrência não pode ser vista como um fim em si mesmo. São os ganhos referentes ao bem-estar econômico, esses refletidos na alocação eficiente dos recursos, que justificam e legitimam a defesa da concorrência. A partir do objetivo acima, é importante que as políticas antitrustes se baseiem em uma análise dinâmica da concorrência, em particular em mercados oligopolizados. É importante compreender que a rivalidade entre os agentes é um processo dinâmico e condicionado pelas especificidades de cada setor. Os espaços competitivos não se estruturam da mesma forma, de certo que qualquer "receita de bolo" que defina níveis ótimos de concentração sujeita-se a causar importantes perdas de bem-estar econômico.

Em outros termos, o grau de concentração pode ser justificado pelos ganhos trazidos em termos de menores custos médios de produção (STIGLITZ; WALSH, 2003). É importante entender e aceitar que existem indústrias onde as economias de escala são inerentes ao tipo de tecnologia utilizada, fazendo parte do seu processo natural de expansão. Portanto, a execução da política de defesa da concorrência deve ser realizada considerando essas especificidades.

Dentro desse contexto, o crescimento da firma faz parte da sua estratégia de sobrevivência em um ambiente competitivo. São as capacidades gerenciais e não apenas as economias de escala baseadas em tecnologia, os determinantes que permitem que uma firma se expanda e explore as oportunidades de mercado.

Na análise da concorrência e execução de uma política em sua defesa, em um contexto contemporâneo, a análise do poder de mercado não deve se dar via a singular avaliação do aspecto da concentração de mercado. Deve ser considerada mais relevante na análise a inovação das empresas e o nível de capacidades empresariais (SIDAK; TEECE, 2009).

A indústria de GLP, como exemplo, possui especificidades quanto às barreiras à entrada intrínsecas às suas atividades, existindo economias de escala e a exigência de capacidade logística eficiente para atender ao seu mercado. Portanto, essas particularidades do setor, condicionantes à geração de eficiência econômica, devem ser consideradas inerentes ao próprio funcionamento do seu mercado quando a sua estrutura e concorrência existente forem analisadas.

Referências Bibliográficas

CHAMBERLIN, E. H. The theory of monopolistic competition. London: LONDON: GEOFREEY CUMBERLEGE, 1949.

DEMSETZ, H, 'Industry Structure, Market Rivalry, and Public Policy', Journal of Law and Economics 16(1): 1-9, 1973.

KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. Economia Industrial – Fundamentos teóricos e práticos no Brasil. 2 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

KERBER, W. Competition, innovation, and competition law: Dissecting the interplay. Joint Discussion Paper Series in Economics, nº 42, 2017.

MOTTA, M.; SALGADO, L. H. Política de Concorrência: teoria e prática e sua aplicação no Brasil. 1ª ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

NELSON, R.; WINTER, S. Uma teoria evolucionária da mudança econômica. Campinas: Editora da Unicamp, 2005.

SMITH, A. A riqueza das nações – Investigação sobre sua natureza e suas causas. Editora Nova Cultural: São Paulo, 1996.

SCHERER, F., Industrial Market Structure and Economic Performance, Rand McNally & Co, 1990.

SCHUMPETER, J. A. Capitalismo, socialismo e democracia. São Paulo: Zahar Editores, 1984.

SIDAK, G. F.; TEECE, D. F. Dynamic competition in antitrust law. Journal of Competition Law & Economics, 5(4), 581–631, 2009.

STIGLITZ, J. E.; DIXIT, A. K. Monopolistic Competition and Optimum Product Diversity. The American Economic Review, v. 67, nº 3, 1977, p. 297-308.

STIGLITZ, J. E.; WASH, C. E. Introdução à Microeconomia. 3ª ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2003.

VISCUSI, W. K.; HARRINGTON, J.; VERNON, J. M.; Economics of regulation and antitrust. 4 ed. Cambridge, Massachusetts; London, England: MIT Press, 2005.

VARIAN, H. R. Microeconomia: Princípios básicos – Uma abordagem moderna. 7ª ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2006.

Capítulo 3

Regulação da Concorrência e os Mercados de Combustíveis: as visões do CADE e da ANP[1]

Marcelo Colomer

Carlos Felipe Lodi

Lúcia Navegantes Bicalho

3.1 Introdução

As atividades de regulação – que devem ter como foco a elaboração de regras técnico-econômicas observando as especificidades de um determinado segmento de mercado- e a legislação antitruste -formulada com o objetivo mais geral de identificação de práticas anticompetitivas na esfera econômica como um todo- são complementares. No entanto, deve-se ressaltar que é importante que cada uma dessas atividades seja desenvolvida por diferentes instituições e com uma natural diversidade de objetivos. A complementariedade das ações é, sem dúvida, um elemento fundamental para o bom desempenho das atividades regulatórias, mas é a adequada separação das responsabilidades que efetivamente determinam a eficiência do sistema de defesa da concorrência de uma economia.

A interação entre as atividades regulatórias e as políticas de defesa da concorrência em mercados regulados é bastante diversa, dependendo das diferentes características setoriais. Isto porque a regulação setorial, embora tenha como uma de suas premissas a promoção da concorrência, é pautada por um conjunto de outros objetivos associados às políticas de desenvolvimento setorial,

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada do Texto para Discussão 05, elaborado em junho de 2021, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

ao dinamismo dos mercados, à incorporação de novas tecnologias nos processos produtivos e às especificidades do produto a ser comercializado. Nesse sentido, considerando que as indústrias reguladas se diferenciam bastante em termos de número de agentes, capacidade de investimento, estrutura de mercado e desenvolvimento tecnológico, as atividades de regulação assumem especificidades que variam não somente de setor para setor como também no tempo.

No caso das políticas de defesa da concorrência, embora a diversidade de práticas não seja tão elevada quanto nas atividades de regulação, existem algumas importantes diferenças na condução das ações dos órgãos antitrustes, uma vez que a promoção da concorrência não deve se resumir à aplicação de medidas de desconcentração e de penalização às formações de cartéis. Isto é, os agentes responsáveis pela condução das políticas de defesa da concorrência devem levar em conta não somente o grau de concentração como também os incentivos à entrada e saída de agentes no mercado.

No contexto acima, a ação dos órgãos de regulação interage de forma muita próxima com os objetivos das políticas antitrustes, já que a formulação de legislações e de normas regulatórias pode não apenas reprimir, *ex-ante*, a conduta anticompetitiva de alguns agentes, mas também pode determinar especificações técnicas que configurem importantes barreiras à entrada. Em outros termos, podemos afirmar que uma política de concorrência tem por finalidade proteger e estimular a criação de mercados competitivos, seja pela própria legislação antitruste, seja por intermédio dos órgãos reguladores.

No caso brasileiro, o sistema de defesa da concorrência do mercado de combustíveis é formado, basicamente, pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). É importante ressaltar que, de forma complementar às ações do CADE e da ANP, outras instituições como a Polícia Federal, o Ministério Público e os órgãos de Defesa do Consumidor contribuem para o controle de práticas e condutas anticompetitivas.

Em 2013, a ANP e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) firmaram um Acordo de Cooperação Técnica a fim de assegurar a atuação conjunta por meio da troca de informações, dados, relatórios e estatísticas, compartilhamento de pareceres técnicos e resultados de estudos, além do intercâmbio de servidores. O acordo facilita a coordenação de esforços para o combate de cartéis no mercado de combustíveis e o aperfeiçoamento das metodologias de detecção, do ponto de vista estritamente econômico, de indícios de infração à ordem econômica. Na dimensão regulatória, o foco é a cooperação com vistas à promoção da concorrência nos regulamentos a serem editados pela Agência e à prevenção a eventuais abusos de posição dominante.

No que se refere aos processos de fusão e aquisição relacionados aos setores regulados pela ANP, o objetivo é garantir a manutenção da troca de informações entre as entidades, particularmente no que diz respeito aos aspectos regulatórios pertinentes às bases de dados da estrutura de mercado, da evolução das vendas e da caracterização dos agentes.

Em 2018, foi renovado o Acordo de Cooperação Técnica por um prazo de 10 anos. O Acordo dispõe que "Por meio da cooperação técnica recíproca instituída pelo presente acordo, os participes almejam viabilizar ou aperfeiçoar a atuação de cada um deles, no âmbito de suas competências, ou, ainda, harmonizar, coordenar e articular estas atuações, propiciando, de um lado, uma regulação, monitoramento e fiscalização mais eficientes dos setores econômicos envolvidos e, de outro, a promoção ou melhor defesa da livre concorrência nos mercados correspondentes".

No âmbito do arcabouço legal, além do dever da ANP de comunicar ao CADE fatos que possam configurar infrações contra a ordem econômica por determinação do art. 10 da Lei nº 9.478/97[2], o Acordo de Cooperação permite mecanismos de colaboração técnica entre as instituições com a finalidade de incentivar o ambiente concorrencial e de aumentar a eficiência nas atividades de regulação e de fiscalização dos setores econômicos.

Dessa forma, essa cooperação institucional permitiu análises mais robustas no sentido tanto de consolidar entendimentos para aprimorar, à luz dos conceitos econômicos, a argumentação que apontem indícios de práticas anticompetitivas, quanto de aperfeiçoar as normas editadas pelo órgão regulador a fim de promover a dinâmica concorrencial em mercados com especificidades bastante peculiares.

Com base no exposto acima, este Capítulo tem como primeiro objetivo apresentar os principais elementos conceituais que sustentam e legitimam as intervenções governamentais na esfera econômica no sentido de promover e proteger a dinâmica concorrencial dos mercados. Dessa forma, serão elencados os principais aportes teóricos da literatura de Economia Industrial e de Defesa da Concorrência que têm, ao longo das últimas décadas, orientado as visões das autoridades e a legislação antitruste em diferentes países. A compreensão desses aportes teóricos e conceituais se constitui num ponto de passagem obrigatório para a melhor compreensão, num segundo momento, do papel e da atuação institucional das autoridades de regulação setorial e de defesa da concorrência, bem como os critérios que buscam a consolidação de ambientes de mercado competitivos, em especial nas industriais de combustíveis líquidos e gasosos. Por fim, serão tecidas as principais conclusões a respeito da construção do sistema de defesa da concorrência brasileiro.

3.2 Estruturas de Mercado e Estratégias de Competição: aportes da Economia Industrial

Tal como destacado no capítulo 2, o desenvolvimento do Paradigma Estrutura-Conduta-Desempenho (ECD) e de outros modelos de concorrência em oligopólio se insere no esforço das várias correntes de pensamento econômico de construção de novos aportes teóricos que

2. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que criou a ANP.

possibilitem explicar os fenômenos econômicos não abordados pela teoria microeconômica tradicional. Isto porque a obsessão dos modelos neoclássicos pelo conceito de concorrência perfeita não deixa espaço para uma análise detalhada das estruturas de mercado reais, caracterizadas por uma grande diversidade de firmas e produtos, uma grande variedade de estruturas industriais e uma multiplicidade de condutas estratégicas adotadas pelas empresas.

Dada a limitação do arcabouço teórico neoclássico, a partir dos anos 1940, um grande esforço de pesquisa foi desenvolvido por economistas preocupados com dois tipos de questões principais: a relação entre concentração industrial e poder de mercado e a introdução da concorrência em mercados regulados. Estes esforços de pesquisa resultaram no desenvolvimento de algumas teorias que visam analisar a correlação entre a estrutura industrial, o processo de concorrência e o bem-estar social coletivo (Kupfer & Hasenclever, 2002).

O paradigma da ECD, a teoria das barreiras à entrada, a teoria dos mercados contestáveis, a teoria de detenção estratégicas à entrada e a teoria das barreiras dinâmicas à entrada são exemplos dos esforços realizados na tentativa de compreender as diferentes dinâmicas competitivas existentes em diferentes arranjos industriais.

O desenvolvimento do paradigma ECD ocorreu progressivamente a partir dos trabalhos de Joe S. Bain (1956) sendo, contudo, formalizada como representação teórica analítica a partir dos trabalhos de F. M. Scherer (1970) (Kupfer & Hasenclever, 2002). Trata-se de uma estrutura de análise desenvolvida[3] a partir de estudos de caso setoriais onde foi observado que as firmas têm condutas e desempenhos específicos de acordo com a estrutura do setor analisado. Esse modelo parte da hipótese de causalidade unidirecional entre a estrutura de mercado, os comportamentos (condutas) das empresas e o desempenho das mesmas. Em outros termos, a estrutura da indústria (grau de concentração) determina padrões de comportamento que determinam, por sua vez, padrões setoriais de desempenho medidos pelos diferentes níveis de lucratividade das firmas.

É importante observar que embora o modelo considere que os lucros das empresas sejam diferentes entre os diversos setores industriais, ele parte da premissa que dentro de uma mesma indústria, os lucros das empresas serão os mesmos (Steindl, 1986). Essa hipótese vai ser criticada por alguns autores que perceberam que mesmo dentro de um setor oligopolizado existe uma hierarquização das taxas de lucros entre empresas pequenas e grandes (Steindl, 1986) (Possas, 1985).

Para os autores acima, as diferenças de lucratividade estão mais relacionadas às diferenças de participação de mercado de cada firma do que ao grau de concentração setorial. Nesse contexto, dentro de um setor oligopolizado, as firmas maiores beneficiam-se mais dos preços elevados do que as firmas menores. Em outros termos, os "ganhos de monopólios" não são usufruídos na mesma proporção por todas as empresas do setor (Steindl, 1986). Essa crítica terá grande impacto na condução das políticas de defesa da concorrência ao mudar o objeto de análise da indústria para a firma.

3. Aqui trataremos como modelo analítico ECD.

A principal hipótese do modelo analítico ECD é que quanto mais concentrados forem os setores industriais, maiores serão as probabilidades de formação de acordos tácitos ou formais entre as firmas o que distanciaria os preços de mercado do preço competitivo. Assim, a preocupação do modelo analítico ECD é explicar por que alguns setores industriais apresentam um grau de concentração maior do que outros.

Em linhas gerais, o modelo analítico ECD explica as diferenças existentes entre as diversas estruturas de mercado a partir das características das curvas de custos associadas às especificidades tecnológicas de cada setor. Em outros termos, seriam as diferenças em termos das escalas mínimas eficientes associadas às tecnologias que explicariam os diferentes graus de concentração (Kupfer & Hasenclever, 2002).

O paradigma ECD apresenta importantes impactos na orientação das políticas de defesa da concorrência. A hipótese de causalidade unidirecional (concentração -> lucro) funciona como um guia, de fácil aplicação, para as políticas *antitrustes*. Assim, utiliza-se a análise da estrutura de mercado como preditor do desempenho (lucratividade) da indústria. O papel dos agentes de defesa da concorrência, nesse contexto, passa a ser somente identificar os setores concentrados e atuar na promoção da competição (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005).

3.2.1 Visões Teóricas sobre a Concorrência

Duas importantes críticas feitas ao modelo analítico ECD pelos formuladores das teorias de barreiras à entrada são que as escalas mínimas eficientes (EME) poucas vezes são grandes o suficiente para explicar o grau de concentração de um setor industrial e que as tentativas de verificar a correlação positiva entre o grau de concentração e a lucratividade levam a resultados inconclusivos.

Para J. Bain (1956) e Sylos Labini (1980), o principal fator na determinação dos preços e da lucratividade em uma indústria é a facilidade ou dificuldade que as empresas estabelecidas encontram para impedir a entrada de novas firmas. Em outros termos, os lucros excepcionais seriam explicados pela existência ou não de barreiras à entrada e saída.

É importante perceber a mudança de enfoque trazida pelo modelo de barreiras à entrada. Se no modelo analítico ECD é a interação entre as empresas atuantes dentro de um setor industrial que determina a lucratividade do setor (concorrência real), no modelo de barreiras à entrada é a ameaça de entrada (concorrência potencial), ou melhor, a ameaça imposta por empresas fora do setor, que determina o desempenho das firmas.

Existem diferentes definições para o conceito de barreira à entrada. Joe S. Bain (1956) define como qualquer condição estrutural que permita a empresa já estabelecida na indústria a cobrar preços maiores que os preços competitivos sem atrair a entrada de novos capitais no longo prazo. Stigler (1968) defende que há barreiras à entrada sempre que os custos incorridos pela empresa entrante forem maiores do que os custos da empresa estabelecida quando da sua entrada. R. Gilbert (Kupfer

D. , 2002), por sua vez, identifica que há barreiras à entrada quando pode ser atribuída alguma vantagem competitiva a condição de ser a primeira a entrar (*first-mover advantages*).

Entre as diferentes fontes de barreiras à entrada, podemos classificá-las em barreiras estruturais e barreiras estratégicas. As barreiras estruturais decorrem exclusivamente da relação entre preço e custo médio de longo-prazo. As barreiras estratégicas derivam-se dos comportamentos ativos e reativos das empresas no que se refere à escolha de preço e quantidade.

As principais barreiras estruturais à entrada são: i) **vantagem absoluta de custos** para as firmas incumbentes em função de patentes, posição favorável no mercado de trabalho, posição favorável em relação ao suprimento de matérias primas ou produtos intermediários; ii) **economias de escala** em função das indivisibilidades do processo de produção (nesse caso, a demanda residual da firma entrante não permite que esta opere em escala ótima de forma que seu custo de produção será mais elevado do que o custo da empresa estabelecida); iii) **diferenciação de produtos** resultante de assimetria de preferência dos consumidores em favor das firmas incumbentes; e iv) **elevado requerimento de capital**.

No caso do mercado de combustíveis, pode-se identificar diversos tipos de barreiras à entrada que podem ser maiores ou menores dependendo do combustível em questão. No segmento de distribuição, por exemplo, as elevadas economias de escala, a fidelidade às marcas pela importância dada as questões de segurança e qualidade, e a importância da capilaridade da infraestrutura logística de movimentação dos combustíveis são fatores que criam importantes vantagens competitivas para as empresas estabelecidas.

É importante ressaltar que as economias de escala se mostram mais importantes como elementos de prevenção à entrada quando temos produto homogêneo; estrutura de custos semelhantes; escala mínima eficiente elevada em relação a demanda; e custos médios em escala sub-ótima muito superiores ao custo mínimo médio (elevada inclinação da curva de custo) (Bain, 1956). Tais condições estão presentes em diversos mercados de combustíveis.

No caso da fidelidade à marca, é importante ressaltar que nos mercados de combustíveis, o custo do arrependimento de consumo é bastante elevado de forma que os consumidores são mais avessos a experimentações. A homogeneidade do produto e a importância dos atributos de segurança torna a diferenciação do produto pela marca uma importante barreira à entrada. Isso se deve ao efeito reputação. No entanto, no caso da firma entrante ser uma empresa com reputação em outros mercados, a marca deixa de ser considerada uma barreira à entrada. Em outros termos, a existência de *Spill-Over* de credibilidade reduz as vantagens da empresa estabelecida.

Outra importante fonte de barreira à entrada nos mercados de combustíveis são os elevados requerimentos de capital inicial. Isto é, em setores onde os investimentos iniciais são elevados em função das elevadas escalas mínimas eficientes, a dificuldade de financiar os investimentos mínimos necessários pode ser uma importante fonte de barreira à entrada. Isso ocorre geralmente em função das imperfeições do mercado de capitais. Esse caso é um caso especial de barreiras de custo uma

vez que a empresa entrante estaria se defrontando com custos de capital mais elevados do que a empresa estabelecida.

A partir das teorias de barreira à entrada e da ideia de concorrência potencial, desenvolveu-se uma nova teoria de concorrência em oligopólio, que buscou generalizar o modelo de concorrência pura e perfeita Neoclássico, levando em conta o papel da concorrência potencial. Este modelo ficou conhecido como a Teoria dos Mercados Contestáveis (TMC) e foi desenvolvido a partir dos trabalhos de Baumol, Panzar e Willig (Kupfer D. , 2002).

O Modelo TMC tenta demonstrar, basicamente, que quando um mercado é contestável, a atomicidade da oferta não é mais uma condição necessária à obtenção de preços competitivos. Isto é, o poder de mercado do monopolista ou do oligopólio é totalmente restringido pela concorrência potencial (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005).

A partir das hipóteses acima, o modelo analisa as condições de equilíbrio de uma indústria a partir das noções de configurações realizáveis e configurações sustentáveis. As configurações realizáveis são aquelas onde todas as firmas são lucrativas e a oferta é igual à demanda. Por outro lado, uma configuração só é sustentável se o nível de preços da indústria não atrai novas empresas.

A apreciação da contestabilidade de um mercado deve ser feita a partir da análise da existência ou não de custos irrecuperáveis (e não de custos-fixos que podem ser recuperados na saída da empresa do mercado). Um investimento num setor é irrecuperável quando a saída da firma não pode ocorrer sem uma perda de capital superior ao custo de uso do ativo. O custo irrecuperável cria uma barreira à saída que impede a entrada de firmas visando uma estratégia de "*hit and run*" (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005).

Esta teoria deu suporte analítico ao movimento de liberalização das indústrias reguladas a partir do início dos anos 1980. A ideia defendida é que a liberalização e a ameaça crível de concorrência potencial poderia resultar em preços eficientes, sem os custos e distorções provocadas pela regulação setorial. Esta abordagem recomendava uma agenda de pesquisa para avaliar a contestabilidade dos mercados regulados de forma a reduzir os esforços e gastos na regulação.

Do ponto de vista das recomendações de política econômica, este modelo mostra que não é necessário que o setor esteja numa situação concorrencial para que o preço seja igual ao custo marginal. Basta para isso que as barreiras institucionais à entrada sejam levantadas, permitindo a ação da concorrência potencial. Esta seria a melhor política econômica para promover a eficiência e o bem-estar social (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005).

No caso das indústrias de rede, os economistas reconhecem o caráter de irreversibilidade dos investimentos nas infraestruturas da rede. Neste caso, os custos de saída são importantes e, para viabilizar a concorrência, é necessário realizar uma separação destes segmentos da indústria dos outros segmentos potencialmente competitivos (produção e comercialização).

Apesar do avanço realizado pelos modelos de barreira a entrada e de mercados contestáveis, um dos principais limites do paradigma ECD não foi ultrapassado. Estes modelos apresentam um

caráter estático e se aproximam da cadeia de causalidade do modelo analítico ECD. Ou seja, o modelo mostra que determinadas estruturas (fortes barreiras à entradas e saída) se associam com determinados desempenhos (altas taxas de lucratividade). Entretanto, o modelo não explica como as barreiras à entrada e saídas podem ser construídas ou desconstruídas ao longo do tempo (Kupfer & Hasenclever, 2002).

A partir da constatação dos limites das teorias de barreiras à entrada e dos mercados contestáveis, uma densa literatura sobre concorrência em oligopólio vem se desenvolvendo, incorporando elementos de comportamento estratégico das firmas. Abre-se, assim, o espaço para uma análise dinâmica da concorrência em oligopólio. As firmas passam a ter um papel ativo na construção de barreiras à entrada através do seu comportamento. A análise se descola do curto-prazo para o longo-prazo e muda a relação de causalidade do modelo analítico ECD.

Dois conceitos são centrais nesta análise dinâmica: comprometimento estratégico e comportamento estratégico. O comprometimento estratégico está relacionado com as decisões tomadas pelas firmas com impactos no longo-prazo e dificilmente reversíveis. Por exemplo, a decisão de investir em ativos específicos constitui um comprometimento estratégico. Este comprometimento torna crível a ameaça de uma reação à entrada de um concorrente no mercado, já que é uma decisão de longo-prazo. Caso ocorra a entrada, a firma incumbente não poderá se desfazer do ativo no curto-prazo sem perdas de capital elevadas.

Existem dois tipos de custos irrecuperáveis: os endógenos e os exógenos. Os custos irrecuperáveis endógenos são os investimentos que ocorrem durante o processo de concorrência. Por exemplo, investimentos em P&D, em capacitação de mão-de-obra e em publicidade para fixação da marca. Já os custos irrecuperáveis exógenos são investimentos que acontecem de uma só vez. Por exemplo, investimento numa nova planta de produção com elevadas especificidades de ativos (Almeida & Losekann, 2002).

O comportamento estratégico, por sua vez, pode ser entendido como uma decisão que afeta o comportamento dos concorrentes de uma maneira favorável à empresa. Trata-se de uma decisão que modifica as expectativas do outro sobre a maneira que a firma vai se comportar. Milgrom e Roberts (1982) centraram sua análise neste tipo de comportamento, onde as firmas estabelecidas buscam construir uma "reputação" associada à uma eventual retaliação caso haja entrada, através do aproveitamento da assimetria de informações em relação à firma potencial entrante. Sabendo que a nova firma não conhece seus custos, a empresa estabelecida buscará fixar um preço estratégico, que envie um sinal desestimulante à entrante. Este sinal é que o custo de produção da firma estabelecida é menor do que realmente é.

A vantagem da teoria de barreiras estratégicas à entrada frente aos outros modelos de concorrência em oligopólio é que a estrutura da indústria passa a ser endógena ao processo de concorrência. O tamanho e efetividade das barreiras à entrada dependem das estratégias das empresas estabelecidas. A entrada de novas empresas na indústria dependerá, basicamente, da importância das barreiras estratégicas.

O caráter dinâmico desta teoria apresenta grandes vantagens quando comparada com os modelos anteriores. Entretanto, sua aplicabilidade em casos reais revela alguns limites importantes da análise. Em primeiro lugar, a capacidade de dissuasão à entrada parte do princípio de que a firma entrante tem uma função de produção similar à firma incumbente. Outro ponto é que a importância da concorrência potencial é superestimada (Kupfer & Hasenclever, 2002).

Neste ponto, cabe destacar a importância da visão schumpeteriana. Para Schumpeter (1942), a imperfeição do mercado de capitais e a existência de poder de mercado *ex-ante*, características estas de estruturas oligopolizadas, contribuem para explicar as vantagens das firmas maiores no processo de inovação ao destacar a importância dos recursos financeiros internos para os investimentos em atividades inovativas. Ademais, o autor defende que a expectativa de poder de mercado *ex-post* funciona como estímulo ao investimento em atividades de inovação.

Com base nas premissas schumpeterianas, Scherer e Ross (1990) desenvolveram um modelo de rivalidade de P&D que deixa claro a importância da estrutura de mercado sobre a inovação (Rocha, 2002). Nesse modelo, os autores mostram que nem uma estrutura concorrencial nem uma estrutura monopolista são ideais na otimização dos gastos com inovação. Segundo os autores, em um monopólio, a empresa não tem grandes estímulos para inovar uma vez que o efeito sobre seu fluxo de receita esperado é pequeno (a empresa já possui todo o mercado). No caso de um número muito grande de empresas, a diluição do lucro com a inovação a partir da imitação pode fazer com que o valor descontado do custo de inovar seja maior do que as receitas esperadas. Assim, para os autores, existe alguma estrutura de mercado intermediaria onde os estímulos a inovação são maximizados. Os autores defendem que algum poder de mercado é importante no incentivo e no financiamento das inovações.

A principal conclusão das hipóteses schumpeterianas da relação entre a estrutura de mercado e a inovação em termos de política de defesa da concorrência é que as políticas de incentivo a concorrência devem buscar compatibilizar a eficiência alocativa estática com a eficiência dinâmica relacionada ao desenvolvimento tecnológico (Kupfer & Hasenclever, 2002). Contudo, a grande dificuldade de se determinar uma estrutura de mercado ótima (grau de concentração ótimo) tanto em termos de eficiência estática quanto dinâmica é que a própria atividade de inovação afeta a estrutura de mercado. Nesse sentido, a ação dos órgãos de defesa da concorrência passa a ser de constante vigilância do poder de mercado e das estruturas setoriais.

A hipótese de homogeneidade do produto é essencial nos modelos de competição perfeita neoclássicos. Isso é, em situações em que os produtos são reconhecidos pelos consumidores como idênticos, a única forma de competição possível é via preços. Nesses casos, na ausência de falhas de mercado (economia de escala, assimetria de informação, externalidades e bens públicos) o equilíbrio entre demanda e oferta ocorrerá no ponto onde o preço é igual ao custo marginal (equilíbrio socialmente eficiente).

Na prática, contudo, as empresas não competem somente via preço. A diferenciação de produto seja através do aperfeiçoamento ou criação de novos bens de consumo (gastos como inovação)

seja através de gastos com propaganda são importantes formas de competição entre as empresas. Destaca-se ainda a possibilidade de desenvolvimento de serviços associados à venda do produto em si, como por exemplo, assistência técnica, *delivery*, etc.

Os produtos podem se diferenciar segundo diversos aspectos: localização geográfica, qualidade do produto, quantidade de informação disponível e percepção da marca. Rigorosamente, basta que os consumidores percebam os produtos e/ou marcas como diferentes (preferências subjetivas) para que haja diferenciação destes.

Em outras palavras, dentre os principais critérios de diferenciação temos as características técnicas e físicas dos produtos, o desempenho e confiabilidade, durabilidade, ergonomia e design, estética, custo de aquisição, custo de utilização, imagem e marca, formas de comercialização, serviços pós-venda, financiamento e etc. É importante notar que como a diferenciação depende de critérios subjetivos, qualquer listagem de possibilidades de diferenciação será incompleta (Almeida & Losekann, 2002).

A importância da diferenciação no processo competitivo irá depender das características do setor industrial, do produto, do perfil da demanda e dos canais de comunicação.

É importante notar que a preocupação do órgão de defesa da concorrência não deve ser efetivamente com a existência de poder de mercado, mas sim com os efeitos líquidos desse poder de mercado sobre o bem-estar social. Nesse sentido, se a existência de poder de mercado está associada a uma maior eficiência alocativa dos recursos de forma que a perda de bem-estar causada pelo aumento do preço acima do custo marginal é compensada pelo aumento do bem-estar associado aos ganhos de eficiência da concentração de mercado, então o ato de concentração não deve ser coibido.

3.3 As Políticas de Defesa da Concorrência

Os aportes conceituais destacados acima servem como base para atuação das autoridades de defesa da concorrência. As políticas e legislações de defesa da concorrência têm como objetivo limitar o exercício abusivo de poder de mercado por parte das firmas que o detêm. Isso porque se supõe que na existência de algum poder de mercado, as firmas são capazes de implementar práticas ou condutas anticompetitivas que reduzem os benefícios sociais esperados da concorrência. Isto é, em situações de elevado poder de mercado, as empresas podem adotar preços e quantidades que se afastem muito do ótimo social.

Contudo, é importante ressaltar que a competição não deve ser utilizada em si mesma como orientação das políticas de defesa da concorrência. Essa só se torna desejada quando se traduz em maiores ganhos de eficiência e bem-estar. Assim, os agentes responsáveis pelas legislações e políticas de defesa da concorrência não devem buscar a competição efetiva entre os agentes nem, tão pouco, a definição das formas de competição. Seu objetivo é, simplesmente, canalizar as forças de mercado em direção à eficiência econômica e a inovação.

Nesse contexto, a tarefa dos órgãos de defesa da concorrência deixa de ser apenas identificar setores industriais com elevado grau de concentração e condutas estratégicas que reduzam o número de empresas em uma indústria. Sua função assume uma maior complexidade que é identificar as perdas líquidas de bem-estar derivadas da existência de poder de mercado.

A concentração de mercado gera vantagens econômicas que devem ser consideradas pelos órgãos de defesa da concorrência na avaliação da perda de bem-estar econômico dos atos de concentração. A redução dos custos produtivos derivada das economias de escala e escopo, o aumento da produtividade, os maiores incentivos à inovação tecnológica (alguns autores discordam desse benefício da concentração) e a redução dos custos de transação são algumas das motivações dos atos de concentração que impactam positivamente na eficiência alocativa. Assim, supõe-se que nem todos os atos de concentração e condutas consideradas anticompetitivas sejam motivados pelo objetivo de monopolizar mercados. É importante ressaltar que a concentração é apenas uma condição necessária, mas não suficiente, para o surgimento de poder de mercado.

Partindo de uma noção mais ampla de concorrência, percebe-se que não somente a concorrência intraindústria, mas também a concorrência interindústria têm efeitos reais sobre a capacidade das firmas em praticarem preços acima do custo marginal mantendo de forma sustentável lucros extraordinários. Em outros termos, a existência de produtos e mercados substitutos (reduzido grau de diferenciação de produto) e a ameaça de entrada de outras firmas de fora da indústria podem atuar como limitador de poder de mercado das empresas, mesmo em situações de monopólio.

Nesse sentido, deve-se dar ênfase à competição potencial na determinação das políticas de defesa da concorrência e não apenas à competição real (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005). Uma condição decisiva para a avaliação de poder de mercado é o nível de barreira à entrada, como vimos na seção anterior. Condutas anticompetitivas que criem ou acentuem as barreiras à entrada devem ser, assim, controladas pelos órgãos de defesa da concorrência.

É importante notar que muitos autores associam como pontos negativos das estruturas de monopólio, os reduzidos incentivos aos ganhos de eficiência e à inovação tecnológica. Essa visão, contudo, se restringe a uma análise de curto de prazo com base no conceito de equilíbrio estático onde o poder de mercado do monopólio se sustentaria ao longo do tempo sem esforços adicionais da empresa estabelecida. Contudo, para autores como Schumpeter (1942), Steindl (1986) e Possas (1985), a concorrência é um processo dinâmico e não linear onde as situações de monopólio estão sempre sendo desafiadas pelo surgimento de inovações de produtos e processos.

Partindo dessa hipótese, Steindl (1986) e Possas (1985) identificam que as grandes empresas possuem vantagens "absolutas" de escala que favorecem maiores taxas de lucros e consequentemente maiores esforços de inovação o que favorece o seu crescimento em relação às empresas menores. Seriam esses diferenciais de eficiência (vantagens dinâmicas) da grande empresa que levariam à concentração de mercado. Em outros termos, o nível de esforço inovativo é uma causa da concentração de mercado e não, como se supõe as teorias clássicas, um fator exógeno a dinâmica de concorrência.

Nesse contexto, as firmas, mesmo em situações de monopólio, estariam constantemente inovando para manter suas vantagens competitivas dinâmicas. Nesses casos, a estrutura da indústria funciona como uma variável de ajuste entre a pressão competitiva exercida pela firma melhor posicionada (maiores taxas de lucro) e a taxa de expansão do mercado.

Partindo do exposto acima, o problema dos órgãos de defesa da concorrência pode ser redefinido a partir do trade-off existente entre a eficiência alocativa dos atos de concentração e os efeitos negativos sobre o bem-estar econômico das práticas anticompetitivas propiciadas pela existência de poder de mercado. Nesse contexto, os efeitos anticompetitivos reais ou potenciais são apenas o lado negativo desse balanço que, em princípio, poderia ter saldo positivo.

Condutas anticompetitivas são definidas como práticas comerciais e/ou contratuais cujos resultados se traduzem em prejuízo a livre concorrência resultando em um deslocamento do nível de eficiência de um mercado "perfeitamente" competitivo – seja em termos alocativos, produtivos e/ou distributivos. As condutas anticompetitivas podem ser classificadas em verticais ou horizontais. As práticas anticompetitivas verticais buscam reduzir a concorrência ao longo da cadeia produtiva. As condutas horizontais afetam a concorrência entre as empresas de um mesmo mercado.

É comum separar o conceito de condutas competitivas do conceito de ato de concentração (fusões e aquisições) que envolve a mudança de propriedade entre as empresas e a perda da autonomia decisória individual de cada uma.

3.3.1 Condutas anticompetitivas verticais

As condutas verticais são práticas de restrições impostas por ofertantes de bens e serviços de um mercado aos agentes de outro mercado correlacionado verticalmente ao mercado de origem – isto é, sobre as etapas anteriores ou posteriores na sua cadeia de produção. Nesses casos, as empresas vendedoras (compradoras) tentam impor, às firmas compradoras (vendedoras) de seus produtos ou serviços, determinadas restrições que podem afetar a livre concorrência (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005).

Os efeitos das condutas verticais podem ocorrer tanto no mercado-alvo (mercado do segmento onde são impostas as restrições), quanto no mercado de origem (mercado da atividade original da empresa dominante). É importante salientar que para uma empresa ser capaz de impor restrições verticais, ela deve ter poder de mercado em pelo menos um dos mercados relevantes em questão.

Dentre as principais práticas anticompetitivas verticais destacam-se:

i. **Fixação de preços de revenda:** o produtor estabelece os preços – máximos, mínimos ou rígidos – a serem praticados na venda final pelos distribuidores ou revendedores de seus produtos;

ii. **Acordos de exclusividade:** duas empresas relacionadas verticalmente acordam em realizar transações de forma exclusiva. De forma geral, um produtor ou distribuidor/comercializador se compromete a comprar ou negociar com exclusividade produtos de um dado fornecedor;

iii. **Venda casada:** uma empresa vende a outra ou ao usuário final um conjunto de produtos e/ou serviços apenas de forma conjunta;

iv. **Recusa de negociação:** quando uma empresa (fornecedor/produtor ou distribuidor/comercializador) se recusa a vender ou comprar o produto de outra empresa em condições normais de mercado;

v. **Discriminação de preço:** cobrança de preços diferentes para consumidores diferentes;

vi. **Restrições territoriais e de base de cliente:** quando um fornecedor/produtor limita contratualmente a área de atuação de seus revendedores ou distribuidores, seja em termos geográficos seja em termos de características de seus clientes.

A possível existência de efeitos anticompetitivos líquidos (que não foram compensados inteiramente pelos ganhos de eficiências) advindos das práticas verticais é um dos temas polêmicos do debate sobre a condução das políticas antitruste. Tradicionalmente, muitas das práticas anticompetitivas verticais vinham sendo consideradas ilegais *per se* pelos órgãos de defesa da concorrência, em especial nos EUA (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005). Atualmente, contudo, a incorporação da análise dos ganhos de eficiências, em especial da redução dos custos de transação, tem reorientado a visão sobre os efeitos líquidos das práticas verticais. Nesse sentido, muitas instâncias judiciárias norte-americanas vêm substituindo o critério de ilegalidade *per se* das práticas verticais pela regra da razoabilidade onde a análise do balanço dos efeitos das práticas verticais (ganhos de eficiência e efeitos anticompetitivos) é feito caso a caso (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005).

Entre os efeitos anticompetitivos das práticas verticais têm-se o reforço unilateral da empresa no mercado relevante de origem; o fechamento do mercado-alvo para concorrentes efetivos ou potenciais (aumento do nível de barreiras à entrada); aumento dos custos das empresas rivais criando distorções competitivas; exploração monopolista dos serviços pós-venda e redução da competição entre marcas.

Entre os efeitos positivos de ganho de eficiência, podemos destacar a redução dos custos de transação (ver Box a seguir); economias de escala e escopo no mercado-alvo; e proteção ao desenvolvimento tecnológico no mercado de origem (menor apropriação das novas tecnologias pelas empresas concorrentes a partir das empresas distribuidoras e comercializadoras). Entre os efeitos de ganho de eficiência, a redução dos custos de transação tem sido o principal fator para revisão das políticas antitruste.

Teoria do Custo de Transação

Desenvolvida por Oliver Williamson, a partir do trabalho seminal (Williamson, 1968), a teoria dos custos de transação parte da hipótese de que todas as transações econômicas são, em essência, relações contratuais. Assim, defende-se que as empresas se defrontam não apenas com custos produtivos e financeiros, mas também com custos relacionados ao estabelecimento formal ou informal de contratos (custos de transação). Dessa forma, as empresas em sua busca por maiores lucros, criam mecanismos contratuais e extracontratuais (governança) que ao facilitar a coordenação entre agentes reduzem os custos de transação, podendo mesmo viabilizar transações que de outra forma não aconteceriam.

Para Williamson, o processo contratual assume uma grande complexidade nos casos envolvendo especificidades de ativos. Nessas situações, o processo contratual consiste, essencialmente, em contratos de longa duração, isto é, com interação frequente e prolongada entre as partes. Uma vez que a capacidade preditiva das contingências contratuais dos agentes é limitada pela presença de incerteza (contratos incompletos), os elevados custos afundados (ativos específicos) exigem que se estabeleçam tanto salvaguardas ex-ante, que minimizem esses riscos, quanto mecanismos preventivos de governança das falhas contratuais ex-post associadas a comportamentos oportunistas diante das assimetrias de poder econômico criadas ao longo do processo.

Entre os mecanismos preventivos das falhas contratuais associadas aos comportamentos oportunistas, o estabelecimento de comprometimentos mútuos, geralmente a partir de investimentos com custos irrecuperáveis, permite que, ao aumentar o custo de oportunidade de saída do contrato, se reduza os custos de transação aumentando a eficiência econômica alocativa. Assim, quanto maior o grau de especificidade dos ativos envolvidos, maiores serão os ganhos de eficiência associados aos mecanismos cooperativos de adaptação.

A teoria dos custos de transação mostra que os ganhos de eficiência em uma economia de mercado não derivam somente de inovações tecnológicas, produtivas e organizacionais, mas também de novos arranjos contratuais (estruturas de governança) que busquem uma maior eficiência na gestão da coordenação das partes envolvidas em transações contratuais duradouras. Nesse contexto, a adoção de cláusulas/práticas restritivas não deve ser analisada somente pelo seu efeito sobre a concorrência, mas também com base nos efeitos sobre a eficiência econômica. É essa observação dos efeitos líquidos das práticas anticompetitivas que justificam a utilização do princípio da razoabilidade pelos órgãos de defesa do consumidor.

(Williamson, 1968)

3.3.2 Condutas Anticompetitivas Horizontais

As práticas anticompetitivas horizontais objetivam eliminar ou reduzir a concorrência aumentando (individualmente ou de forma conjunta) a participação de mercado da empresa ou grupo de empresas. Em outros termos, as práticas horizontais visam à formação de estruturas de monopólio (individual ou conjunto) a partir da adoção de restrições anticompetitivas aos seus concorrentes reais ou potenciais. Diferente das condutas anticompetitivas verticais que se direcionam basicamente às relações entre agentes a montante ou jusante na cadeia produtiva, as práticas horizontais estão relacionadas às restrições impostas às empresas de um mesmo mercado final. Entre as principais práticas anticompetitivas horizontais reconhecidas pela literatura de defesa da concorrência têm-se a prática de preços predatórios e o estabelecimento de acordos entre concorrentes.

É importante salientar que a política antitruste não deve ser contrária à existência de monopólios per se, mas sim das práticas de monopolização. Em outros termos, os monopólios sustentados por um diferencial de eficiência da empresa dominante não devem ser "perseguidos". O que deve ser evitado são práticas anticompetitivas de preço predatório e acordos entre empresas.

A análise das práticas de preço predatório é sem dúvida um dos temas de maior controvérsia na literatura de defesa da concorrência. A dificuldade de observação e identificação desse comportamento faz com que muitos economistas defendam que sua ocorrência é muito rara se não inexistente. Por sua vez, outros autores alegam que existem inúmeros episódios bem documentados da cobrança de preços predatórios. Nesse sentido, apesar de mais de um século de debate sobre o tema, ainda não se chegou a conclusões definitivas (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005).

O conceito de preço predatório ou competição predatória está relacionado à prática deliberada de preços abaixo dos custos de produção visando eliminar concorrentes ou evitar a entrada de novas empresas para posterior cobrança de preço de monopólio. O problema do órgão de defesa da concorrência é diferenciar um preço predatório da simples competição por preços.

Quando uma firma entra em um mercado monopolizado, geralmente ela cobra um preço menor do que o de mercado alterando a curva de demanda da firma estabelecida e redefinindo o preço de equilíbrio. Contudo, a empresa estabelecida pode adotar um preço inferior aos seus custos de forma a reduzir o mercado residual da empresa entrante fazendo com que a entrada nesse mercado não seja lucrativa.

É importante notar que uma vez que o preço adotado pela empresa estabelecida não é o preço que maximiza seu lucro no curto prazo, a empresa só adotará esse preço visando lucros futuros maiores após a expulsão dos concorrentes. Assim, o que diferencia uma competição por preços da prática de preços predatórios é a fixação de preços abaixo dos custos de produção.

Além da justificativa acima, para que uma redução de preço seja considerada uma prática predatória, deve-se verificar a existência de barreiras à entrada e saída uma vez que na ausência destas, um

aumento *ex-post* do preço atrairia imediatamente novos competidores (estratégias de *"hit and run"*) eliminando a possibilidade de lucros extraordinários a partir da adoção de preços predatórios *ex-ante*.

A análise da prática de preços predatórios suscitou inúmeros estudos acerca da eficiência da ameaça de cobrança de preços abaixo do custo médio pela empresa dominante na criação de barreiras estratégicas a entrada. Assim, diversas teorias foram desenvolvidas para explicar o comportamento das empresas diante da cobrança de preços predatórios.

É importante perceber, contudo, que nem sempre a detenção estratégica a entrada é o fator de explicação da adoção de preços abaixo do custo marginal. Existem outros condicionantes associados a ganhos de eficiência de longo prazo que explicam a adoção de preços abaixo do custo marginal. Descontos em campanhas promocionais, os efeitos das curvas de aprendizado e as economias de rede (efeito clube) explicam porque nem sempre a adoção de preços abaixo do custo marginal está associada à detenção à entrada (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005). Nesses casos, o objetivo da empresa é aumentar o lucro de longo prazo através da expansão da base de clientes no curto prazo.

Uma das questões práticas mais importantes para os órgãos de defesa da concorrência diz respeito à definição do conceito de preço predatório. Se a definição usada for qualquer preço fixado abaixo do custo médio, a resposta em preço da empresa estabelecida a uma entrada agressiva pode ser sufocada restringindo a competição nesse mercado. Ao contrário, se o conceito de preço predatório for muito permissivo, então poderemos ter um reforço do poder de mercado através da adoção dessa prática.

Viscusi et al. (2005) propuseram uma definição de preço predatório em dois estágios. Para os autores, primeiramente deve-se verificar se a estrutura da indústria justifica a existência de preços predatórios. Isto é, na ausência de barreiras à entrada significativas, não há razão para se acreditar que haja espaço para a adoção de preços predatórios. O segundo passo é analisar se, dado um preço abaixo do custo médio fixado antes da expulsão dos concorrentes, a empresa tem a capacidade de recuperar seu prejuízo em um prazo relativamente curto de tempo após o ponto de expulsão dos concorrentes.

Outra conduta anticompetitiva horizontal muito comum está relacionada com os acordos estabelecidos entre empresas concorrentes. Os modelos de análise dinâmica e sequencial que utilizam o instrumental teórico da teoria dos jogos mostram que, em um cenário de infinitos períodos, a formação de acordos entre as empresas (colusão) para a divisão de lucros de monopólios pode ser a melhor estratégia.

Segundo os modelos sequenciais, a decisão de cooperar ou não irá depender da valorização dos ganhos futuros e da intensidade da retaliação aos desvios de comportamento na formação de acordos de colusão. Em outros termos, quanto maior for a penalidade à quebra do acordo (maior o período sem cooperação) menores serão os estímulos a desvios de conduta. Assim, a intensidade e credibilidade das ações de retaliação são fundamentais para a manutenção e formação de acordos de colusão.

Algumas condições facilitam a formação de acordos entre as empresas: i) incertezas quanto aos movimentos dos rivais (curva de demanda quebrada); ii) atuação em multimercados (retaliação cruzada); iii) fixação tácita de regras de ajustes de preços (regra do mark-up) evitando uma sinalização errada quanto a possíveis ajustes de custos; e iv) Liderança de preço (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005).

Nem sempre, contudo, a busca de maior poder de mercado é o fator condicionante dos acordos estabelecidos entre as empresas. Em algumas situações, as empresas podem cooperar entre si de forma temporária na busca de maior eficiência produtiva e tecnológica. Nesses casos, os benefícios em termos de eficiência podem compensar eventuais efeitos anticompetitivos derivados da coordenação entre os agentes.

Os acordos entre concorrentes podem se estabelecer sob diversas formas com diferentes efeitos anticompetitivos. Entre as principais formas de acordos têm-se (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005):

i. **Cartéis:** São acordos explícitos entre concorrentes que afeta parte substancial do mercado relevante, envolvendo o estabelecimento de preços, quotas de produção/ distribuição e divisão territorial. Em geral não há benefícios compensatórios da formação de cartéis de modo que estes são em geral considerados ilegais.

ii. **Acordos de Preço:** São acordos tácitos (informais) de preço onde as empresas seguem regras não combinadas previamente, mas que a vivência na indústria e o aprendizado estabeleceram como prática saudável à empresa. Entre os mecanismos de acordos tácitos temos: i) Liderança de preço; ii) Regras de Mark-up; e iii) Sistema de base de preço.

iii. **Acordos tecnológicos/produtivos:** São acordos que envolvem restrições a apenas parte do mercado ou esforços conjuntos temporários voltados à busca de maior eficiência produtiva e tecnológica. Nesses casos, exige-se uma avaliação cuidadosa dos efeitos compensatórios uma vez que os efeitos anticompetitivos desses tipos de acordos são menores.

iv. **Acordos de Associação de Profissionais:** Práticas que limitam injustificadamente a concorrência entre profissionais, principalmente pelo tabelamento de preços. Uma justificativa para essas práticas é que preços uniformes garantem a qualidade do serviço prestado.

No caso dos acordos formais e tácitos de preços é tradicionalmente reconhecido que, de forma geral, existem poucos benefícios relevantes em termos de ganhos de eficiência de forma que essas práticas são *per se* consideradas ilegais pelos órgãos de defesa da concorrência (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005). A ação dos órgãos de defesa da concorrência na identificação de formação de cartéis é facilitada pelo estabelecimento de canais de comunicação diretos entre as empresas participantes do acordo. Nesses casos, a simples identificação do estabelecimento de procedimentos de comunicação direta entre os agentes já é suficiente para o órgão de defesa da concorrência.

No caso dos acordos tácitos, contudo, há uma grande dificuldade dos órgãos de defesa da concorrência em identificar práticas anticompetitivas uma vez que é difícil classificar essas ações como acordos entre empresas. Vários métodos têm sido propostos para identificar práticas de colusão tácitas embora todos tenham a mesma limitação que é penalizar alguns comportamentos normais do processo competitivo como, por exemplo, a obtenção de informações sobre os preços cobrados pelas empresas rivais.

De forma geral, os órgãos de defesa da concorrência têm tentado coibir a formação de cartéis e de acordos tácitos de preço através da ameaça de penalização dessas práticas. Assim, uma vez identificada à formação desses tipos de acordos, são impostas multas sobre às empresas participantes.

Nesse contexto, as empresas estão constantemente avaliando os resultados esperados de suas ações de colusão de preço com base em suas crenças sobre a capacidade do órgão de defesa da concorrência em detectar tais práticas. Em outros termos, se o valor esperado do lucro advindo da colusão for maior do que o lucro sem colusão então vale apena entrar em um acordo de preços. Caso contrário, a melhor estratégia é a não colusão.

Em outros termos, existe um nível de penalidade que para uma determinada probabilidade de detecção dos acordos e um dado diferencial de lucratividade entre a situação de colusão e não colusão evita a formação de acordos tácitos e formais. Melhorias nos métodos e critérios de detecção de acordos entre as empresas, dessa forma, inibem a cooperação de preços entre as empresas.

No caso dos acordos tecnológicos/produtivo e dos acordos de associação de profissionais, a existência de efeitos compensatórios em termos de eficiência exige uma avaliação cuidadosa dos efeitos anticompetitivos pelos órgãos de defesa da concorrência e por isso não devem ser considerados per se ilegais.

Um caso extremo dos acordos de cooperação ocorre quando há a união entre agentes de diferentes segmentos da mesma cadeia produtiva com vista a aumentar o poder de mercado do conjunto de empresas. Essas práticas são conhecidas como atos de concentração e, em geral, correspondem situações nas quais os participantes perdem sua autonomia (fusões, aquisições, incorporações e formação de grupos).

O controle dos atos de concentração tem a finalidade de prevenir a criação ou reforço do poder de mercado das empresas envolvidas. Assim, como no caso das condutas verticais e horizontais, a grande dificuldade enfrentada pelos órgãos de defesa da concorrência nessa tarefa é que além dos efeitos anticompetitivos, também podem estar associados aos atos de concentração ganhos de eficiência decorrentes de economias de escala e escopo, de economias de racionalização e especialização, do melhor uso da capacidade produtiva, de sinergias produtivas e tecnológicas, de eficiências dinâmicas e da redução dos custos de transação.

Entre os principais atos de concentração que apresentam potencial anticompetitivos têm-se a fusão entre concorrentes reais ou potenciais para melhor aproveitamento das economias de escala; a união em joint-ventures de concorrentes potenciais para o desenvolvimento de novos produtos ou

para a eliminação de investimentos duplicados em P&D; e acordos de cooperação entre concorrentes multiprodutos visando a especialização e fornecimento de insumos em condições especiais.

Em particular, os processos de fusão aquisição (F&A) têm sido aqueles que absorvem a maior parte das atenções dos órgãos de defesa da concorrência em função de seus efeitos anticompetitivos. O processo de fusão ou aquisição de empresa é uma forma que as empresas encontram para aumentar sua participação de mercado em indústrias com reduzida dinâmica de crescimento ou em indústrias com grandes especificidades tecnológicas. Sua grande vantagem, assim, é a redução dos riscos tecnológicos e de mercado implícitos no processo de expansão. Podemos classificar os movimentos de F&A em fusões horizontais, fusões verticais e fusões conglomeradas.

De forma sumária, as principais razões que levam as empresas a se unirem são: a formação de monopólios e extração do excedente do consumidor através do livre exercício do poder de mercado; a exploração das economias de escala e escopo; a redução dos custos de transação; a existência de complementariedades produtivas, comerciais e tecnológicas; o controle de algum recurso estratégico por uma das empresas (patentes e reservas de recursos minerais); as economias monetárias; aumento do poder de barganha com fornecedores e abertura de novos canais financiamento; e redução das ineficiências gerenciais através da substituição de quadros gerenciais menos eficientes por quadros mais eficientes.

A descrição das motivações que levam ao processo de F&A deixa evidente que, assim como algumas condutas verticais e horizontais, este ato de concentração envolve tanto ganhos de eficiência quanto efeitos anticompetitivos. Em geral, o processo de fusão, principalmente horizontal, vem acompanhado de aumento no poder de mercado e, consequentemente, do deslocamento dos preços e das quantidades de equilíbrio do ponto eficiente. O distanciamento do ponto eficiente gera uma redução do bem-estar coletivo uma vez que parte da redução do excedente do consumidor não é compensada pelo aumento do excedente do produtor. Esse efeito é conhecido na literatura econômica como peso morto. Nesse sentido, se os ganhos de eficiência decorrentes do processo de F&A não forem suficientes para compensar o peso morto, o ato de concentração está acarretando uma redução do nível de bem-estar coletivo.

Ademais, é interessante notar que mesmo nos casos em que os efeitos se equilibram ou onde os ganhos de eficiência são maiores do que os efeitos anticompetitivos (peso morto), nada garante que o aumento do bem-estar coletivo será redistribuído de forma igualitária entre os agentes econômicos. De fato, em geral, os ganhos de eficiência decorrentes dos atos de concentração não são repassados para os consumidores acarretando um aumento do excedente do produtor e uma diminuição do excedente do consumidor.

Entre os tipos de fusão, aquele que mais traz preocupação para os órgãos de defesa da concorrência são as fusões verticais. Isso porque o controle de empresas fornecedoras e de empresas de distribuição por um agente impõe, geralmente, custos adicionais para os seus competidores seja pela redução dos custos produtivos e de transação que o processo de integração vertical oferece,

seja pelo aumento dos custos para os competidores fruto da prática de subsídios cruzados e da recusa de comercialização.

Os efeitos negativos da fusão vertical estão associados a existência de poder de mercado pré-fusão em um dos segmentos integrado. Deve-se dessa forma, analisar se o poder de mercado existente em um segmento pode ser estendido para os demais segmentos com o processo de fusão. Assim, uma fusão vertical só deve ser proibida se criar barreiras à entrada, se facilitar a colusão ou se aumentar a probabilidade da firma em "burlar" a regulação tarifária.

Como vimos anteriormente, algumas condutas anticompetitivas verticais podem resultar nos mesmos efeitos do que a fusão vertical, sem que necessariamente tenha ocorrido uma restruturação societária. Entre estas temos os acordos de exclusividade entre consumidores e fornecedores; a prática de venda casada; e o controle de preços de revenda. Assim, cabe ao órgão de defesa da concorrência coibir tais práticas embora não possamos classificá-las como fusões.

Entre os benefícios compensatórios advindos das fusões verticais destacam-se as economias tecnológicas; a redução dos custos de transação e redução da margem dupla. Este último benefício está associado ao fato de que quando tanto fornecedor quanto produtor possuem poder de mercado, o preço em ambos os segmentos vai ser maior que o custo marginal de forma que a perda de bem-estar acontece cumulativamente. Assim, nesses casos é melhor ter um único monopólio integrado do que diversos monopólios ao longo da cadeia.

É importante destacar que no caso do Brasil, a Lei não faz referência à necessidade de que os atos de concentração envolvam a transferência de propriedade ou qualquer forma de administração compartilhada. Assim, alguns tipos de contratos, embora não envolvam a mudança de estrutura societária, podem ser obrigados a passar pelo controle das autoridades de defesa da concorrência em função de seus efeitos potenciais na estrutura de mercado. Dessa forma, contratos de cooperação, contratos de distribuição, consórcios societários e redes de franquias são geralmente submetidos à aprovação dos órgãos de defesa da concorrência.

O reconhecimento dos ganhos de eficiência decorrentes de algumas práticas e atos considerados anticompetitivos tem contribuído para uma substituição progressiva do critério de ilegalidade "per se" pela "regra da razão" ou "da razoabilidade" na jurisprudência internacional, notadamente nos EUA. Isso se deve ao movimento de aperfeiçoamento dos métodos e conceitos teóricos utilizados na análise antitruste que reconhecem e identificam efeitos compensatórios pró-eficiência nos atos de concentração e práticas anticompetitivas (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005).

A regra da razão ou da razoabilidade impõe que cada conduta anticompetitivas ou ato de concentração seja examinado precisamente quanto ao balanço entre seus possíveis efeitos anticompetitivos e pró-eficiência, de forma a se avalie os efeitos líquidos em termos de bem-estar coletivo para só então se concluir sobre a ilegalidade ou não do ato. A rigor, a regra da razão é defendida por alguns autores como sendo o único critério que atende satisfatoriamente aos requisitos de análise econômica necessários e suficientes para qualquer julgamento na área antitruste.

É interessante notar que os critérios de "ilegalidade per se" e da razão não são, a rigor, antagônicos, mas, sim, complementares. Pode-se afirmar que o critério da razão é o critério geral por excelência já que consiste em ponderar os reais e potenciais efeitos anticompetitivos, de um ato ou conduta, com seus possíveis efeitos pró-eficiência, tendo em vista determinar seus efeitos líquidos (Viscusi, Harrington, & Vernon, 2005). Por sua vez, o critério per se, a rigor, não elimina a análise de efeitos compensatórios, ele apenas a considera desnecessária em face à evidência teórica, estatística e jurisprudencial de que determinadas condutas ou atos (como cartel e acordos tácitos de preços) não geram normalmente benefícios relevantes de forma que sua condenação "per se" não irá acarretar injustiça, acarretando, por sua vez, substanciais economias de meios materiais.

3.3.3 A Importância dos Órgãos de Regulação no Apoio as Políticas de Defesa da Concorrência

Em geral, as políticas antitrustes são voltadas para setores oligopolizados, mas onde as forças de mercado mostram-se, potencialmente, atuantes. Dessa forma, o principal objetivo dos órgãos de defesa da concorrência é evitar que condutas anticompetitivas reduzam a concorrência, real ou potencial. Por outro lado, a regulação econômica, **tradicionalmente**, destinou sua atenção para aqueles setores que, em função das suas estruturas de custos, apresentam características de monopólio natural[4].

Nesse contexto, não faz sentido atuar no sentido contrário a concentração de mercado. Ao contrário, são setores onde o monopólio costuma ser institucionalizado a partir de contratos de concessões com exclusividade geográfica. Nesses casos, cabe ao órgão regulador evitar que esse poder de mercado, naturalmente constituído, confira perdas excessivas para a sociedade. Assim, entre os espaços de atuação das agências de regulação está o controle das tarifas/preços.

Colocando de uma outra forma, os órgãos de defesa da concorrência buscam evitar ou reduzir as perdas de eficiência alocativa a partir da proteção das forças concorrenciais enquanto os órgãos de regulação buscam reduzir as perdas de eficiência a partir do controle de preços. Outro ponto importante a ser ressaltado é que, na maioria dos países, os órgãos de defesa da concorrência são reativos às provocações de terceiros. Isto é, eles se movem quando acionados por algum agente econômico que tenha identificado potenciais atos ou condutas anticompetitivas. Por outro lado, os órgãos de regulação possuem, na maioria das vezes, um perfil de atuação mais ativo na identificação de desvios do que se entende como um bom funcionamento das indústrias reguladas, embora, quase nunca possuam as ferramentas institucionais adequadas para coibir práticas e condutas anticompetitivas.

É importante destacar que com o surgimento das grandes empresas, o escopo de atuação da regulação econômica foi se expandido para muitos setores que não apresentam características de

4. São setores que as elevadas economias de escala, principalmente quando comparadas a demanda de mercado, fazem com que o ponto de eficiência alocativa ocorra quando o mercado é atendido por apenas uma empresa.

monopólio natural, mas que, em função da essencialidade de seus bens e serviços, legitimaram a intervenção direta do Estado em suas atividades.

A elevada complementariedade entre a regulação econômica setorial e as políticas de defesa da concorrência trazem dois importantes problemas: i) "overlap" regulatório; ii) vácuo regulatório[5]. No primeiro caso, os espaços de atuação das agências reguladoras se sobrepõem ao dos órgãos de defesa da concorrência, trazendo não somente gastos públicos desnecessários, como também ineficiências na execução das ações de defesa da concorrência. No segundo caso, a má delimitação dos espaços de regulação e de defesa da concorrência deixa alguns setores econômicos descobertos no que diz respeito à fiscalização de práticas e condutas competitivas.

O problema do vácuo regulatório pode ocorrer por diferentes razões. Primeiramente, pode ocorrer que no processo de separação das atividades competitivas daquelas com características de monopólio natural alguns segmentos da cadeia produtiva de uma indústria deixem de estar sobre a esfera dos órgãos de regulação sem que, contudo, entrem no radar dos órgãos de defesa da concorrência.

A segunda razão é que nem sempre a passagem de bastão é feita concomitantemente com a capacitação dos órgãos de defesa da concorrência. Esse problema é particularmente importante uma vez que os segmentos competitivos resultantes do processo de desverticalização de monopólios privados ou estatais apresentam dinâmicas competitivas complexas e bastante intrincadas herdadas do período de monopólio integrado. Ademais, a relação de dependência existente entre os segmentos competitivos e aqueles que permanecem regulados em função das suas características de monopólio natural exige avaliações bastante especificas dos atos de concentração e das condutas anticompetitivas.

O exposto acima deixa evidente que os problemas de "overlap" regulatório e vácuo regulatório começaram a ser mais frequentemente observados a partir das décadas de 1980 e 1990 com o processo de desverticalização dos monopólios integrados. A nova forma de organização das *utilities* separou os segmentos potencialmente competitivos daqueles com características de monopólio natural de forma que os benefícios da livre concorrência em termos de eficiência e preço pudessem ser atingidos nesses elos da cadeia produtiva sem os custos regulatórios advindos da regulação de estruturas verticalmente integradas.

No entanto, a desverticalização desses segmentos não foi seguida imediatamente da redução dos preços e do ganho de eficiência, como se esperava. Verificou-que que apesar do potencial competitivo, as estruturas de custos desses segmentos econômicos apresentavam elevadas economias de escala o que fez com que o monopólio verticalmente integrado desse lugar a oligopólios segmentados. Em outros termos, os mercados nesses segmentos da cadeia produtiva já surgem de forma concentrada o que limita enormemente o poder de atuação dos órgãos de defesa da concorrência, pelo menos pelas vias tradicionais.

5. Ver mais detalhes sobre estes aspectos na Parte III deste livro.

Ademais, em muitos casos, a empresa monopolista continuou controlando importante elos da cadeia produtiva, principalmente as infraestruturas de movimentação e transporte o que confere importantes vantagens competitivas para suas subsidiárias atuantes nos segmentos competitivos. Em outros termos, a manutenção da dependência em relação aos antigos monopólios deixou as novas empresas entrantes no mercado reféns das antigas estruturas monopolistas. Dessa forma, é muito comum que haja pouca ou nenhuma reação das empresas entrantes às práticas anticompetitivas adotadas pela empresa estabelecida. De fato, é frequente que as empresas entrantes estabeleçam acordos tácitos e, às vezes, até mesmo formais de divisão de mercado com a empresa estabelecida.

Diante do exposto acima, a coordenação das agências de regulação com os órgãos de defesa da concorrência torna-se essencial no processo de liberalização e introdução da competição nas indústrias tradicionalmente caracterizadas por monopólios verticalmente integrados. À regulação, cabe evitar que durante o processo de desverticalização, o poder de mercado dos monopólios naturais seja transferido para os segmentos potencialmente competitivos. Assim, a definição de regras de separação da cadeia, de cessão de capacidade de transporte e de limites sobre o capital acionário são essenciais.

Ademais, considerando o modelo reativo de atuação dos órgãos de defesa da concorrência e a reduzida disposição das empresas entrantes no mercado em se indispor com a empresa estabelecida, cabe as agências reguladoras identificarem práticas e condutas anticompetitivas e acionarem os órgãos de defesa da concorrência. O importante papel consultivo das agências reguladoras ajuda a corrigir também as deficiências em termos de capacitação dos órgãos de defesa da concorrência no monitoramento da complexa dinâmica competitiva de alguns mercados.

Fica claro que a delimitação precisa dos espaços de atuação dos órgãos de defesa da concorrência e das agências de regulação assim como o estabelecimento de acordos de cooperação entre ambos é essencial para o processo de construção de mercados competitivos em segmentos anteriormente caracterizados por monopólios verticalmente integrados. Nas seções seguintes será analisada a construção do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência e sua atuação no mercado de combustíveis.

3.4 Complementariedade entre as Ações de Regulação e as Políticas de Defesa da Concorrência

3.4.1 A Visão do CADE

O Conselho Administrativo de Defesa Econômico (CADE) foi criado, em 1962, pela Lei nº 4.137/62 como um órgão do Ministério da Justiça. Sua atribuição era de fiscalizar a gestão econômica e o regime de contabilidade das empresas. Em 1994, o órgão foi transformado em autarquia vinculada

ao Ministério da Justiça, pela Lei nº 8.884/94. A partir dessa Lei, foram definidas e divididas as atribuições do sistema nacional de defesa da concorrência entre a Secretaria de Direito Econômico (SDE), do Ministério da Justiça, a Secretaria de Acompanhamento Econômico (Seae), do Ministério da Fazenda e o CADE.

Em 2011, foi promulgada a Lei nº 12.529/11 que definiu o atual arcabouço jurídico do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC). A finalidade da Lei supracitada foi prevenir e reprimir as infrações contra a ordem econômica baseada na liberdade de iniciativa e livre concorrência. A Lei estabeleceu, dessa maneira, a forma de implementação da política de concorrência no país e as formas de repressão aos abusos do poder econômico.

Com a edição da nova Lei, em 2011, houve um redesenho institucional dos órgãos responsáveis pela matéria de defesa da concorrência no Brasil. Do ponto de vista organizacional, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) passou a ser composto (i) pela Superintendência-Geral, responsável pela investigação e análise de atos de concentração e de práticas anticompetitivas, (ii) pelo Departamento de Estudos Econômicos, responsável pela preparação de estudos e pareceres e (iii) pelo Tribunal Administrativo de Defesa Econômica, responsável pelo julgamento dos processos. Ademais, foi estabelecida que a então Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda iria ser responsável pela advocacia da concorrência em órgãos do governo e perante a sociedade.

A Superintendência-Geral do CADE (SG/CADE), cuja função é instruir os processos e investigar os casos, passou a ser composta pelo Superintendente-Geral (mandato de dois anos, podendo ser reconduzido uma vez) e por dois Superintendentes-Adjuntos (indicados pelo Superintendente-Geral). Suas atribuições encontram-se descritas no art. 13 da Lei nº 12.529/2011, dentre as quais destacamos as seguintes:

I. zelar pelo cumprimento da Lei, monitorando e acompanhando as práticas de mercado;

II. acompanhar, permanentemente, as atividades e práticas comerciais de pessoas físicas ou jurídicas que detiverem posição dominante em mercado relevante de bens ou serviços, para prevenir infrações da ordem econômica;

III. promover, em face de indícios de infração da ordem econômica, procedimento preparatório de inquérito administrativo para apuração de tais infrações;

IV. decidir pela insubsistência dos indícios, arquivando os autos do inquérito administrativo ou de seu procedimento preparatório;

V. instaurar e instruir os processos e procedimentos administrativos previstos na Lei;

VI. requerer ao Poder Judiciário mandado de busca e apreensão de objetos, papéis de qualquer natureza, assim como de livros comerciais, computadores e arquivos magnéticos de empresa ou pessoa física, no interesse de inquérito administrativo ou de processo administrativo para imposição de sanções administrativas por infrações à ordem econômica;

VII. adotar as medidas administrativas necessárias à execução e ao cumprimento das decisões do Plenário do Tribunal Administrativo de Defesa Econômica.

No que diz respeito aos atos de concentração, quando o parecer da Superintendência-Geral recomendar a aprovação sem restrições, a decisão é, em regra, terminativa. No caso de discordância da análise por parte de um ou mais Conselheiros, o(s) Conselheiro(s) pode(m) recorrer da decisão. Quando a conclusão da análise da Superintendência-Geral for no sentido de reprovar ou de impor restrições a determinadas firmas no que tange, por exemplo, à comercialização do produto em regiões específicas, à capacidade de uso de ativos compartilhados ou ao uso de marcas, o processo será julgado pelo Tribunal Administrativo de Defesa Econômica.

O órgão acima mencionado é composto por 1 (um) Presidente e 6 (seis) Conselheiros, todos com mandatos de quatro anos, vedada a recondução. Suas atribuições são:

I. Julgamento dos processos de conduta;

II. Julgamento dos atos de concentração com recomendação de restrição ou reprovação a partir do parecer da Superintendência-Geral;

III. Celebração de acordos e adoção de medidas preventivas;

IV. Elaborar e aprovar regimento interno do CADE, dispondo sobre seu funcionamento, forma das deliberações, normas de procedimento e organização de seus serviços internos; e

V. Definir, em resolução, normas complementares sobre o procedimento de consultas sobre condutas em andamento.

O CADE possui dois eixos centrais de atuação. O primeiro refere-se à função preventiva que consiste em examinar os processos de fusões, aquisições, incorporações e outros atos de concentração econômica que possam ter impacto no ambiente concorrencial do mercado relevante em questão. O controle preventivo das estruturas de mercado contempla à análise da concentração horizontal e da integração vertical de tal modo a impedir o surgimento de estruturas de mercado que tornem mais provável a ocorrência de abusos de poder de mercado por parte das empresas integrantes (Pondé, Fagundes, & Possas, 2001).

O segundo eixo de orientação está relacionado à função repressiva. Neste, o CADE analisa condutas de um ou mais agentes econômicos que possam influenciar negativamente a concorrência, em decorrência do exercício abusivo do poder de mercado. Tais condutas, observados os princípios legais, serão consideradas ilícitas se restringirem o processo concorrencial e, portanto, prejudicarem os consumidores. O controle repressivo tem por objetivo coibir práticas anticompetitivas de natureza vertical (ao longo da cadeia produtiva) ou horizontal (no mesmo mercado).

Com base na legislação vigente (Lei nº 12.529/2011), as infrações da ordem econômica são caracterizadas da seguinte forma.

"Art. 36. Constituem infração da ordem econômica, independentemente de culpa, os atos sob qualquer forma manifestados, que tenham por objeto ou possam produzir os seguintes efeitos, ainda que não sejam alcançados:

I. limitar, falsear ou de qualquer forma prejudicar a livre concorrência ou a livre iniciativa;

II. dominar mercado relevante de bens ou serviços;

III. aumentar arbitrariamente os lucros; e

IV. exercer de forma abusiva posição dominante.

§ 1º A conquista de mercado resultante de processo natural fundado na maior eficiência de agente econômico em relação a seus competidores não caracteriza o ilícito previsto no inciso II do caput deste artigo".

Ressalta-se que para configurar o ilícito de práticas anticompetitivas, é necessário obter provas diretas para comprovar a ação dos agentes econômicos envolvidos. No entanto, a abrangência legal para a atuação investigatória dos processos administrativos por parte dos órgãos de defesa da concorrência é restrita. Com base na legislação atual, a Superintendência-Geral deve requerer ao Poder Judiciário, por meio da Procuradoria Federal, mandado de busca e apreensão de objetos, papéis de qualquer natureza, assim como de livros comerciais, computadores e arquivos magnéticos de empresa ou pessoa física, no interesse do processo administrativo.

Nesse sentido, parcerias com outros órgãos e entidades públicas, como por exemplo: Polícia Federal, Ministério Público Federal, Ministérios Públicos Estaduais e PROCONs, tornam-se fundamentais para uma repressão mais eficaz aos ilícitos anticoncorrenciais. Isto porque tais entidades possuem uma capilaridade de atuação bem maior, com escritórios localizados em diversos municípios, e porque estes órgãos dispõem dos instrumentos legais necessários para se obter as provas necessárias à configuração dos ilícitos.

Nos últimos anos, por exemplo, o CADE firmou acordos de cooperação técnica com diversos Ministérios Públicos Estaduais a fim de promover uma atuação articulada na repressão às práticas de cartel e às demais infrações previstas na Lei nº 12.529/2011.

3.4.1.1 Aspectos Relevantes da Análise Antitruste

A análise de práticas anticompetitivas horizontal e vertical tem início com a definição do mercado relevante e o exame do poder de mercado de um ou mais agentes nesse espaço de concorrência. Isto porque quase todas as infrações à defesa da concorrência passam, necessariamente, pelo uso abusivo de poder de mercado. Dessa forma, a inexistência de poder de mercado por parte do(s) agente(s) inviabiliza, por si mesma, condutas anticompetitivas.

De forma bem sucinta, o mercado relevante é determinado com base em duas dimensões: a dimensão produto, onde são identificados os produtos e/ou serviços comercializados pelas firmas,

incluindo os bens substitutos; e a dimensão geográfica, onde é delimitada a área específica na qual a venda destes produtos é economicamente viável (SEAE/SDE, 2001).

De acordo com o CADE (2014), o mercado relevante da atividade de revenda de combustíveis automotivos pode ser definido da seguinte forma:

> *"O mercado relevante na dimensão do produto tem sido definido como mercado de revenda de combustíveis no varejo, visto que este serviço não possui substituto, pois sua prestação deve ser feita por postos de abastecimento devidamente autorizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A maioria dos casos analisados com essa definição diz respeito a denúncias de condutas no mercado de revenda de gasolina comum, ou tipo C, por ser este o produto mais representativo em termos de consumo. Quando há investigações de condutas específicas relativas a outros tipos combustíveis, as definições de mercado evidenciam essa diferença: "revenda de óleo diesel", "revenda de gás natural veicular (GNV), etc.*
>
> *Nas análises de Atos de Concentração, o Conselho tem adotado como dimensão geográfica do mercado relevante a área do município, quando sua população é inferior a 200 mil habitantes, e a um bairro ou grupo de bairros, em municípios com populações maiores. Embora essa tenha sido a regra predominante, em alguns casos, a definição do mercado relevante considerou outros fatores que se aplicavam às especificidades da operação ou do mercado.*
>
> *Nos casos de investigação de condutas anticompetitivas, há, ainda, outra informação que contribui para a definição geográfica mais precisa do mercado relevante: o escopo da atuação das empresas participantes da conduta ilegal. Isto é, se os postos de combustíveis participantes de um cartel atuam em determinado município, pode-se concluir que o mercado relevante é esse município; ou ainda, se uma conduta anticoncorrencial é levada a cabo por postos de uma região metropolitana, essa deverá ser a dimensão geográfica do mercado relevante a ser analisado.*
>
> *Na prática, os mercados relevantes, na sua dimensão geográfica, têm sido definidos, quando necessário, como áreas de um município (total ou parcial), ou conjunto de municípios, no caso de regiões metropolitanas".*

Em um caso bastante particular, no qual os postos de revenda de combustíveis estavam localizados em rodovias, o CADE (2014) definiu o mercado relevante, na dimensão do produto, como prestação de serviços alimentares, automotivos e de conveniência em estabelecimentos localizados às margens de rodovias. Na dimensão geográfica, a definição de mercado relevante compreendeu o trecho rodoviário, até uma extensão de 100 km, adjacentes aos estabelecimentos objetos da operação.

No que se refere ao poder de mercado, este é definido como a capacidade de uma empresa ou grupo de empresas de manter seus preços persistentemente acima dos níveis competitivos, sem com isso provocar uma redução de vendas suficientemente alta para torná-la não lucrativa. De forma geral, para examinar se uma firma (ou grupo de firmas) detém poder de mercado, os órgãos de defesa da

concorrência utilizam estimativas associadas ao cálculo da participação de mercado (*market share*) da firma (ou grupo de firmas) (Possas M. , 1996).

A prática anticompetitiva mais comum no mercado de combustíveis é a de cartel. No âmbito administrativo, empresas condenadas pela prática de cartel incorrem no pagamento de uma multa que pode variar de 1 a 30% de seu faturamento bruto no ano anterior ao início do processo administrativo que apurou a prática. Ainda, os administradores da empresa direta ou indiretamente envolvidos com o ilícito podem ser condenados a pagar multa entre 10 e 50% daquela aplicada à empresa.

Cabe enfatizar que, além de ser uma prática anticompetitiva a ser julgada no âmbito administrativo, o cartel é crime contra a ordem econômica, conforme estabelecido no artigo 4°. da Lei n° 8.137/90 [6].

No mercado de combustíveis, a maior parte das investigações do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência contra cartéis foi motivada por denúncias de existência de preços semelhantes entre os revendedores. Entretanto, esse fato, por si só, não constitui prova suficiente para caracterização de um cartel. A similaridade de preços finais pode ter origem na adoção de comportamentos paralelos, fruto da racionalidade econômica, sem a existência de um acordo expresso entre os agentes, como vimos na seção 2.

Portanto, para configurar o ilícito antitruste é necessária a existência de fatos que identifiquem o acordo entre os agentes na fixação dos preços. Podem servir como provas, por exemplo, o testemunho de reuniões entre concorrentes, atas de reuniões, registro de conversas telefônicas, e a troca de correspondência entre os agentes.

Com relação aos órgãos de classe, pode-se apontar como provas de formação de cartel as declarações prestadas pelo presidente, pelos diretores ou por qualquer outro funcionário sobre futuros aumentos de preços ou eliminação de descontos antes praticados, publicadas em jornais de ampla circulação ou em boletins informativos.

3.4.1.2 Metodologia - Filtro de Cartel

No que se refere ao mercado de combustíveis, no início dos anos 2000, a então Secretaria de Acompanhamento Econômico desenvolveu uma metodologia (Ragazzo & Silva, 2006) para analisar as denúncias sobre as condutas anticompetitivas dos postos revendedores de combustíveis, levando em consideração os preços ao consumidor final e as margens de lucro (ambos obtidos a partir das informações da Pesquisa Semanal de Preços da ANP). Essa metodologia foi a primeira tentativa de desenvolver uma ferramenta para detectar cartéis por meio de um filtro, a partir de conceitos

6. Lei n° 8.137, de 27 de dezembro de 1990. "Art. 4° Constitui crime contra a ordem econômica: I - abusar do poder econômico, dominando o mercado ou eliminando, total ou parcialmente, a concorrência mediante qualquer forma de ajuste ou acordo de empresas; II - formar acordo, convênio, ajuste ou aliança entre ofertantes, visando: a) à fixação artificial de preços ou quantidades vendidas ou produzidas; b) ao controle regionalizado do mercado por empresa ou grupo de empresas; c) ao controle, em detrimento da concorrência, de rede de distribuição ou de fornecedores. Pena - reclusão, de 2 (dois) a 5 (cinco) anos e multa."

econômicos e estatísticos, que selecionasse os municípios nos quais havia indícios de conluio no mercado de revenda de combustíveis automotivos.

De forma simplificada, tal método levava em conta três passos. O primeiro consistia em avaliar a tendência da margem de lucro da revenda em um determinado período. Considerava-se que em uma situação de cartel, a margem de lucro das empresas deveria se elevar ou, no mínimo, se manter constante. Nesse sentido, em situações em que as margens se mostravam decrescentes, o mercado era considerado competitivo.

No segundo passo, analisava-se a correlação entre a evolução das margens brutas de revenda e o coeficiente de variação que mede a convergência dos preços finais. De acordo com esse filtro, um possível cartel ocorreria quando essa correlação fosse negativa, ou seja, quando houvesse aumento das margens concomitantemente à redução da dispersão dos preços, sinalizando, dessa forma, que os agentes poderiam estar agindo em conluio.

Ao verificar tal situação, a análise seguia para o terceiro e último passo, na qual eram comparadas as evoluções das margens médias bruta de revenda dentro dos municípios e do Estado correspondente. Quando o padrão de comportamento do município em análise era distinto ao do Estado, considerava-se a existência de indícios de cartel.

3.4.1.3 Procedimentos do CADE

Ao constatar indícios de formação de cartel, por meio da metodologia descrita na seção 4.1.2, o CADE avançava na investigação dos agentes econômicos com o intuito de obter evidências e fatos, tais como inspeções, escutas telefônicas, buscas e apreensões. Ressalta-se, mais uma vez, que a obtenção de provas diretas é fundamental para configurar o ilícito.

Deve-se atentar, no entanto, que a prática de cartel é uma infração de mera conduta. Isto é, basta que seja configurado um acordo entre os agentes detentores de poder de mercado para que o CADE conclua pela existência do ilícito. De outra forma, quando há fatos que provem a ocorrência de um conluio entre os agentes, o cartel deve ser condenado, independentemente da análise econômica acerca do comportamento dos preços e das margens, bem como do exame dos efeitos nocivos no mercado em análise. Assim, na existência de provas diretas (gravações, documentos etc.), a verificação ou não de indícios econômicos deixa de ser relevante para configurar a prática anticompetitiva.

Segundo a ANP (2021), os acordos expressos partem de uma prática deliberada dos concorrentes de eliminar a competição entre eles, combinando diretamente qual deverá ser o comportamento do grupo, a partir de cartelização. É justamente esse tipo de acordo que a legislação concorrencial brasileira procura coibir.

No julgamento dos processos administrativos que tratam de práticas anticompetitivas no mercado de combustíveis automotivos, o CADE analisa as especificidades desse mercado de acordo com as premissas da figura 1 a seguir.

Figura 1 – Características do mercado de revenda de combustíveis destacadas pelo CADE em votos sobre condutas

Fatores que favorecem a coordenação entre firmas	Produtos homogêneos; Firmas homogêneas; Transparência de preços ou outros termos de venda; Histórico de controle de preços pelo governo; Presença de associações e/ou sindicatos empresariais; Demanda pulverizada
Fatores que indicam capacidade de detecção e punição de desvios	Disponibilidade de informações do mercado; Credibilidade da ameaça de retaliação

Fonte: (CADE, 2014)

3.4.1.4 Análise de Atos de Concentração

No que se refere aos processos de concentração econômica, a apreciação do CADE é feita à luz do Guia de Análise de Atos de Concentração Horizontal (CADE, 2011). De acordo com o documento supracitado, os atos de concentração horizontais resultam na sobreposição das atividades de empresas atuantes em um mesmo elo da cadeia produtiva. A análise sobre a existência ou não de sobreposição requer das partes envolvidas na operação (e seus respectivos grupos econômicos) informar todas as atividades econômicas que desempenham no Brasil, indicando os produtos e serviços vendidos da forma mais desagregada possível.

De forma sucinta, a análise contempla os seguintes passos:

I. *definição do mercado relevante;*

II. *análise do nível de concentração de modo a apontar se é possível que a nova empresa tenha condições de exercer o seu poder de mercado;*

III. *avaliação da probabilidade do uso de poder de mercado adquirido por meio de maior concentração na operação, considerando variáveis como: a possibilidade de uma entrada tempestiva, provável e suficiente; o nível de rivalidade no mercado;*

IV. *avaliação do poder de compra existente no mercado ou criado pela operação, quando for o caso de se tratar do mercado de insumo;*

V. *ponderação das eficiências econômicas.*

3.4.2 A visão da ANP

A ANP, instituída pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, é o órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis, atuando de acordo com os princípios e objetivos da Política Energética Nacional. Entre as competências da ANP estão a promoção da livre concorrência, a garantia do abastecimento nacional e a defesa dos interesses do consumidor quanto a preço, oferta e qualidade.

É importante ressaltar que não cabe à ANP regular os preços nos segmentos de distribuição e revenda de combustíveis automotivos, nem tão pouco definir as quantidades ofertadas. Isso porque desde 2002, vigora no Brasil o regime de preços livres nos segmentos de produção, importação, distribuição e revenda de combustíveis e derivados de petróleo. Dessa forma, a Agência deve atingir o objetivo de promoção da concorrência por meio da proteção do processo competitivo e do livre funcionamento dos mercados.

Na legislação vigente, o art. 10 da Lei nº 9.478/97 estabelece que "quando, no exercício de suas atribuições, a ANP tomar conhecimento de fato que possa configurar indício de infração da ordem econômica, deverá comunicá-lo imediatamente ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica e à Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça, para que estes adotem as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente".

O artigo supracitado delimita claramente os espaços de atuação dos órgãos de Defesa da Concorrência e da ANP. A aplicação de repressão às condutas anticompetitivas e de controle das estruturas de mercado é competência do CADE. Isto é, cabe à Superintendência-Geral do CADE a instauração e a instrução do Processo Administrativo e ao Tribunal Administrativo de Defesa Econômica do CADE seu julgamento, conforme mencionado anteriormente.

Ao órgão de regulação, cabe o monitoramento dos preços e a identificação de possíveis práticas anticompetitivas. Criada em 2000, a Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC) da ANP era a unidade dentro da autarquia responsável pela matéria de defesa da concorrência. A partir de 2016, a coordenação foi elevada ao status de superintendência englobando as atividades de estudos e regulação econômica sendo, dessa forma, denominada de Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica (SDR). E, mais recentemente, em 2022, passou a ser a Superintendência de Defesa da Concorrência (SDC).

No que se refere à repressão de práticas anticompetitivas, a ANP, a partir de denúncias recebidas de diversas instituições da esfera pública (Poderes Judiciário, Legislativo e Executivo; do Ministério Público Federal; dos Ministérios Públicos Estaduais; dos PROCONS e outros) assim como dos próprios órgãos do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, elabora análises e pareceres de possíveis condutas e atos anticompetitivos. Quando se identifica a existência de indícios do ponto de vista estritamente econômico, a Agência encaminha a documentação (Notas Técnicas, informações, etc) ao CADE.

Além da interação direta com os órgãos de defesa da concorrência, a ANP contribui com a proteção dos interesses da sociedade e com a defesa da ordem econômica por meio da produção e divulgação de informações na forma de notas técnicas, estudos de mercado e de preços além de outros documentos técnicos. Essa interação é de extrema valia não só para esclarecer as competências legais do regulador e dos órgãos do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, como também para fornecer informações e análises que contribuam para o encaminhamento de ações dessas instituições.

No que tange à análise de atos de concentração, a atuação da ANP consiste em emitir pareceres técnicos acerca das operações de fusão e aquisição de empresas da indústria de petróleo, gás natural e biocombustíveis submetidas à apreciação do CADE. Até a entrada em vigor da Lei nº 12.529/2011, a ANP, quando solicitada pelo CADE, avaliava o impacto dessas operações sobre os mercados regulados. Com a nova legislação de 2011, a análise dos atos de concentração passou a ser realizada previamente à efetivação da operação, requerendo maior agilidade no exame dos casos, contemplando os aspectos tanto concorrenciais, quanto regulatórios. A atuação da ANP passou, então, a ser feita de modo mais objetivo, por meio de análises de questões específicas formuladas pelo CADE, quando considerado necessário.

Nas análises efetuadas pela ANP, a definição do mercado relevante na atividade de distribuição de combustíveis é, em geral, segmentada por produto (gasolina, diesel, etanol hidratado, gás liquefeito de petróleo – GLP e gás natural veicular - GNV) e por estados da federação. Em alguns casos, entretanto, podem ser agregados dois ou mais estados em um mesmo mercado relevante, considerando a localização tanto das unidades produtoras (refinarias, petroquímicas, unidades de processamento de gás natural, usinas de etanol, etc), quanto dos portos de entrada dos produtos (nos casos em que o abastecimento por meio de importação seja representativo). Já os mercados relevantes da atividade de revenda de combustíveis são, em geral, definidos a partir da segmentação por produto, mas do ponto de vista geográfico a delimitação corresponde aos municípios em análise.

Outra importante função da Superintendência de Defesa da Concorrência é a análise dos impactos de novas normas e regulamentos sobre as questões concorrenciais. Nesse sentido, a SDC tem a função de assessorar às demais unidades da ANP a fim de contribuir para que as regulamentações propostas sejam efetivas no sentido de melhorar o ambiente concorrencial. Assim, cabe a SDC analisar o impacto concorrencial de qualquer nova norma e regulamento anteriormente às suas publicações.

3.4.2.1 Metodologia para detectar indícios de cartel

A metodologia utilizada pela ANP para detecção de indícios de cartelização no mercado de combustíveis (Pedra, Bicalho, Vilela, Baran, & Paiva, 2010) baseia-se nos dados primários de preços de revenda e de distribuição levantados semanalmente. Por meio da realização da pesquisa de

preços[7], a Agência acompanha o comportamento dos preços praticados pelas distribuidoras e revendedores de combustíveis automotivos e GLP.

As análises elaboradas consistem em observar a evolução semanal dos preços de revenda e de distribuição, considerando os seguintes indicadores: a dispersão entre os preços em um determinado mercado relevante e a margem bruta dos revendedores.

No que se refere à dispersão entre os preços de combustíveis, o índice utilizado é o coeficiente de variação[8]. Esse indicador é adequado para comparar um conjunto de valores com distribuições de probabilidade distintas[9]. Quando os coeficientes de variação assumem valores inferiores a 0,010 por mais de 24 semanas (em mercados relevantes com mais de 15 postos revendedores) há indicativos de alinhamento de preços. O limite superior estabelecido em 0,010 reflete uma pequena dispersão entre os preços, o que corresponde, em geral, que no mínimo 80% dos preços pesquisados em uma semana estiveram em um intervalo bem estreito[10].

Em mercados de pequeno porte abastecidos por, no máximo, 15 estabelecimentos, a similaridade dos preços praticados pelos revendedores de combustíveis, em geral, é uma consequência das condições específicas do mercado. Quando o número de ofertantes é reduzido, alterações nos preços efetuados por um ou mais agentes são percebidas pelos seus concorrentes, o que resulta, frequentemente, no acompanhamento das flutuações dos preços. Este comportamento, em sua forma tácita, é reflexo das condições estruturais dos mercados.

Após verificar uma pequena dispersão de preços (coeficientes de variação semanais inferiores a 0,010) em um dado mercado relevante, a análise prossegue para examinar o comportamento das margens médias brutas, calculadas a partir da diferença entre os preços médios de revenda e os preços médios de distribuição de um combustível, considerando um ou mais períodos nos quais foram constatados pequena dispersão entre os preços. O objetivo, neste ponto da análise, é identificar tanto aumentos significativos que não possam ser explicados por incrementos nos custos quanto à manutenção das margens médias em patamares elevados por um período considerável.

Quando a análise apontar para pequenas dispersões de preços em períodos nos quais a margem média bruta estiver em níveis considerados altos, conclui-se pela existência de indícios, do ponto de vista estritamente econômico, de prática de cartel.

---

7. O Levantamento Semanal de Preços de revenda e de distribuição de gasolina comum, etanol hidratado, óleo diesel, gás natural veicular e GLP, nos postos revendedores de combustíveis automotivos e de GLP, nos termos da Portaria ANP nº 202, de 15/08/2000, é realizado em torno de 500 localidades. O serviço é prestado para a ANP por empresa contratada por meio de licitação para realizar a pesquisa em âmbito nacional. A pesquisa abrange todos os estados brasileiros, mais o Distrito Federal e é planejada com base em critérios estatísticos voltados para sua significância e confiabilidade.

8. Medida de dispersão calculada pelo quociente entre o desvio-padrão e a média de uma determinada série.

9. A razão para não utilizar o desvio-padrão, que é a medida mais comum de dispersão, é porque o desvio-padrão refere-se a uma média específica, e como duas ou mais distribuições podem ter médias diferentes, a comparação entre os desvios-padrão de séries com distribuições distintas não é estatisticamente apropriada.

10. É importante destacar, que, em algumas situações, coeficientes de variação no intervalo de 0,010 a 0,020 podem refletir uma pequena dispersão de preços da maior parte dos preços pesquisados (no mínimo 80% da amostra) conjugado com alguns preços (no máximo 10% da amostra) dispersos em relação a grande maioria dos valores.

3.4.2.2 Relação entre distribuidor e revendedor

Considerando a regulação da ANP (ANP, 2000), não é permitido que as empresas de distribuição de combustíveis automotivos atuem na atividade de revenda. Porém, essas empresas exercem uma grande influência sobre os agentes revendedores. Isso fica claro na elevada parcela dos postos varejistas que estão vinculados a distribuidoras por meio de contratos de exclusividade. Isto é, as revendas atuam em instalações que exibem a marca de uma distribuidora específica.

Essa inter-relação entre agentes econômicos dos segmentos de distribuição e revenda se dá por meio de alguns fatores. Primeiramente, a distribuidora financia instalações e equipamentos e presta assessoria técnica à unidade varejista, inclusive a orientando em questões de estratégias de mercado. Uma segunda forma de interação se dá por meio dos investimentos em marketing por parte das distribuidoras com o objetivo de fidelizar clientes. Esse tipo de dispêndio afeta diretamente as vendas dos postos de combustíveis. Dessa forma, pode-se concluir que a dinâmica concorrencial existente no segmento de distribuição acaba por afetar o grau de concorrência no segmento de revenda.

Apesar da relação de cooperação existente entre os agentes dos segmentos de varejo e de distribuição, é muito comum a concorrência intramarca, isto é, entre postos que atuam exibindo a mesma marca comercial das distribuidoras. Essa competição entre postos de mesma bandeira é acentuada pelo fato dos contratos estabelecidos entre uma distribuidora e seus diversos revendedores não serem uniformes fazendo com que os custos incorridos pelos varejistas, portanto, não sejam iguais. Além disso, há outras variáveis concorrenciais (volume de vendas, promoções, localização do posto, serviços agregados, etc.) nas quais postos de uma mesma bandeira podem buscar maior eficiência e, em consequência, ganhar mercado em relação aos demais concorrentes, sejam estes da mesma bandeira, de outras bandeiras ou, mesmo, com bandeira branca.

3.5 Conclusão

Os mercados de combustíveis líquidos e gasosos no Brasil apresentam uma grande diversidade de estruturas e dinâmicas concorrenciais. Tais diferenças decorrem não somente das especificidades de cada produto como também do diferente ritmo de abertura e liberalização de cada um desses mercados. Em outros termos, a herança do monopólio estatal no refino, os diferentes níveis de maturidade das logísticas de movimentação dos produtos, os diferentes níveis de risco e incerteza e a atual estratégia de desinvestimento da Petrobras exige que as ações dos órgãos de defesa da concorrência e das agências de regulação sejam adaptadas para cada realidade setorial.

O presente texto deixou clara a importância da característica sistêmica da estrutura de defesa da concorrência de um país. A ação coordenada entre CADE, ANP, Polícia Federal, Ministérios Públicos Federal e Estaduais e Procons é essencial para uma eficiente política de defesa da competição

que preserve ao mesmo tempo os benefícios das dinâmicas competitivas e os incentivos aos investimentos ainda necessários para garantir o adequado abastecimento de combustíveis no Brasil.

O aperfeiçoamento das condições de competição e do padrão de concorrência nos mercados de combustíveis, no Brasil, parte de um desenho institucional já bem estabelecido e que não requer alterações radicais. Cabe notar que já existem instrumentos de regulação de condutas anticompetitivas que podem ser acionados exemplarmente pela ANP e CADE. Por outro lado, cabe reconhecer a presença de especificidades e barreiras estruturais à entrada nos diferentes mercados de combustíveis. Neste registro, o texto buscou deixar claro que **um dos resultados do processo competitivo no segmento de distribuição**, por exemplo, diz respeito ao papel da marca das distribuidoras, o qual contribui para consolidar a fidelidade dos consumidores e oferecer, a reboque, um instrumento de rastreabilidade para eventuais problemas identificados nas atividades de fiscalização dos reguladores.

Os diferentes níveis de desenvolvimento dos mercados tornam, nesse sentido, a tarefa de defesa da concorrência complexa exigindo uma elevada capacidade de colaboração entre os órgãos de defesa da concorrência e os órgãos de regulação, o que fica bastante evidente a partir do acordo de cooperação entre o CADE e a ANP.

Referências Bibliográficas

Almeida , E., & Losekann, L. (2002). Estratégia de Propagana e Marketing. Em D. Kupfer, & L. Hasenclever , *Economia Industrial: fundamentos teóricos e prática no Brasil* (pp. 263-273). Rio de Janeiro: Campus.

ANP. (2000). *Portaria ANP nº 116, de 05/07/2000.*

ANP. (2020). *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2020.* .

ANP. (2020). *Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos.* . Fonte: ANP.

ANP. (01 de Junho de 2021). *Agenda Regulatória 2020-2021.* Fonte: ANP: https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria.

ANP. (2021). *Defesa da Concorrência no Mercado de Combustíveis.* Fonte: ANP: Disponível em http://www.anp.gov.br/images/Precos/Precos_e_Defesa/cartilha_defesa_concorrencia.pdf.

Bain, J. (1956). *Barriers to New Competition* . Cambridge: Harvard University Press.

Bruni, P. P. Comportamento dos preços e a formação de cartéis na

etapa de revenda do mercado de gasolina brasileiro. 2005. Trabalho de Conclusão de

Curso (Graduação) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de

Janeiro, 2005. Disponível em:

<http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/component/cck/?task=download&file=monografia_a

rquivo&id=321>.

CADE. (2011). *Guia de Análise de Atos de Concnetração Horizontal.* Disponível em https://cdn.cade.gov.br/Portal/centrais-de-conteudo/publicacoes/guias-do-cade/guia-para-analise-de-atos-de-concentracao-horizontal.pdf.

CADE. (2014). *Cadernos da Cade - Varejo e Gasolina.* Fonte: CADE: http://antigo.cade.gov.br/acesso-a-informacao/publicacoes-institucionais/publicacoes-dee/Cadernos%20do%20Cade.

Comanor, W., & Wilson, T. (1967). Advertising, Market Structure and Performance. *Review of Economics and Statistics*, 423-40.

Dosi, G. (1979). *Institutional Factors and Market Mechanisms in the Inovative Process.* University of Sussex.

Kupfer , D., & Hasenclever, L. (2002). Introdução. Em D. Kupfer, & L. Hasenclever, *Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil.* Rio de Janeiro: Campus.

Kupfer, D. (2002). Barreiras Estruturais a Entrada. Em D. Kupfer, & L. Hasenclever, *Economia Industrial: fundamentos teóricos e prática no Brasil* (pp. 79-89). Rio de Janeiro: Campus.

Lodi, Carlos Felipe G. Subsídios e preços de derivados de petróleo e de álcool no Brasil.

Petro&Gas, n.45, maio 1993, p.51-56 (parte I); n.46, junho 1993, p.53-63 (parte II)

Milgrom, P., & Roberts, J. (1982). *Limit Pricing and Entry Under Incomplete Information.* Econometrica.

MME. (1993). *Portaria 362.*

Nelson, R., & Winter, S. (1982). *An Evolutionary Theory of Economic Change.* Cambridge: Harvard U. P.

Pedra, D., Bicalho, L., Vilela, O., Baran, P., & Paiva, R. (2010). *Metodologia adotada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis para a detecção de Cartéis.* Rio de Janeiro: ANP.

Pondé, J., Fagundes, J., & Possas, M. (2001). Política de Defesa da Concorrência e Práticas Restritivas Verticais. *ANPEC.*

Possas. (1985). *Estruturas de Mercado em Oligopólio* . São Paulo: Hucitec.

Possas, M. (1996). Os conceitos de mercado relevante e de poder de mercado no âmbito da defesa da concorrência. *IBRAC.*

Ragazzo, C., & Silva, R. (2006). *Aspectos econômicos e jurídicos sobre cartéis na revenda de combustíveis: uma agenda para investigações.* Brasília: SEAE.

Rocha, F. (2002). Prevenção Estratégica a Entrada. Em D. Kupfer, & L. Hasenclever, *Economia Industrial: fundamentos teóricos e pratica no Brasil* (pp. 155-168). Rio de Janeiro: Campus.

Scherer. (1970). *Industrial Market Structure and Economic Performance* . Chicago: Randy McNally.

Scherer, F., & Ross, D. (1990). *Industrial Market Structure and Economic Performance* . Boston: Houghton Mifflin.

Schumpeter, J. (1942). *Capitalismo, Socialismo e Democracia.* Zahar.

SEAE/SDE. (2001). *Portaria Conjunta SEAE/SDE nº 50/2001:Guia de Análise Econômica de Atos de Concentração* . SEAE/SDE.

Steindl. (1986). *Maturidade e Estagnação no Capitalismo Americano.* São Paulo: Nova Cultural.

Stigler, G. (1968). *The Organization of Industry* . Richard D. Irwin.

Sylos-Labini, P. (1980). *Oligopólio e Progresso Técnico* . Rio de Janeiro: Forense Universitária.

Vasconselos, S., & Vasconcelos, C. (Setembro de 2008). Análise do Comportamento Estratégico em Preços no Mercado de Gasolina Brasileiro: Modelando Volatilidade. *Revista Análise Econômica, 50.*

Viscusi, W., Harrington, J., & Vernon, J. (2005). *Economics of Regulation and Antitrust.* Cambridge: MIT press.

Williamson, O. (1968). Economies as an Antitrust Defense: the welfare tradeoffs . *American Economic Review*, 18-36.

Capítulo 4

Transição Energética e Mercados de Combustíveis: um novo padrão de concorrência?[1]

Helder Queiroz Pinto Junior

Marcelo Colomer

4.1 Introdução

O avanço das mudanças climáticas e a crescente preocupação com as questões ambientais têm colocado o conceito de transição energética no centro do debate sobre o futuro das indústrias de energia. Associado normalmente a transição para uma matriz energética limpa e sustentável, o conceito de transição energética apresenta um espectro mais amplo de mudanças associadas, quase sempre, ao nível de desenvolvimento econômico e social das nações.

A ideia de uma transição energética global em larga escala, no entanto, é difícil de ser sustentada e verificada na prática. Isso porque os fatores locais e regionais apresentam uma grande influência sobre as escolhas das diferentes sociedades sobre suas fontes energéticas. A oferta e disponibilidade local de energia, a elevada dispersão geográfica dos custos de produção, as externalidades criadas pelo uso de cada fonte energética, o desenvolvimento de novas formas de produção (desenvolvimento de novas tecnologias) e o aumento da eficiência energética são fatores determinantes na construção da matriz energética de cada país.

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada da Nota Técnica 06/2021, elaborado em fevereiro de 2021, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

As diferentes respostas aos choques de preço do petróleo de 1973 e 1979 mostram que, embora possamos identificar um destino comum nos processos de transição energética, os caminhos para se chegar lá podem ser bastante diferentes. No Brasil, por exemplo, a tradição nacional na produção de cana de açúcar, as vastas extensões de solo agricultável e as experiências anteriores no uso do bio-etanol no setor automotivo levaram o país a desenvolver um agressivo programa de produção nacional de álcool automotivo de cana de açúcar em substituição a gasolina – Proálcool.

Na França, por sua vez, ocorreu um agressivo processo de substituição energética no setor de geração elétrica. Entre 1971 e 2001, 58 reatores nucleares foram construídos em território francês. A produção de energia nuclear cresceu de 5 milhões de toneladas de óleo equivalente (Mtoe), em 1971, para 100 de Mtoe em 2008 (IEA, 2010) correspondendo a 43% do consumo de energia no país.

Atualmente, o conceito de transição energética assumiu novas condições de contorno. Ao lado da eficiência econômica e da segurança de suprimento, os níveis de emissão e o impacto sobre o meio ambiente passaram a orientar a trajetória de mudança nas matrizes energéticas nacionais. Assim, ao contrário dos processos anteriores de transição, os fatores estritamente econômicos não são mais os protagonistas. Se antes os reduzidos custos e a disponibilidade das novas fontes de energia impulsionavam sua expansão na matriz energética, hoje é a contribuição que cada novo energético traz para a redução dos níveis de emissão que direciona as mudanças na composição da demanda por energia.

Não que os fatores econômicos como custo e disponibilidade não sejam importantes. De fato, qualquer processo de transição energética para ser bem sucedido e sustentável no tempo depende da competitividade das novas fontes frente as anteriores. No entanto, o que ocorre atualmente é que a ordem de causalidade se alterou sensivelmente. Isto é, identificada a contribuição que uma fonte de energia ou tecnologia pode trazer para a redução dos níveis de emissão, busca-se torná-la competitiva através do aperfeiçoamento tecnológico, do aproveitamento das escalas de produção e de políticas públicas de incentivos. Esse processo pode ser visto, por exemplo, na difusão dos veículos elétricos (Reis, 2020).

Sendo um dos setores que mais contribui para os níveis de emissão de CO_2 e o mais resistente às mudanças tecnológicas, o setor de transporte é o calcanhar de Aquiles dos esforços nacionais em direção a matrizes energéticas mais limpas. No entanto, nos últimos anos, começamos a ver profundas mudanças nesse setor em função do desenvolvimento de novas tecnologias.

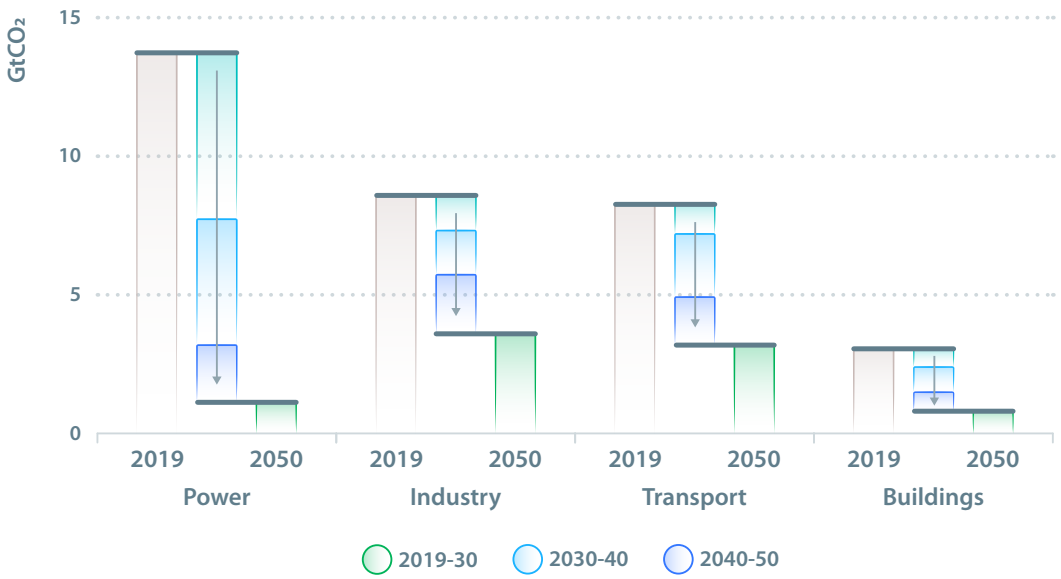
Nesse sentido, espera-se mudanças profundas na estrutura desse setor decorrentes de mudanças nos paradigmas tecnológicos. Isso trará consequências diretas para a indústria de petróleo, mais precisamente, para o mercado de combustíveis. Com base no exposto acima, surge uma importante questão. Como o setor de refino, e consequentemente, o mercado de combustíveis deve ser afetado pelas mudanças no sistema de transporte associadas a transição para uma economia descarbonizada? Nesse contexto, quais serão os impactos para a estrutura de oferta de GLP que ainda tem no setor de refino uma importante fonte de suprimento?

Para aportar alguns elementos de análise a estas questões, este Capítulo apresenta, nas seções seguintes, os traços marcantes das principais mudanças já em curso e observadas no setor de transportes (seção 2) e nos mercados de combustíveis (seção 3). A seção 4 examina, brevemente, os impactos decorrentes de tais mudanças sobre o mercado de GLP. A última seção sumariza as principais mensagens do Capítulo.

4.2 Um novo Sistema de Transportes

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2020a), em um cenário de desenvolvimento sustentável, as emissões de CO2 pelo setor de transporte irão se reduzir em 90% nos próximos 50 anos, passando de 8,1 Gt em 2019 para 1 Gt em 2070. Decorrente de profundas mudanças no modo como pessoas e cargas são transportados, a descarbonização do setor de transporte, ao lado da indústria, mostra-se como o principal desafio do processo contemporâneo de transição energética. Na figura 1 abaixo podemos comparar os níveis estimados de redução das emissões por setor econômico entre 2019 e 2050.

Figura 1 – Redução dos Níveis de Emissão por Setor Econômico no Cenário de Desenvolvimento Sustentável da IEA



Fonte: (IEA, 2020b)

Estruturado historicamente sobre o binômio "motor a combustão-combustíveis fósseis", o setor de transporte passa por transformações que dependem de um mix de novas tecnologias, muitas das quais ainda se encontram em seus estágios iniciais de desenvolvimento e comercialização (IEA,

2020a). Isto inclui motores elétricos, baterias, células de combustíveis, novos biocombustíveis, nova infraestrutura de distribuição e abastecimento (recarga) e tecnologias digitais capazes de coordenar os novos fluxos energéticos.

Acredita-se que a principal contribuição para a redução das emissões no setor de transportes nos próximos 50 anos virá da difusão dos veículos elétricos, seja no transporte de passageiro seja no transporte de carga. Nos segmentos de aviação e transporte marítimo, contudo, as barreiras tecnológicas ainda existentes dificultam mudanças mais radicais na direção a descarbonização[2]. Embora, mesmo nesses segmentos, estima-se uma redução de 75% das emissões até 2070 (IEA, 2020a).

É importante salientar que, embora sejam esperadas importantes quedas nas emissões de CO2 no segmento de transporte, a movimentação de passageiro e carga irá aumentar consideravelmente nesse período. Segundo IEA (2020a), a mobilidade per-capita nos próximos 50 anos irá dobrar enquanto o volume de passageiro e carga transportado pela aviação irá triplicar no mesmo período. Como veremos na próxima seção, a combinação dos dois efeitos acima descritos irá alterar profundamente a demanda por combustíveis.

No setor de transporte, a principal contribuição para a redução dos níveis de emissão virá do transporte rodoviário de passageiros e carga. No caso dos veículos comerciais leves, haverá uma acelerada substituição dos motores a combustão em direção, primeiramente, aos motores elétricos e, posteriormente, à tecnologia das células de combustíveis (hidrogênio).

Segundo a IEA (2020a), as grandes empresas usuárias do setor de transporte como Amazon, DHL, FedEx e UPS serão determinantes para esse processo de transição. As elevadas escalas de consumo e a capacidade de uso de novas tecnologias digitais deixam essas empresas em uma posição privilegiada na conversão de suas frotas para veículos elétricos. É por essa razão que a frota comercial de veículos elétricos deverá se desenvolver primeiro do que a de veículos de passageiros. De fato, acredita-se que os consumidores individuais irão se beneficiar das reduções dos custos das novas tecnologias decorrente da demanda em larga escala do setor comercial e da expansão das infraestruturas de recarga requeridas para atendê-lo.

Em termos tecnológicos, estima-se que o pico de demanda por veículos híbridos deva ocorrer em 2030. Isso porque com o aperfeiçoamento das baterias (aumento da densidade energética e durabilidade) os veículos dedicados (totalmente elétricos) devem, gradualmente, substituir os veículos híbridos (IEA, 2020a). O papel dos veículos híbridos na transição do segmento de transporte de passageiro e a resiliência dos veículos convencionais em alguns mercados nacionais alongam um pouco mais a vida útil dos combustíveis fósseis permitindo a adaptação de algumas empresas do setor de petróleo às novas condições de mercado.

No longo prazo, no entanto, há expectativa de que a frota de veículos leves seja majoritariamente formada por carros elétricos dedicados. Na Europa, em particular, as políticas públicas em diversos

2. Ver Reis, M. M. S., *Analysis Of Current Public Policies For Electric Vehicles Promotion In Europe*, Dissertação de Mestrado Instituto de Economia/UFRJ- ICAI/Universidade de Comillas, Madrid, 2020

países já oferecem incentivos nesta direção (Reis, 2020). Segundo a IEA (2020a), em 2070, 90% da frota de veículos de passageiro deverá ser composta por carros elétricos e 10% por veículos com células de combustível.

No caso do transporte coletivo de passageiro, a tendência atual de conversão da frota para veículos elétricos verificada em algumas cidades da Europa e da Ásia deverá ser replicada em outros centros urbanos no esforço das autoridades municipais de melhoria da qualidade do ar. Segundo a IEA (2020a), até 2070 2/3 dos ônibus urbanos irão ser elétricos e ¼ utilizarão células de combustível a hidrogênio.

Ao contrário do verificado nos segmentos de veículos leves e coletivos urbanos, no transporte de longa distância o processo de descarbonização enfrenta grandes barreiras, principalmente em função da falta de infraestrutura de recarga rápida ao longo dos principais corredores de movimentação. Nos segmentos de transporte aéreo e marítimo, as mudanças em direção a menores níveis de emissão também enfrentam obstáculos tecnológicos importantes, sendo que nesses casos, o aperfeiçoamento de novos combustíveis sintéticos a partir dos biocombustíveis tradicionais desempenhará um importante papel na descarbonização.

4.3 Um Novo Mercado de Combustíveis

As mudanças tecnológicas vislumbradas no setor de transporte como resposta aos desafios da transição energética irão ter efeitos profundos sobre a indústria de refino e os mercados de combustíveis. Como mencionado anteriormente, a indústria de petróleo se consolidou no paradigma motor a combustão/combustíveis automotivos. Assim, embora a importância de outros derivados como a nafta petroquímica e o próprio GLP na geração de receita das refinarias não deva ser negligenciada, são os combustíveis automotivos que permitiram o aproveitamento das economias de escala e os ganhos de eficiência tão importantes para a consolidação da indústria petrolífera como motor do desenvolvimento econômico do século XX.

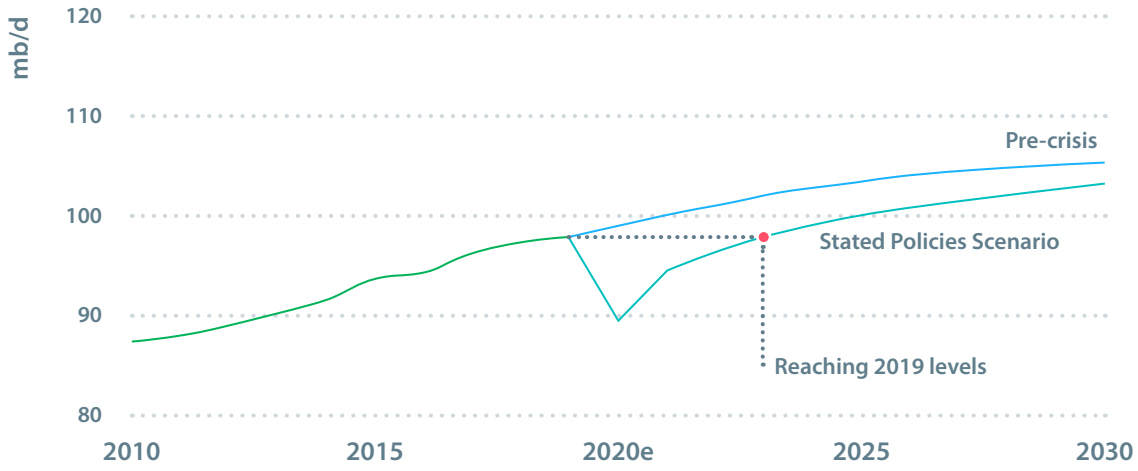
Nesse sentido, qualquer mudança nos mercados de combustíveis automotivos tem impacto significativo no modelo de organização de toda a cadeia produtiva da indústria de petróleo. A pandemia da Covid-19, por diferentes razões, somente antecipou muitos dos desafios de longo prazo enfrentados pelo setor de refino.

A redução da demanda por combustíveis descortinou o significativo excesso de capacidade de oferta existente em vários mercados. A queda dos preços e as elevadas incertezas sobre o ritmo de recuperação econômica, por sua vez, só anteciparam o ceticismo dos investidores em relação a vida útil do modelo tradicional de organização da indústria de petróleo.

De fato, a crise sanitária e econômica, sem precedente na história contemporânea recente, que se instaurou na economia mundial desde o primeiro trimestre de 2020, vem deixando marcas profundas em diversos setores econômicos em particular na indústria de petróleo. A queda

acentuada na demanda de combustíveis automotivos associada a uma expectativa de lenta recuperação econômica fez a Agência Internacional de Energia rever sua estimativa para a demanda total de petróleo em 2030 (fig. 2). Em sua revisão, a demanda de petróleo bruto em 2030 será 2 milhões de barris dia a menor do que se estimava em 2019. De fato, os níveis de consumo de 2019 só serão alcançados novamente em 2025. (IEA, 2020b)

Figura 2 – Mudança no cenário de demanda de petróleo decorrente da crise econômica de 2020



Fonte: (IEA, 2020b)

Nos mercados de combustíveis, a antecipação das projeções de queda da demanda por derivados vem impactando significativamente o setor de refino. Há alguns anos, vem se verificando uma redução na taxa de utilização do parque de refino mundial. Isso decorre tanto da adição de nova capacidade de produção no mercado asiático, em particular na China e na Índia, quanto dos níveis moderados de crescimento da demanda por derivados, principalmente no mercado Europeu. Em 2020, com a pandemia da COVID-19, a taxa de utilização das refinarias atingiu o nível mais baixo dos últimos 35 anos (IEA, 2020b).

O cenário acima descrito e as perspectivas de profundas mudanças estruturais no segmento de transporte têm levado muitas empresas do setor de petróleo a repensarem suas estratégias de investimento. Assim, estima-se que nas próximas décadas a produção mundial de derivados de petróleo irá crescer em ritmo muito mais lento do que o verificado na última década.

Mais do que a redução na produção de derivados, as mudanças estruturais ocorridas nos mercados de combustíveis deverão levar a uma profunda restruturação do refino, no plano internacional, não somente em termos patrimoniais como também em termos de produtos[3]. Isso é, a redução

3. E como será destacado em particular, nos Capítulos 5 e 11 deste livro, esta questão é especialmente importante para o Brasil, pois à restruturação do refino, no plano internacional, está em curso o processo de preparação da venda de 8 refinarias da Petrobras, e que, por conseguinte, irá igualmente promover uma forte reconfiguração patrimonial e estrutural do segmento nacional de refino.

da demanda por combustíveis automotivos irá fazer com que muitas refinarias desloquem sua produção para as matérias-primas da petroquímica.

No entanto, diferentes dos combustíveis automotivos, a oferta de matéria prima para petroquímica pode originar-se de outros setores produtivos que não o de refino, como, por exemplo, de plantas de processamento de gás natural. Assim, a redução da demanda por combustíveis automotivos não somente redimensiona o negócio de refino como também o tira de sua zona de conforto atirando-o em mercados muito mais competitivos.

Essa nova estrutura competitiva exerce enorme pressão sobre as refinarias mais antigas e menos competitivas. As respostas dadas por cada empresa irão variar de acordo com as circunstâncias específicas dos mercados onde atuam. Algumas provavelmente escolherão ou serão pressionados a fechar suas operações. Outras, por sua vez, podem escolher aproveitar suas estruturas logísticas de distribuição e produção em novos nichos de mercado. Na direção de adaptação às novas condições de mercado, dois movimentos têm sido observados nas últimas décadas (IEA, 2020b):

i. algumas refinarias vêm apostando na petroquímica, via "refino petroquímico integrado". Os primeiros investimentos em instalações integradas de refino ocorreram em 2019 e mostraram-se bastante resilientes durante a crise econômica de 2020. Foram anunciados recentemente vários investimentos em plantas que convertem petróleo bruto diretamente em produtos químicos (China, Índia e Coréia) seguindo a iniciativa da Arábia Saudita que já possui um complexo integrado de refino.

ii. a segunda opção encontrada por algumas empresas tem sido a diversificação em negócios de baixo carbono como uma forma de garantir novas fontes de receita. Várias empresas na Europa como Neste, Eni e Total, converteram algumas de suas instalações em biorrefinarias. Nos EUA, algumas refinarias, incentivadas por políticas públicas de incentivo à redução de emissões, pretendem fazer o mesmo. O Canadá também planeja adotar políticas semelhantes para apoiar a conversão de refinarias menores e afastadas da costa. A maioria dessas instalações pretende produzir óleo vegetal hidrotratado (também conhecido como "diesel renovável"), que, ao contrário do biodiesel tradicional, contorna o problema dos níveis máximos de mistura que limita a quantidade que pode ser adicionada ao diesel. Outro produto dessas plantas é a reciclagem química, especialmente a conversão de lixo plástico em matéria-prima (nafta). Alguns refinadores também estão de olho nas oportunidades de produção limpa de hidrogênio, o que lhes permitiria fazer uso de sua posição como grandes consumidores de hidrogênio e como operadoras de redes varejistas capilarizadas.

A pandemia da COVID-19 antecipou muitos dos efeitos esperados da transição energética sobre o mercado de combustíveis, mesmo que por razões diferentes. No longo prazo, acredita-se que a trajetória de mudanças não somente será mantida como também reforçada pelas mudanças

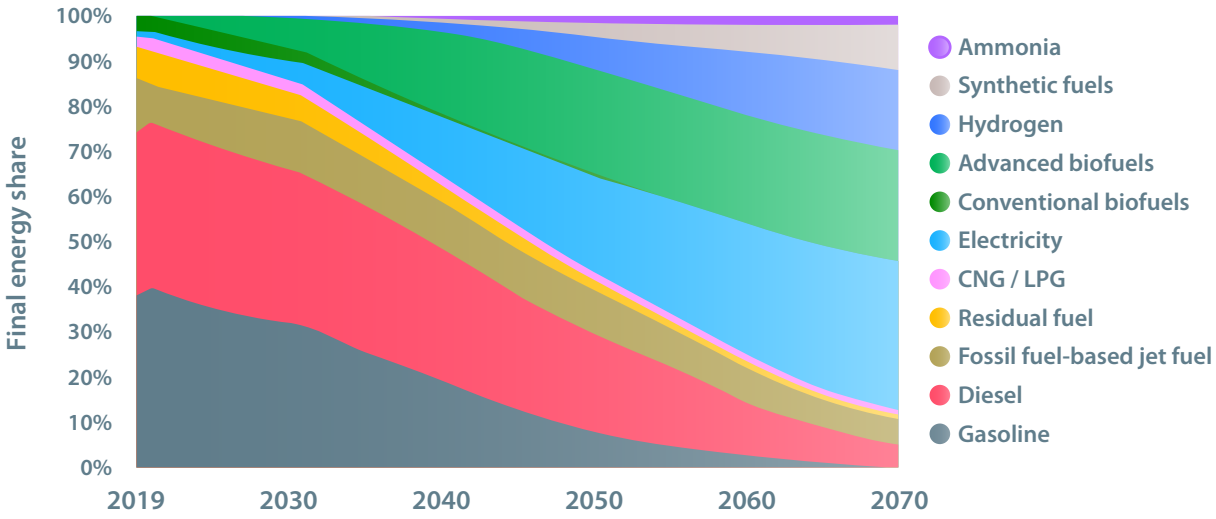
estruturais ocorridas no setor de transporte, como a maior penetração dos veículos elétricos e as mudanças nos hábitos de consumo. Diante do cenário acima, o que se verifica como resposta do mercado é uma elevação do ceticismo em relação a capacidade da indústria petrolífera em se erguer da crise de 2020.

Para a Agência Internacional de Energia (IEA, 2020b), a necessidade urgente de redução das emissões exigirá um grande esforço de adaptação dos agentes tradicionais do mercado de combustíveis. Sendo atualmente a principal fonte de energia, os combustíveis fósseis irão representar apenas 14% do consumo final de energia do segmento de transporte em 2070 (IEA, 2020a).

Em um primeiro momento, os biocombustíveis irão desempenhar um importante papel na redução dos níveis de emissão do setor de transporte. No entanto, a difusão acelerada dos veículos elétricos, a partir de 2030, e dos veículos com células de combustível (hidrogênio), a partir de 2050, irão reduzir drasticamente o espaço tanto para os biocombustíveis quanto para a remanescente oferta de combustíveis fósseis, principalmente no segmento de transporte leve.

De fato, a eletrificação do segmento de transporte irá deslocar o papel dos biocombustíveis. Assim a partir de 2030, o biodiesel e o etanol irão ser realocado para o transporte marítimo ou para a fabricação de combustíveis sintéticos de aviação (IEA, 2020a). A figura 2 abaixo evidencia as mudanças esperadas nos mercados de combustíveis decorrente da descarbonização do setor de transporte.

Figura 2 – Participação Estimada de Cada Combustível na Demanda do Setor de Transporte



Fonte: (IEA, 2020a)

Diante desse cenário de profunda mudança no setor de refino, como fica a estrutura de oferta de GLP se consideramos que, diferente dos combustíveis automotivos, a necessidade de redução das desigualdades energéticas, acentuadas com a crise econômica de 2020, irá manter a importância desse energético no consumo residencial, principalmente, dos países em desenvolvimento.

4.4 Impactos sobre o Mercado de GLP

Embora mais da metade da produção de GLP tenha origem no processamento de gás natural, as refinarias ainda desempenham um importante papel nesse mercado, principalmente por conta da sua contribuição na produção de butano. Diferente do propano, cuja principal fonte são as unidades de tratamento de gás natural (UPGNs), metade da produção de butano advém das refinarias, em particular daquelas localizadas na Índia e na China. Dentro desse contexto, qualquer mudança estrutural ocorrida no setor de refino terá impactos significativos na indústria de GLP, pelo menos no curto e médio prazo.

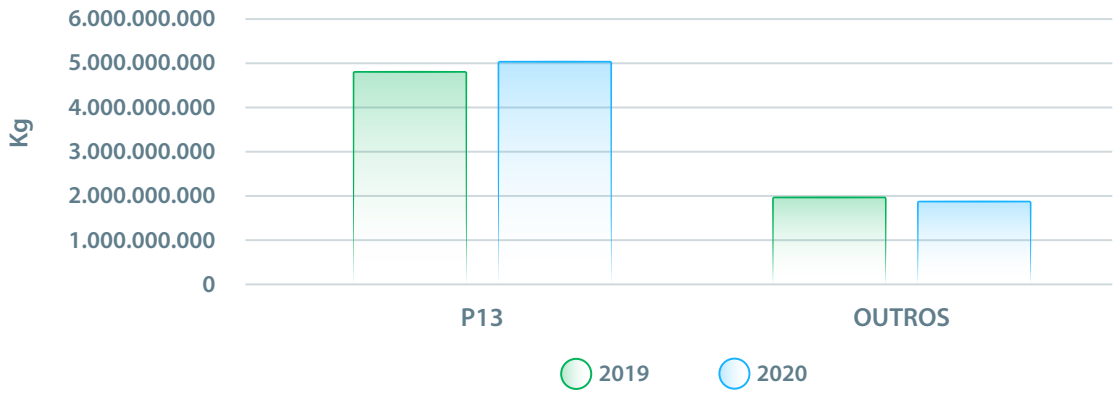
Os efeitos disruptivos de uma queda no nível de atividade do refino sobre o mercado de GLP pode ser exemplificado a partir do caso brasileiro. Em 2019, 70% do mercado de GLP eram atendidos pela produção nacional. Do total de GLP produzido internamente, cerca de 65% tiveram origem nas refinarias do país.

No primeiro semestre de 2020, com a crise econômica decorrente da pandemia da COVID-19, houve uma queda sem precedente da demanda por combustíveis automotivo, em particular da gasolina, o que forçou o setor de refino no país a reduzir seu nível de atividade. Em abril, por exemplo, houve uma queda de 25% no processamento de petróleo quando comparado a abril de 2019. A redução dos volumes de óleo processados nas refinarias do país afetou, consequentemente, o nível de produção nacional de GLP.

Por sua vez, a demanda por "botijão de cozinha", diferentemente do caso dos combustíveis automotivo, não se reduziu o que exigiu a busca por novas fontes supridoras. Dentro desse contexto, em abril, maio e junho de 2020 a Petrobras teve que ampliar suas importações de GLP para equilibrar o mercado. Comparados com o mês de março de 2020, os aumentos das importações de GLP em abril, maio e junho foram de 70%, 110% e 100% respectivamente.

A elevada liquidez do mercado internacional de GLP associada a capacidade de coordenação e de gestão da Petrobras eliminaram qualquer risco de desabastecimento e de aumento brusco de preço no Brasil. No entanto, a mudança repentina na estrutura de oferta doméstica estressou, momentaneamente, toda a logística de distribuição do país e, se não fosse pela Petrobras, a história poderia ter sido outra. O figura 3 mostra que, diferentemente dos combustíveis automotivos, não houve redução da demanda por GLP em 2020.

Figura 3 – Venda de GLP pelas Distribuidoras no Brasil

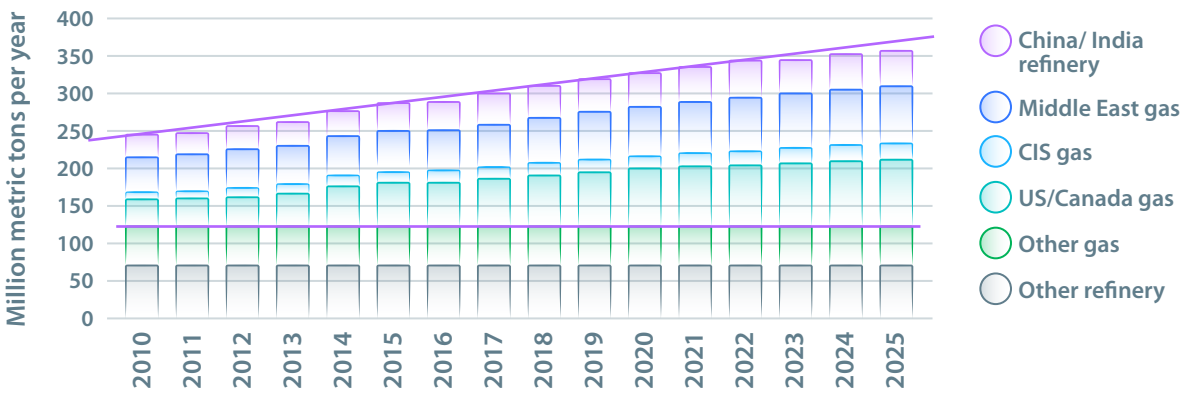


Fonte: ANP, 2020

Como vimos nas seções anteriores, o processo de transição energética irá, no médio e longo prazo, trazer uma importante mudança no modelo tradicional de organização da indústria de petróleo, em particular do setor de refino. A redução acentuada da demanda por combustíveis automotivos irá levar a uma concentração ainda maior do setor de forma que, no longo prazo, somente as refinarias mais modernas e competitivas conseguirão sobreviver no residual mercado dos "velhos derivados".

O mercado internacional de GLP já é bastante concentrado. Segundo a (IHS, 2019), a produção mundial desse combustível tem origem basicamente na Ásia (China e Índia), na América do Norte (EUA e Canadá) e no Oriente Médio. Sendo que no caso dos EUA, Canadá e do Oriente Médio, o GLP é produzido basicamente a partir do processamento de gás natural. Nesse contexto e ponderando que as refinarias mais modernas e competitivas em operação ou em construção se localizam atualmente no mercado asiático, é de se esperar que a produção de GLP, pelo menos aquela derivada do refino, concentre-se ainda mais a médio e longo prazos (fig. 4).

Figura 5 – Produção de GLP por Principais Fontes



Fonte: (IHS, 2019)

No caso da oferta de GLP originada do processamento de gás natural, espera-se que os EUA se tornem o principal exportador seguido dos tradicionais produtores do Oriente Médio (Arábia Saudita, Qatar e EAU). No entanto, os investimentos Norte-Americanos na produção de gás e petróleo não-convencional são muito sensíveis aos preços de médio e longo prazo, tanto do petróleo quanto do gás natural.

Nesse contexto, as incertezas a respeito do comportamento futuro da demanda por combustíveis fósseis podem trazer impactos significativos para os investimentos na indústria norte-americana de petróleo e gás natural não-convencional e, consequentemente, para a produção de GLP. Segundo a (IEA, 2020b), em um cenário de Desenvolvimento Sustentável, os preços do petróleo devem girar em torno de 53 dólares o barril em 2040 enquanto o do gás natural deverá ficar em 2 dólares o MBtu. Com esses preços, muitos projetos de E&P, principalmente em formações geológicas não convencionais, não se viabilizam.

As incertezas trazidas pelo processo de transição energética para a oferta da GLP não são muito diferentes daquelas associadas à demanda. Se por um lado o processo de transição energética é centrado na eletrificação e na geração distribuída de energia, o imenso contingente populacional ainda excluído do acesso a fontes modernas de energia reforçam o papel do GLP na matriz energética mundial, principalmente no setor residencial dos países pobres e em desenvolvimento.

Segundo as estimativas da Agência Internacional de Energia (IEA, 2020b), o consumo de derivados do petróleo no segmento residencial irá se reduzir consideravelmente até 230 nas economias desenvolvidas. No entanto, nos países emergentes dos continentes africano e asiático, o consumo de derivados de petróleo no segmento residencial irá apresentar um ligeiro crescimento puxado pela substituição das tradicionais e pouco eficientes fontes de energia (lenha e outras biomassas) pelo GLP.

Atualmente, cerca de 770 milhões de pessoas não têm acesso a eletricidade e 2,6 bilhões não dispõem de fontes limpas de cocção (IEA, 2020b). A pandemia da Covid-19 reforçou as desigualdades existente em todo o mundo em termos de acesso às fontes de energia modernas e salutares, especialmente nas áreas rurais e de periferia[4].

Assim, o que tem se verificado é que o recente progresso atingido em algumas regiões no sentido de expansão do acesso às fontes modernas de energia se reverteu em 2020 em função da crise econômica. Além dos impactos sobre a renda familiar, a crise econômica vem afetando drasticamente os investimentos públicos e privados na expansão do acesso das fontes de energia e na redução das desigualdades energéticas. Na África, por exemplo, a grande maioria das empresas privadas de energia descentralizada não têm com seguir seus planos de investimento sem apoio financeiro. Em muitos casos as empresas já começaram inclusive e reduzir sua força de trabalho (IEA, 2020b).

É difícil pensar como os planos de acesso universal às fontes de energia modernas e limpas pode ser alcançado até 2030 sem soluções energéticas descentralizadas. Essa questão é particularmente

4. Uma pesquisa realizada pela Universidade de Liverpool em um assentamento informal em Nairóbi mostrou que as medidas de isolamento social em 2020 afetaram a renda de 95% das famílias entrevistadas (IEA, 2020b)). Como resultado, quase 15% das famílias que usavam GLP como combustível primário para cozinhar antes da crise da Covid-19 retornaram para o consumo de querosene, e outros 13% voltaram para a lenha.

importante em países com grandes disparidades de ocupação geográfica e com reduzida infraestrutura de distribuição energética. Na Nigéria, por exemplo, o papel da energia solar fotovoltaica descentralizada (PV) e do GLP nas políticas de universalização do acesso à energia vem sendo enfatizado (IEA, 2020b).

De fato, o acesso às fontes limpas de cocção e aos demais usos do GLP requer esforços políticos ambiciosos e bem delineados. Nesse sentido, o GLP mostra-se como uma alternativa prontamente disponível e escalável para diferentes necessidades regionais. No entanto, no longo prazo e em algumas regiões, combustíveis alternativos como biogás ou bioetanol também podem ter um papel a desempenhar na modernização do uso energético das famílias de mais baixa renda.

4.5 Transição em Contexto de Incerteza

Não obstante o quadro de incertezas acima apresentado, acredita-se que o processo de transição energética acarretará importantes mudanças nos mercados de combustíveis com impactos significativos sobre o segmento de refino e, consequentemente, sobre a estrutura de oferta do GLP. Ademais, a expansão do processo de eletrificação, em particular nos países desenvolvidos, irá reduzir o mercado residencial para os combustíveis fósseis, embora nos países em desenvolvimento, a urgência de redução das desigualdades energéticas exige a adoção cada vez mais abrangente de soluções de geração distribuída. Nesses casos, as características da estrutura de distribuição do GLP mostram-se bastante aderente às necessidades de modernização das formas de cocção.

A crise econômica decorrente da Pandemia da Covid-19, no entanto, vem redefinindo o ritmo do processo de transição energética. Muitos dos avanços recentes na redução da pobreza energética e na expansão de soluções ambientalmente sustentáveis vêm regredindo. Assim, as crises sanitária e econômica acrescentaram novas variáveis de incerteza sobre o compasso das mudanças associadas ao processo de transição. De certo apenas é que os mercados de combustíveis já iniciaram um processo de transformação energética e serão, em trinta anos, bem diferentes daqueles que foram estruturados ao longo das últimas décadas.

Bibliografia

ANP. (3 de Agosto de 2017). *Anuário Estatístico*. Acesso em 03 de Agosto de 2017, disponível em ANP: http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/3819-anuario-estatistico-2017

IEA. (2020a). *Energy Technology Perspective*. Paris: IEA.

IEA. (2020b). *World Energy Outlook*. Paris: IEA.

IHS. (2019). *Global LPG: Opportunities and Challenges in an Evolving Market*. IHS

REIS, M. M. S., *Analysis Of Current Public Policies For Electric Vehicles Promotion In Europe*, Dissertação de Mestrado Instituto de Economia/UFRJ- ICAI/Universidade de Comillas, Madrid, 2020.

Capítulo 5

Mercados de Combustíveis no Brasil e Suas Diferentes Dinâmicas Competitivas[1]

Carlos Felipe Lodi

Helder Queiroz Pinto Jr.

Marcelo Colomer

5.1 Introdução

A decisão da Petrobras de reduzir sua participação no segmento do refino, na esteira de seu programa de desinvestimentos da empresa, coloca em tela uma série de questões operacionais, regulatórias e concorrenciais.

É de se esperar que o padrão de concorrência se altere progressivamente com a entrada, a médio e longo prazos, de novos agentes econômicos. Tais mudanças irão ensejar, igualmente, alterações nos segmentos à jusante do refino, gerando, assim, mudanças no grau de concentração industrial dos mercados de combustíveis nos diferentes estados da federação.

Este Capítulo ilustra a natureza das principais questões-chave que emergem de tais mudanças e que serão objeto de análise e estudos, nos próximos anos, tanto do órgão de regulação setorial (ANP), quanto da autoridade de defesa da concorrência (CADE). A ênfase aqui será dada aos mercados de combustíveis automotivos. O exame destes mercados, à luz das questões regulatórias e

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada da Capítulo 09/2021, elaborado em agosto de 2021, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

concorrenciais, se constitui numa ferramenta de análise útil para os demais mercados de derivados, notadamente o mercado de GLP.

O Capítulo está estruturada da seguinte forma. Na seção seguinte é traçado um histórico dos dispositivos legais e regulatórios que presidiram a organização industrial do segmento de downstream no Brasil, e que reservaram um papel chave para a Petrobras no que concerne à segurança do abastecimento dos combustíveis em todo território nacional. A seção 3 examina, à luz dos aportes conceituais de barreiras à entrada e verticalização/desverticalização, as condições operacionais e os agentes econômicos presentes na comercialização de combustíveis automotivos. A seção 4 apresenta um retrato destes mercados, utilizando as noções de vantagens competitivas e os indicadores de concentração industrial. A última seção sumariza as principais conclusões deste Capítulo.

5.2 Breve Histórico dos Marcos Legal, Institucional e Regulatório

A estrutura do mercado de derivados de petróleo no Brasil, em geral, e de seus segmentos, em particular, assim como as respectivas dinâmicas competitivas, vêm sendo condicionadas historicamente pela evolução da regulamentação, cujo marco inicial foi a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) em 1938 (Decreto-Lei nº 395, de 29/04/1938), com forte viés estatizante das atividades da indústria do petróleo, embora admitisse a participação da iniciativa privada através de concessões[2].

Esse movimento se intensificou alguns anos mais tarde com criação da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, por meio da Lei nº 2.004, de 3/10/1953, para ser a executora do monopólio da União sobre o petróleo que, de acordo com o artigo 1º da referida lei, abrangia as seguintes atividades: (i) a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros existentes no território nacional; (ii) a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; (iii) o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no país, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como gases raros de qualquer origem.

Portanto, as atividades mais à jusante da cadeia petrolífera como a distribuição e a revenda de combustíveis e de outros derivados de petróleo não eram objeto do monopólio estatal, embora estivessem sujeitas à regulamentação pelo CNP, responsável, nos termos da própria Lei nº 2.004/1953 (artigo 30, § 1º), pela orientação e a fiscalização do monopólio da União e pela superintendência do abastecimento nacional de petróleo bruto, de poço ou de xisto, e de seus derivados em toda a cadeia de suprimento: produção, importação, exportação, refinação, transporte, distribuição e comércio.

2. Para mais detalhes sobre o contexto político da criação do CNP, ver FGV/CPDOC (2021) disponível em https://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/AEraVargas1/anos37-45/EstadoEconomia/ConselhoPetroleo.

Do ponto de vista da organização dos mercados de derivados de petróleo, dois aspectos marcaram a gestão feita pelo CNP até a sua extinção em 1990, quando suas atribuições foram transferidas para o Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), vinculado ao Ministério da Infraestrutura (Minfra), cuja estrutura e atribuições foram definidas pelo Decreto nº 507, de 23/04/1992: (i) controle dos preços nas refinarias e das margens de distribuição e de revenda e, portanto, dos preços ao consumidor, para todos os produtos; (ii) barreiras à entrada e desverticalização das atividades não abarcadas pelo monopólio da União.

Com relação à regulamentação dos preços dos derivados de petróleo, cabe ressaltar que o modelo adotado comportava também a concessão de subsídios cruzados na fixação dos preços dos produtos nas refinarias e na definição de um frete único nacional que viabilizava a prática de preços uniformes em todo o País. Existindo a Petrobras, como executora única das atividades monopolistas da indústria do petróleo, as compensações necessárias ao funcionamento dessa política de preços recaiam sobre a empresa estatal na forma das chamadas "Contas Petróleo e Álcool"[3] . O que se verificou na prática, principalmente a partir de meados dos anos 80, é que os preços dos derivados de petróleo foram administrados visando principalmente o controle da inflação que escalava na economia brasileira.

Na esteira da liberalização da economia brasileira no início dos anos 90, o governo promoveu uma liberação parcial e gradual dos preços, estabelecendo preços máximos da revenda para o consumidor e depois os liberando e dando tratamento diferenciado em função da categoria de derivados (por exemplo: o mercado de solventes foi um dos primeiros a ter preços liberados em todos os elos da cadeia de suprimentos, enquanto que o processo levou quase uma década para chegar ao combustíveis automotivos e mais ainda ao GLP).

Em paralelo, ainda em 1990, a publicação da Portaria Minfra no. 842 de 01/11/1990 promoveu a remoção de várias barreiras à entrada à distribuição de combustíveis de forma a aumentar o número de atores econômicos e a aumentar a competitividade dos preços, o que, pouco mais adiante, se revelou uma medida precipitada na medida em que foram surgindo problemas com a garantia da qualidade dos produtos e com a sonegação fiscal. Somente no final da década de 90, a Agência Nacional do Petróleo (ANP), criada no bojo da Lei 9.478 de 6 de agosto de 1997, restabeleceu restrições de entrada à distribuição necessárias para garantir o adequado suprimento desses produtos.

No mesmo sentido de liberalização do mercado, com a edição da Portaria MME no. 362 de 3/11/1993, os postos revendedores passaram a ter a opção de não manter o vínculo contratual de exclusividade com as distribuidoras cujas bandeiras utilizavam, obrigando-se a exibir a origem dos produtos comercializados. Esse movimento institucionalizou os chamados postos "bandeira branca".

De fato, a grande transformação da indústria petrolífera brasileira se dá com a aprovação da Emenda Constitucional no. 9/1995 e a promulgação da Lei 9.478/97, na direção de se estabelecer as

3. LODI, Carlos Felipe G. **Subsídios e preços de derivados de petróleo e de álcool no Brasil**. Petro&Gas, n.45, maio 1993, p.51-56 (parte I); n.46, junho 1993, p.53-63 (parte II)

condições de um mercado livre, competitivo e eficiente economicamente, num prazo de 36 meses a partir da data da publicação da lei.

Por esses institutos, as atividades objeto de monopólio da União passaram a poder ser exercidas por outras empresas e em regime de concorrência com a Petrobras. No capítulo relativo à atividade de refino, a lei é bastante genérica, remetendo a regulamentação da mesma para dispositivos infralegais, sob a responsabilidade da ANP. No que se refere às atividades de transporte de petróleo e derivados, a lei obriga a criação de uma subsidiária de transporte pela Petrobras e prevê a implantação de um regime de livre acesso à infraestraestrura de terminais e oleodutos, deixando o detalhamento de seu *modus operandi* para a regulação infralegal.

Quanto às atividades de distribuição e revenda, consideradas como de utilidade pública, esse novo marco regulatório procura conciliar o seu exercício em um ambiente competitivo com a garantia do abastecimento.

Desde a promulgação da Lei 9.478/97, por uma série de razões que não cabe aprofundar neste momento, a Petrobras continuou praticamente como a única refinadora de petróleo operando no Brasil, desenvolvendo projetos de expansão de capacidade "*brown*" e "*greenfield*". Além disso, poucos atores investiram na infraestrutura logística, limitando-se a projetos de aumento da capacidade de tancagem para derivados de petróleo e, mais recentemente, à construção de terminais dedicados à movimentação de petróleo, cuja atividade de exploração e produção em regime competitivo se dinamizou desde a chamada flexibilização do monopólio.

Após uma sequência de liberações de preços e margens de comercialização à jusante da cadeia petrolífera, conforme já mencionado, a Portaria Interministerial no.3/1997 estabeleceu um regime transitório para os preços ex-refinaria dos denominados derivados de petróleo básicos (GLP, gasolina automotiva, óleo diesel, querosene de aviação, óleos combustíveis e nafta petroquímica), baseado em fórmulas paramétricas que visavam reproduzir os preços de fronteira (custos de oportunidade ou econômicos) desses produtos, com a eliminação dos subsídios cruzados e da uniformização de preços e com a criação de um novo componente tributário, a Contribuição de Intervenção sobre o Domínio Econômico (CIDE). Tal regime, previsto para durar por dois anos, foi estendido por igual período.

Portanto, a partir de 2001, os preços dos derivados de petróleo na porta das refinarias passaram a ser livremente determinados pelos agentes econômicos, o que, na prática, vale dizer que resultavam das decisões da Petrobras que atuava *de facto* como agente dominante, quase monopolista. De acordo com as sucessivas administrações que a empresa teve até 2016, a sua política de preços era administrada com uma visão de longo prazo com relação ao alinhamento com o mercado internacional, balanceando as suas necessidades de financiamento com os interesses dos consumidores. A partir de 2016, a empresa estatal passou a adotar, consistentemente no curtíssimo e no curto prazos, uma política de alinhamento de preços dos derivados de petróleo às cotações internacionais e às variações cambiais.

Em junho de 2019, a Petrobras anunciou um novo projeto de venda integral de 8 refinarias e respectivas infraestruturas logísticas associadas (terminais aquaviários e terrestres e dutos), representando 50% da capacidade de refino nacional, ficando a empresa com as refinarias, oleodutos e terminais existentes nos Estados de São Paulo e do Rio de Janeiro, contíguos à maior região produtora de petróleo do Brasil e cujas áreas de influência abrangem mais de a metade da demanda de derivados no País[4]. Tal projeto de desinvestimento, foi concebido sob a ótica empresarial de uma gestão ativa de portfólio, visando o pagamento da dívida financeira da empresa e o redirecionamento dos investimentos da Petrobras para o segmento de Exploração e Produção, sobretudo nas fronteiras do chamado Pré-Sal.[5]

A publicidade desse projeto foi dada após a aprovação da Resolução no.9 de 9/05/2019 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), dando diretrizes para a venda conjunta de refinarias e ativos logísticos associados, e da assinatura entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a Petrobras de um Termo de Cessação de Conduta de Prática (TCC)[6] – que estabelece inclusive um prazo máximo para a conclusão da operação.

As considerações anteriores são importantes porque, como a indústria petrolífera é uma cadeia complexa, as condições estruturais e competitivas de um elo afetam e são afetadas pela dinâmica dos elos anteriores e posteriores, dependendo do poder relativo de barganha dos respectivos atores. No caso do Brasil, há a presença de um refinador dominante a nível nacional, em processo de desinvestimento, o que não tende a alterar a concentração da oferta a nível regional.

Além disso, não há, em princípio, qualquer tipo de vedação para a participação de companhias distribuidoras na compra das refinarias que estão a venda pela Petrobras, o que pode se traduzir num movimento de integração vertical à montante.

Da mesma forma, deve-se ter em mente que, pelos mesmos motivos apontados para venda das refinarias, a Petrobras se desfez do controle acionário de sua distribuidora (BR) e recentemente anunciou a venda total das ações ainda em seu poder (37,5%)[7].

As próximas seções se dedicam a detalhar as estruturas e dinâmicas competitivas dos mercados de combustíveis automotivos (gasolina, diesel e etanol) e de GLP, com foco nas atividades de distribuição e revenda.

---

4. PETROBRAS, **Petrobras divulga teasers para venda de ativos de refino e logística no país**. 28/06/2019. Disponível em: www.petrobras.com.br/ri

5. Cabe notar que. em abril de 2018, a Petrobras veio a público para apresentar o desinvestimento parcial de quatro refinarias de petróleo, correspondendo a 40% da capacidade de refino do Brasil, juntamente com suas respectivas infraestruturas logísticas (terminais e oleodutos) de suprimento de matéria-prima e de entrega de derivados de petróleo. De acordo com a essa proposta, os ativos seriam agrupados em dois conjuntos, o primeiro deles na região Nordeste do País (refinarias RLAM-BA e RNEST-PE) e o segundo na região Sul (refinarias REPAR-PR e REFAP-RS), ficando vedada a compra de ambos os "blocos regionais" - como a própria Petrobras denominava esses grupamentos - pelo mesmo grupo econômico, mantendo a vendedora 40% das ações das empresas resultantes dessa reestruturação de seus negócios. Ver: PETROBRAS, **Petrobras divulga oportunidades de parcerias em refino e logística**. 27/04/2018. Disponível em: https://www.agenciapetrobras.com.br.

6. Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), **Termo de Compromisso de Cessação de Prática**. 11/06/2019. Versão de Acesso Público disponível em: https://sei.cade.gov.br

7. PETROBRAS, **Petrobras anuncia oferta pública de ações da Petrobras Distribuidora (BR)**. 17/06/2021. Disponível em: www.petrobras.com.br/ri

5.3 Marcos Regulatórios, Barreiras à Entrada e Desverticalização[8]

Um aspecto fundamental que distingue a estrutura dos mercados de combustíveis líquidos no Brasil com relação a outros países é a desverticalização entre as atividades de distribuição e de revenda, cuja análise competitiva não pode prescindir do entendimento das relações comerciais e contratuais entre os respectivos atores, além, obviamente, das suas estratégias mercadológicas e de investimento.

Atualmente, os marcos regulatórios desses segmentos são, respectivamente, a Resolução ANP no. 58/2014 e a Resolução ANP no. 41/2013 e suas atualizações, que consolidaram o arcabouço normativo vigente anteriormente.

A atividade de distribuição consiste na aquisição, armazenamento, mistura, transporte, comercialização e controle de qualidade de combustíveis líquidos especificados pela ANP: gasolina A (produzida pelas refinarias) ou C (resultante da mistura com etanol anidro), óleo diesel A (produzido pelas refinarias) ou C (resultante da mistura com biodiesel), óleo diesel marítimo A ou B, óleo combustível, óleo combustível marítimo, querosene iluminante, óleo combustível para turbina elétrica (OCTE), etanol combustível, biodiesel (B100) ou óleo diesel BX e outros especificados pela ANP, exceto querosene de aviação. Desde a publicação da Resolução ANP no. 777/2019, as distribuidoras podem atuar na comercialização externa, dependendo de anuência prévia da ANP.

Por sua vez, a revenda varejista de combustíveis automotivos compreende a aquisição e armazenamento a granel, a comercialização a varejo no tanque de combustíveis de veículos automotores terrestres, das embarcações marítimas, lacustres ou fluviais e o controle de qualidade desses produtos. Quando for o caso, a revenda varejista consiste também na aquisição, recebimento, compressão e comercialização de gás natural veicular – GNV, segmento que não é objeto deste trabalho.

A Resolução no. 58/2014 estabelece os limites de atuação das companhias distribuidoras, especificando, além dos produtos que podem ser transacionados, com quais atores elas estão autorizadas a se relacionar, tanto na aquisição, quanto na venda. A figura 1 mostra, de forma esquemática, os fluxos comerciais dos combustíveis líquidos.

De modo a garantir o comprometimento de longo prazo dos atores com o setor e garantir o abastecimento, o dispositivo que regulamenta a distribuição determina as condições de entrada na atividade, sendo as principais: (i) capital social mínimo; (ii) posse de bases de armazenamento com

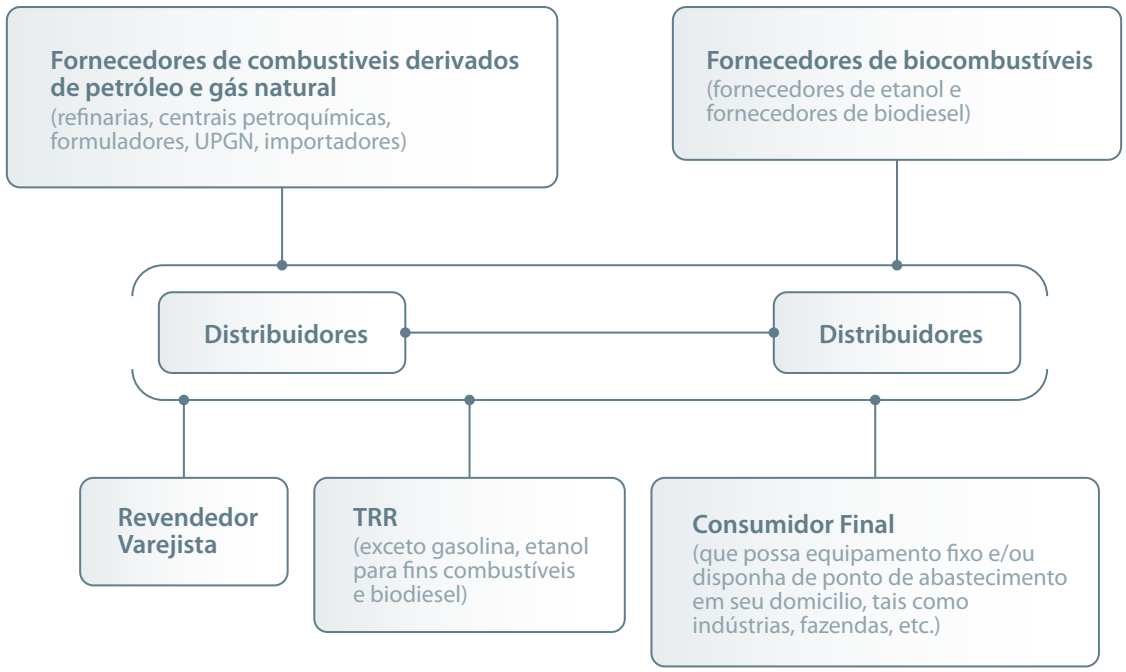
8. No âmbito do Acordo de Cooperação Técnica no. 6/2013 celebrado com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), a ANP elaborou o estudo intitulado Diagnóstico da Concorrência na Distribuição e Revenda de Combustíveis Automotivos, cuja primeira edição foi publicada em 2016 com dados referentes ao período 2009-2013, o qual foi atualizado em 2020 com dados de 2014 a 2019. A presente seção é tributária das conclusões de ambos os trabalhos. Ver: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP), **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**
Rio de Janeiro: ANP, 2016 e AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP), **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. 2ª. edição. Rio de Janeiro: ANP, 2020.

capacidade mínima; (iii) capacidade financeira mínima para dar cobertura às operações de compra e venda; (iv) apresentação dos fluxos logísticos, sujeitos à análise pela ANP.

Na atividade de revenda, as exigências definidas pela Portaria ANP no. 41/2013 se traduzem em barreiras à entrada bem menores do que aquelas para a atividade de distribuição: (i) registro expedido pela ANP, (ii) posto revendedor com tancagem para armazenamento e (iii) equipamento medidor de combustíveis automotivos. Além disso, as distribuidoras podem fazer investimentos em determinados ativos da atividade de revenda, sejam tangíveis (bombas, tanques, testadas para exibição da marca etc), quanto intangíveis (treinamento, ações promocionais etc).

Por outro lado, a regulamentação vigente veda que as distribuidoras tenham em seus quadros societários pessoas jurídicas que sejam autorizadas pela ANP à atividade de Transportador Revendedor Retalhista (TRR) ou de revendedor varejista de combustíveis automotivos. A Figura 1 esquematiza o processo de distribuição de combustíveis no Brasil.

Figura 1 – Processo de Distribuição de Combustíveis



Fonte: ANP, **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. 2º. edição. Rio de Janeiro: ANP, 2020.

Cabe destacar neste ponto que a relação vertical entre os segmentos de distribuição e de revenda se dá através da relação contratual, que, dependendo das condições pactuadas, confere mais ou menos autonomia do revendedor com relação ao distribuidor, ou, ainda, da relação comercial pontual, como no caso de postos de "bandeira branca".

É importante detalhar um pouco mais as duas categorias de postos de revenda de combustíveis automotivos que existem no mercado brasileiro. Postos "bandeirados" são aqueles que exibem a marca comercial do distribuidor e são obrigados a adquirir, armazenar e comercializar somente combustível automotivo fornecido pelo distribuidor do qual exiba a marca comercial.

Postos "bandeira branca" são os que optam por adquirir, armazenar e comercializar combustível automotivo de qualquer distribuidor autorizado pela ANP, transacionando conforme as condições de mercado, principalmente, as de preço. Neste caso, não podem exibir marca comercial de distribuidor em suas instalações nem qualquer identificação visual que possa confundir ou induzir o consumidor quanto à marca de um distribuidor; adicionalmente, os postos "bandeira branca" estão obrigados a identificar, de forma fácil e destacada em cada bomba medidora, a razão social ou nome de fantasia do fornecedor do respectivo combustível automotivo.

Como à montante da atividade de distribuição não há também verticalização, as relações contratuais e comerciais são críticas para a dinâmica competitiva no mercado de combustíveis automotivos. No que se refere à aquisição de gasolina e diesel das unidades produtoras, as distribuidoras têm duas opções, excludentes entre si, previstas na Resolução ANP no. 58/2014: (i) contrato de fornecimento negociados diretamente entre as partes e homologado pela ANP; e (ii) pedido mensal cuja quota o distribuidor solicita homologação da ANP para retirada junto ao produtor. Tanto os produtores quanto as distribuidoras devem assegurar, de forma individualizada, estoques semanais médios de gasolina A, óleo diesel A S10 e óleo diesel A S500, nos termos na Resolução ANP no. 45/2013.

As compras de etanol são feitas diretamente nas usinas sucroalcooleiras ou junto a outros fornecedores (como comercializadores etc); no caso específico do etanol anidro, a exemplo da gasolina e do diesel, vigoram dois regimes de comercialização: (i) contrato de fornecimento e (ii) compra direta, sujeita a comprovação mensal de estoque para fins de aquisição de gasolina A. O biodiesel é vendido pelas plantas produtoras por meio de leilões públicos promovidos pela ANP para as quantidades necessárias à mistura obrigatória ao óleo diesel A.

5.4 Fatores de Vantagens Competitivas e Estrutura do Mercado

Considerados os aspectos regulatórios que contribuem para moldar o mercado de combustíveis automotivos, cabe passar em revista os fatores críticos para competitividade dos distribuidores e revendedores, tendo em vista a atual posição dominante da Petrobras no refino e a desverticalização entre esse elo e os seguintes da cadeia de suprimentos. Destacamos, em particular, quatro fatores críticos a saber:

Precificação – O fato de os combustíveis automotivos serem homogêneos e especificados e de a ANP determinar sua transparência pública nos postos revendedores é, em termos de

elasticidade, parcialmente compensado pela essencialidade do seu uso; embora haja espaço para uma disputa em termos de preços, redução de custos e diferenciação da oferta de outros produtos e serviços e garantia de qualidade cumprem um papel importante na dinâmica competitiva.

Escala – A distribuição é, em sua raiz, uma atividade logística que requer investimentos em bases de armazenamento, material de transporte e estoques, sobretudo num país de grandes dimensões territoriais e de concentração das fontes suprimento (refinarias e terminais marítimos para cabotagem e importação); além disso outros investimentos também são necessários nos postos revendedores que utilizam sua bandeira visando aumentar vendas e sustentar seu posicionamento de marca.

Otimização de custos - Os custos operacionais da distribuição, principalmente com transporte, são elevados com relação à margem comercial da atividade; assim, a escala também contribui para obter melhores condições contratuais com os operadores logísticos e com os fornecedores de produtos (refinadores, como regra geral)

Diversificação de produtos e serviços nos postos de revenda – Para aumentar sua escala, as distribuidoras precisam garantir altos volumes de vendas pelos postos de revenda que compram delas. A atratividade da revenda depende de fatores como localização geográfica, volume de tráfego, elasticidade da demanda, número e característica dos concorrentes, diferenciação de produtos e serviços agregados (desde lubrificação e lavagem até lojas de conveniência e programas de fidelidade). Como consequência, contratos mais restritivos entre distribuidoras e postos "bandeirados", apesar de menos flexíveis em termos, sobretudo, de negociação de preços e transmissão mais rápida de suas flutuações, beneficiam os revendedores por meio de outras políticas comerciais e de marketing das distribuidoras que reforçam um posicionamento diferenciado da marca para clientes dispostos a pagar mais pelos combustíveis.

A tabela 1 consolida a oferta de combustíveis automotivos para o mercado brasileiro no ano de 2019. A produção doméstica de gasolina A foi majoritariamente entregue pela Petrobras (que opera 13 das 17 refinarias do País) e complementada por 3 centrais petroquímicas (operadas pela Braskem S.A.) e demais refinadores. No caso do óleo diesel A, toda a produção doméstica foi integralmente feita pelas refinarias da Petrobras. No caso dos dois derivados de petróleo, as respectivas importações líquidas representaram, respectivamente, 7% e 24% da oferta total para o mercado. No que se refere aos biocombustíveis, as ofertas das usinas sucroalcooleiras e das plantas de biodiesel garantiram a autossuficiência do Brasil.

Tabela 1 – Oferta de Combustíveis Líquidos – Brasil – 2019 (mil m³)

	Gasolina A	Etanol Anidro	Etanol hidratado	Diesel A	Biodiesel (B100)
Refinarias	23.888			40.915	
Petrobras	23.249			40.915	
Outras	639				
Centrais petroquímicas	1.218				
Outros	85				
Usinas		10.408	24.899		
Plantas					5.901
Importação	4.828		1.458	13.008	
Exportação	3.019		1.933	45	
Oferta doméstica	25.191	10.408	24.899	40.915	5.901
Oferta total	27.001	10.408	24.424	53.878	5.901

Fonte: ANP, **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**: 2020. Rio de Janeiro: ANP, 2020. Elaboração dos autores.

A visão pelo lado das vendas de combustíveis automotivos merece ser regionalizada, pelo menos pelas macrorregiões geográficas brasileiras, de modo a ressaltar algumas diferenças que se apresentam nos respectivos mercados, conforme mostra a tabela 2.

Cabe observar inicialmente que cerca de 60% das vendas de gasolina C e diesel B se concentram nas regiões Sudeste e Sul, refletindo, por certo, os padrões de renda das mesmas. Quanto ao álcool hidratado, a concentração da sua produção em São Paulo e Goiás, e parte em Minas Gerais e Mato Grosso do Sul, tornam esse combustível mais competitivo nas regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Em 2019, em torno de 130 distribuidoras estavam autorizadas pela ANP a vender combustíveis automotivos como também mostra a tabela 2. Apesar do número relativamente grande de atores, as quatro maiores companhias (BR, Ipiranga, Raizen e Alesat para gasolina C e diesel B e Noroeste para álcool hidratado) somavam participações de mercado na faixa aproximada de 60% a 70%.

Conforme já mencionado, as estratégias mercadológicas das distribuidoras se tornam tangíveis pelo relacionamento que estabelecem com os postos revendedores, o que se reflete no uso da sua bandeira. De acordo ainda com a ANP, em 2019 estavam em operação 70 bandeiras que cobriam um universo de 22.362 postos de revenda "bandeirados", de um total de 40.970, sendo, portanto, os demais 18.608 postos "bandeira branca". Dessa forma, a elevada participação das bandeiras das quatro maiores distribuidoras nos postos de revenda, como mostrado na figura 2, se correlaciona com as perspectivas participações de mercado.

Tabela 2 – Vendas de Combustíveis Automotivos – Brasil e Regiões – 2019 (mil m³)

	Gasolina C		Etanol hidratado		Diesel B	
Região						
Norte	3.098	8%	220	1%	5.985	10%
Nordeste	8.398	22%	1.651	7%	9.040	16%
Sudeste	14.214	37%	15.724	70%	22.890	40%
Sul	8.954	23%	1.911	8%	11.839	21%
Centro-Oeste	3.501	9%	3.039	13%	7.545	13%
Brasil	38.165	100%	22.544	100%	57.299	100%
Distribuidoras	129		128		133	
Market-Share						
Quatro maiores	63,9%		59,0%		70,4%	
BR	23,4%		16,7%		28,9%	
Ipiranga	19,3%		17,1%		20,1%	
Raizen	16,9%		19,4%		18,4%	
Alesat/Noroeste	4,2%		5,9%		3,0%	
Outras	36,2%		41,0%		29,6%	

Fonte: ANP, **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**: 2020. Rio de Janeiro: ANP, 2020. Elaboração dos autores.

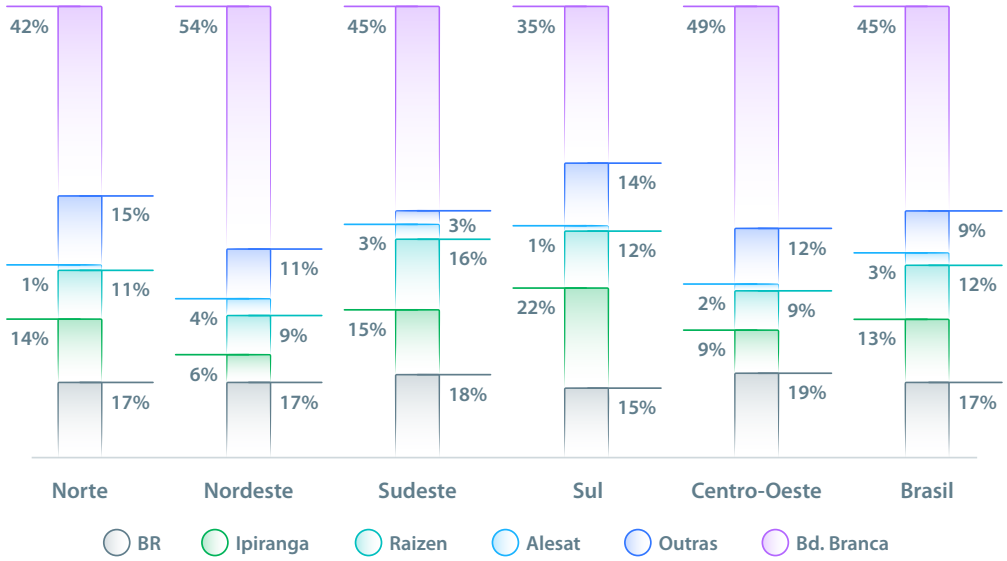
Em termos nacionais, enquanto as quatro maiores distribuidoras de combustíveis automotivos alcançam de 60% a 70% das vendas desses produtos, suas bandeiras estão presentes em 46% do total de postos de revenda e em 84% dos postos "bandeirados", o que permite confirmar que sua opção estratégica está em se associar a postos de maior atratividade, maior volume de vendas e melhor localização. Esse posicionamento é confirmado quando se analisa a figura 2 pela ótica regional que aponta percentuais maiores de "bandeiramento" de postos por essas empresas nas regiões Sudeste e Sul.

A tabela 3 complementa esse panorama ao apresentar a distribuição de postos de revenda, "bandeirados" e "bandeira branca" por número de municípios por extrato populacional para os anos de 2013 e 2019.

Os postos de revenda que usam as bandeiras das quatro maiores distribuidoras estão crescentemente concentrados nos municípios com população acima de 100 mil habitantes, registro que se mantém nos dois anos considerados. O que vem se alterando ao longo do tempo é o aumento da participação dos postos "bandeira branca" em todos os municípios brasileiros, principalmente nos de população média, em detrimento basicamente daquela dos postos das grandes marcas.

Dessa forma, o que se percebe no mercado brasileiro de combustíveis automotivos são duas combinações de dinâmicas competitivas. A primeira delas associa grandes distribuidoras a postos "bandeirados" nos municípios mais populosos e com maior poder aquisitivo, sobretudos nas regiões Sudeste e Sul. A segunda combina pequenas distribuidoras com postos "bandeira branca" nos municípios menos populosos e nas demais regiões do País.

Figura 2 – Postos de Revenda por Bandeira e de Bandeira Branca – 2019 (%)



Fonte: ANP, **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**: 2020. Rio de Janeiro: ANP, 2020. Elaboração dos autores.

Tabela 3 – Postos de Revenda por Municípios por População – 2013 e 2019 (%)

	4 Maiores		Outras		Bd. Branca	
	2013	2019	2013	2019	2013	2019
< 20 mil	28%	26%	16%	14%	56%	59%
> 20 mil – < 100 mil	43%	39%	13%	12%	44%	49%
> 100 mil – < 400 mil	59%	50%	7%	8%	34%	42%
> 400 mil – < 1 milhão	63%	57%	6%	6%	31%	37%
> 1 milhão	70%	63%	5%	5%	25%	31%

Fonte: ANP, **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. Rio de Janeiro: ANP, 2016 e 2020. Elaboração dos autores.

Com base em todas as constatações acima, um ponto relevante que cabe trazer diz respeito à efetiva medida da concentração do mercado de combustíveis automotivos no Brasil. A esse respeito, cabe registrar que ambos os diagnósticos da concorrência feitos pela ANP nos anos de 2016 e 2020, no âmbito do Acordo de Cooperação Técnica no. 6/2013 com o CADE, adotaram dois indicadores usuais nas análises de concentração: o CR(k) e o Hirschman-Herfindahl Index (HHI).

Tal como destacado no Capítulo 1, o CR(k), ou razão de concentração, é a soma das k maiores empresas de um mercado, sendo o CR4 o adotado no Brasil para análises da concorrência e de atos de concentração pelos órgãos de defesa da concorrência. O HHI é calculado pela soma dos quadrados das participações expressas em decimais e cobre as demais firmas do mercado ao mesmo tempo que dá maior peso às maiores[9].

9. Para maiores esclarecimentos sobre as comparações entre esses indicadores e os parâmetros adotados, ver Capítulo 1, bem como as fontes citadas na nota anterior.

A tabela 4 apresenta os parâmetros adotados pelos referidos trabalhos da ANP para a classificação do grau de concorrência de um mercado pelos dois indicadores e as figuras abaixo (de 3 a 8) sintetizam os valores calculados para a distribuição de combustíveis automotivos.

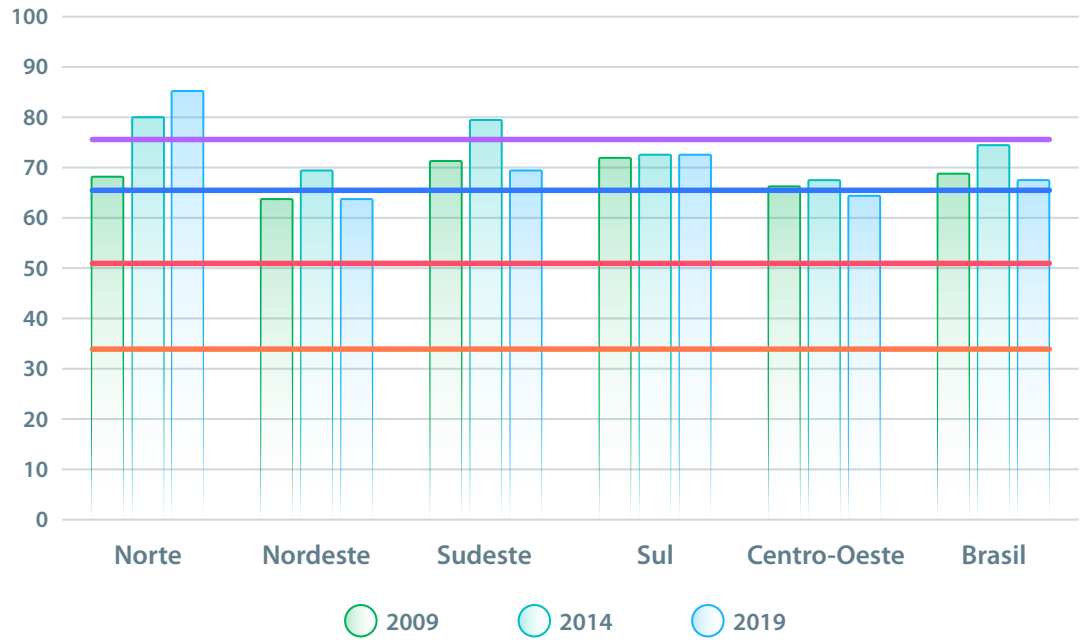
Tabela 4 – Indicadores de Concentração de Mercado

	CR4	HHI
Altamente Concentrado	>75%	>1.800
Alta Concentração	>65% – <75%	
Concentração Moderada	>50% – <65%	>1.000 – <1.800
Baixa Concentração	>35% – <50%	<1.000

Fonte: ANP, **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. Rio de Janeiro: ANP, 2016 e 2020. Elaboração dos autores.

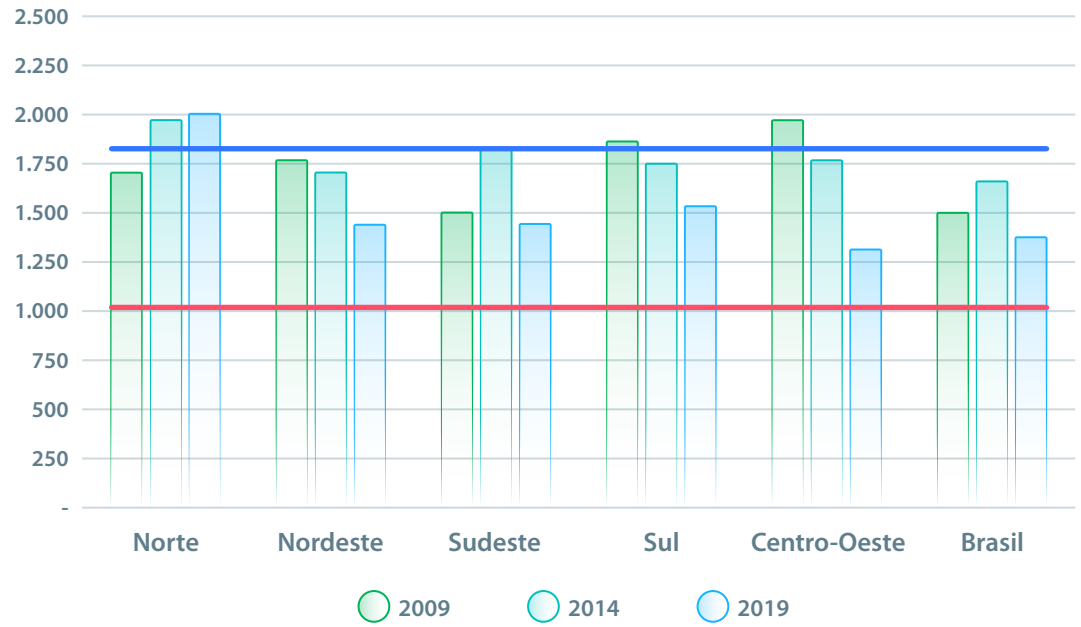
Considerando o HHI calculado para o ano de 2019, o mercado brasileiro de combustíveis automotivos pode ser classificado como moderadamente concentrado, embora a medida CR4 indique uma alta concentração no caso da gasolina C e, sobretudo, do diesel B. Sob a ótica conjunta dos dois indicadores, a região Norte desponta como aquela que apresenta, respectivamente, altas ou altíssimas concentrações de mercado, seguida das regiões Sudeste e Sul. Nota-se também que o mercado de etanol hidratado é o menos concentrado dos três combustíveis analisados, em função provavelmente da maior quantidade de fontes de suprimento no Centro-Oeste (único que apresenta baixa concentração pelo HHI) e no Sudeste.

Figura 3 – Concentração do Mercado de Gasolina C – CR4 (%)



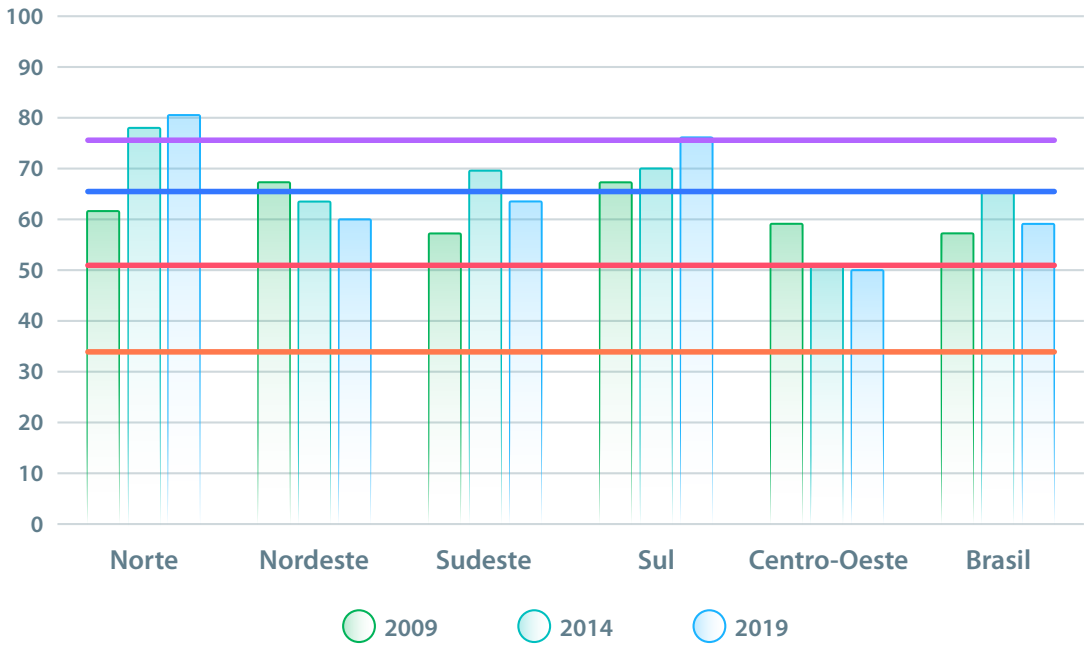
Fonte: ANP, **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. Rio de Janeiro: ANP, 2016 e 2020. Elaboração dos autores.

Figura 4 – Concentração do Mercado de Gasolina C – HHI



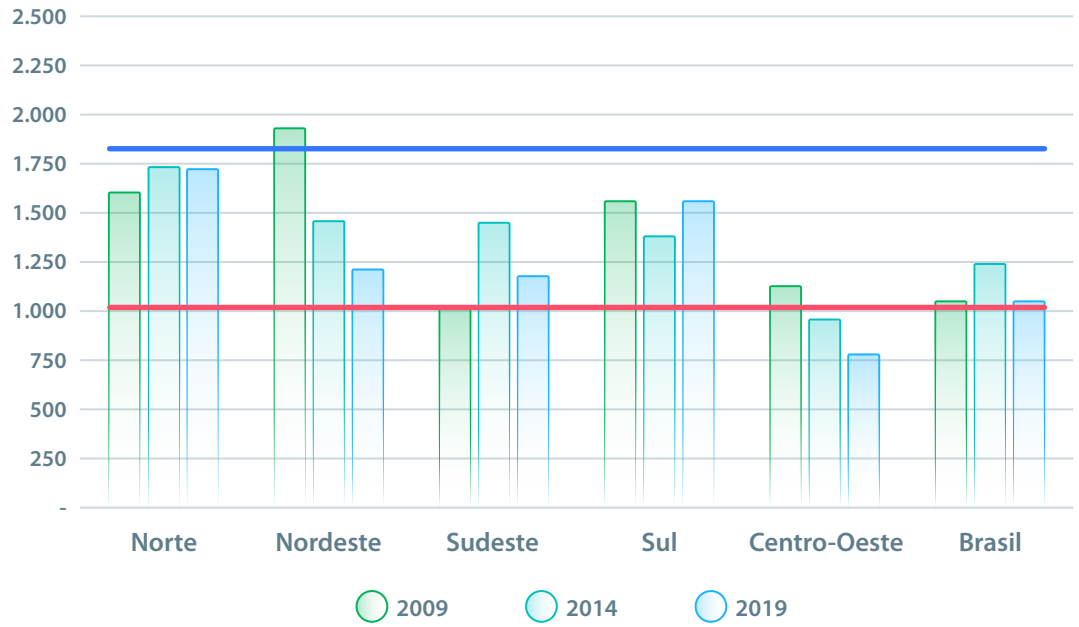
Fonte: ANP, **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. Rio de Janeiro: ANP, 2016 e 2020. Elaboração dos autores

Figura 5 – Concentração do Mercado de Etanol Hidratado – CR4 (%)



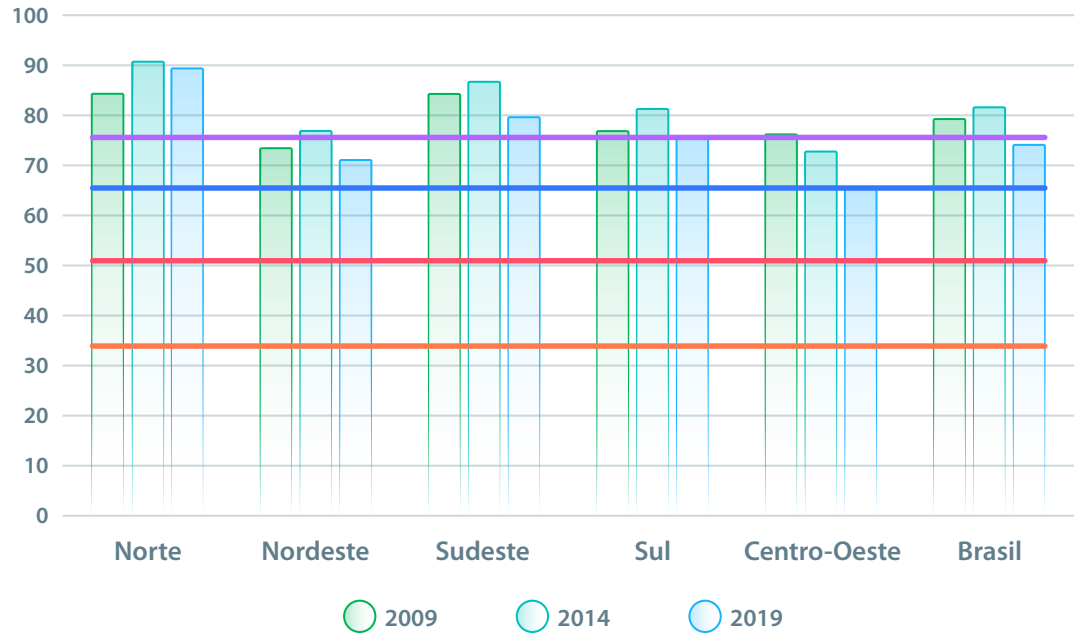
Fonte: ANP, **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. Rio de Janeiro: ANP, 2016 e 2020. Elaboração dos autores

Figura 6 – Concentração do Mercado de Etanol Hidratado – HHI



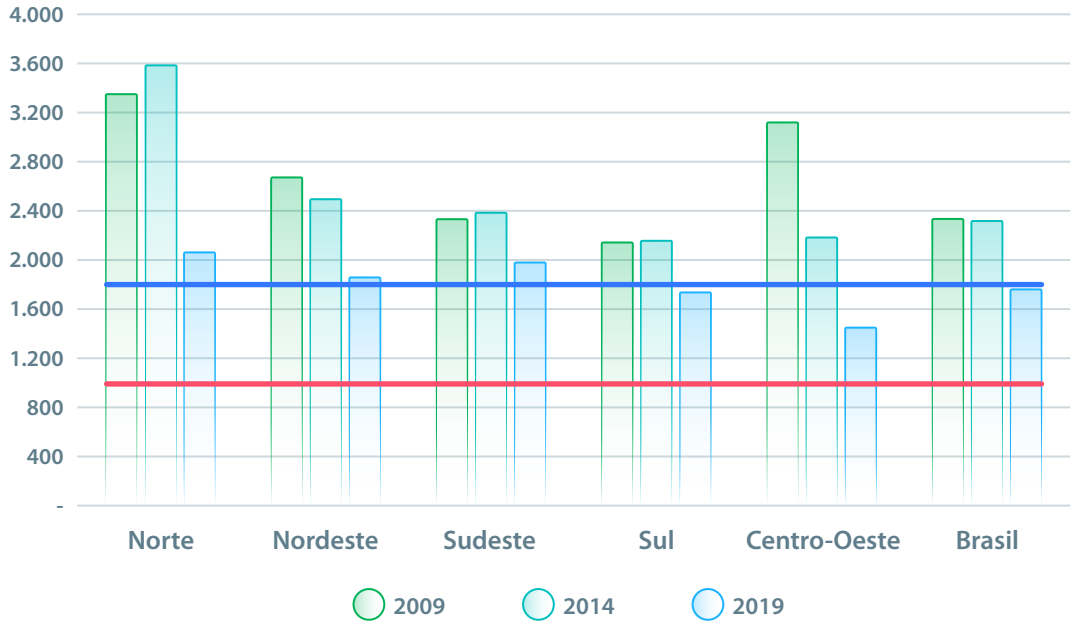
Fonte: ANP, **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. Rio de Janeiro: ANP, 2016 e 2020. Elaboração dos autores

Figura 7 – Concentração do Mercado de Diesel B – CR4 (%)



Fonte: ANP, **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. Rio de Janeiro: ANP, 2016 e 2020. Elaboração dos autores

Figura 8 – Concentração do Mercado de Diesel B – HHI

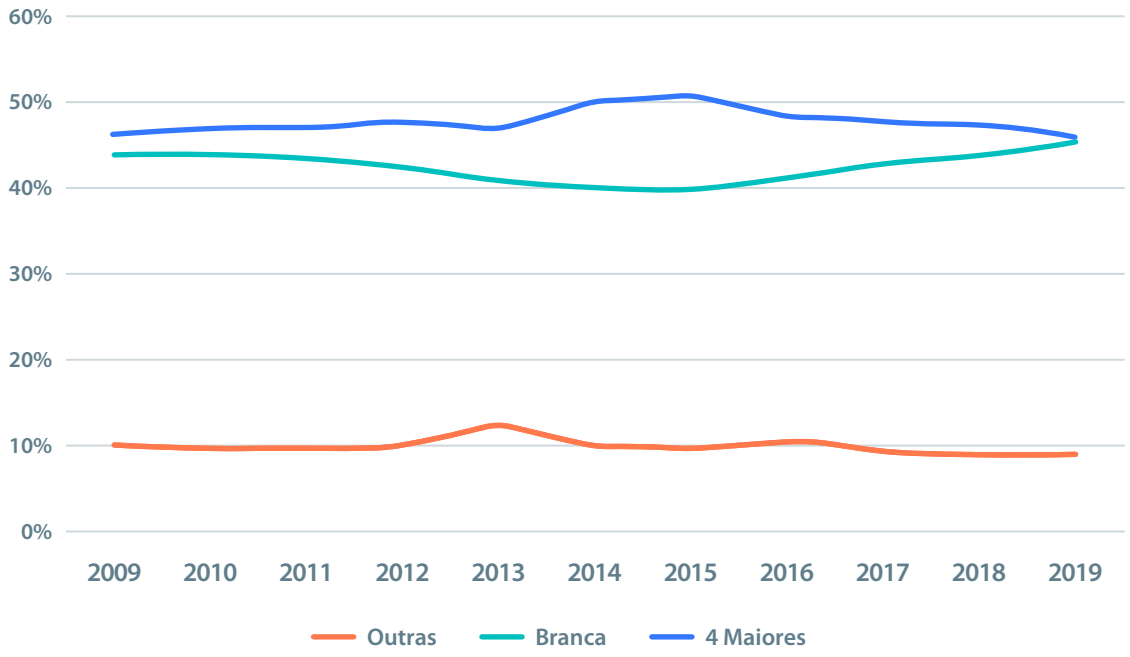


Fonte: ANP, **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. Rio de Janeiro: ANP, 2016 e 2020. Elaboração dos autores

Ao longo do período analisado, de 2009 a 2019, pode-se perceber uma tendência e redução da concentração dos mercados de combustíveis automotivos tanto a nível nacional, quanto regional, à exceção da região Norte pelas suas características peculiares de suprimento com os mais elevados custos logísticos do país. Outro ponto a se destacar é que os maiores indicadores de concentração de mercado correspondem aproximadamente ao meio do período como consequência de várias fusões e aquisições feitas pelas maiores distribuidoras entre 2005 e 2014[10]. Esse movimento estratégico ensejou nessa mesma época o aumento do "bandeiramento" de postos de revenda por essas empresas e a consequente redução da participação dos postos "bandeira branca", como mostra a figura 9.

10. Para uma descrição detalhada das operações de fusões e aquisições, ver fontes citadas na nota de rodapé 8.

Figura 9 – Postos de Revenda por Bandeira e de Bandeira Branca – 2009-2019(%)



Fonte: ANP, **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. Rio de Janeiro: ANP, 2016 e 2020. Elaboração dos autores

À luz destas análises, é importante destacar que as propostas de mudanças regulatórias com relação à possibilidade de instalação de "bombas brancas" em postos bandeirados, com o objetivo de ampliação da concorrência surgem como de pouca efetividade. Tal como destacado por Pinto Jr e Colomer (2021) [11], a permissão para venda do combustível de outras empresas de distribuição dentro dos postos bandeirados distorce a relação contratual e os efeitos positivos da relação existente entre empresas distribuidoras e revendedores varejistas ao aumentar os custos de transação e, além disso, ampliar os custos de regulação e fiscalização.

Devem ser consideradas também as três Tomadas Públicas de Contribuições (TPC) sobre mudanças estruturantes no marco regulatório vigente lançadas pela ANP em 2018: (i) permissão de comercialização de etanol combustível pelas usinas produtoras diretamente aos postos revendedores varejistas (TPC no. 2/2018); (ii) possibilidade de verticalização da cadeia de distribuição de combustível e supressão das vedações comerciais impostas pela Resolução ANP 58/2014, permitindo, por exemplo, a venda de produtores e importadores para revendedores (TPC no. 3/2018); (iii) extinção da tutela regulatória da fidelidade à bandeira (TPC no.4/2018). Os três temas

11. Pinto Jr, H e Colomer, M. "Análise das Propostas de Alteração das Condições de Regulação e Concorrência dos Mercados de Combustíveis no Brasil". Parecer de contribuição para Consulta Pública ANP no 07/2021; disponível em https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/consulta-e-audiencia-publica-no-7-2021

continuam fazendo parte da Agenda Regulatória da ANP para o período 2020-2021, com conclusão prevista até o primeiro trimestre de 2022, sendo que o primeiro é aquele cujo processo se encontra mais adiantado, já tendo realizada Consulta Pública referente ao mesmo. [12]

5.5 Importância das Etapas de Restruturação e As Condições de Garantia de Suprimento

À guisa de conclusão deste capítulo, vale recordar que, historicamente, a organização industrial e institucional/regulatória vigente no mercado de combustíveis no Brasil sempre foi pautada pelo objetivo de garantia de abastecimento em todo território nacional. As mudanças esperadas na configuração patrimonial do segmento de refino, a partir da desconcentração industrial decorrente da venda parcial do parque de refino da Petrobras, irá ensejar um novo padrão de concorrência, tanto no segmento de refino, com nos segmentos à jusante – distribuição e revenda.

Tais mudanças estruturais irão acontecer de forma progressiva e os dispositivos regulatórios devem levar em consideração que uma fase de transição será necessária. Portanto, a intenção de promover alterações nos demais segmentos, onde, ao contrário do refino, já existe um ambiente competitivo, deveria ser uma tarefa *a* posteriori, quando estarão mais claros o conjunto de novos atores, a reorganização regional dos mercados, as novas condições de oferta, demanda, exportação e importação, bem como o uso e as necessidades de expansão da infraestrutura e logística de movimentação de derivados.

Além disso, as novas resoluções, que porventura venham a ser aprovadas, devem contemplar, de forma mais rigorosa, os custos que serão incorridos pelos agentes econômicos, bem como os custos de regulação, fiscalização e *enforcemen*t de novos dispositivos regulatórios.

12. Agência Nacional do Petróleo, Agenda Regulatória 2020-2021. Versão 3. 3ª. Atualização. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria.

Capítulo 6

Padrão de Concorrência e Estruturas dos Mercados Regionais de GLP[1]

Carlos Felipe Lodi

Lucia Navegantes Bicalho[2]

6.1 Introdução

A cadeia da indústria do GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) é composta por diversos elos, iniciando-se com a produção/importação, e terminando nas etapas de distribuição e de revenda varejista. A atividade de distribuição compreende a aquisição, o armazenamento, o envasilhamento, o transporte, a comercialização, o controle de qualidade e a assistência técnica ao consumidor. Por seu turno, a atividade de revenda varejista de GLP consiste na aquisição, no armazenamento, no transporte e na comercialização em recipientes transportáveis de GLP com capacidade de até 90 (noventa) quilogramas.

No que se refere à atividade de GLP a granel, a comercialização é realizada entre as empresas distribuidoras e os consumidores que atuam principalmente no setor comercial e que usam o combustível para cocção e aquecimento de água em estabelecimentos, tais como shopping centers, hotéis, restaurantes, lavanderias e hospitais.

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada da Nota Técnica 11/2021, elaborada em dezembro de 2021, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

2. Os autores agradecem às assistentes de pesquisa Nathalia Alves, Gabriela Rodrigues e Mylena Furtado pelo tratamento dos dados e informações utilizados neste Capítulo.

Dessa forma, a primeira etapa da comercialização de GLP refere-se à venda do produto a granel pelos produtores nacionais (refinarias, unidades de processamento de gás natural e centrais petroquímicas) e/ou importadores para empresas de distribuição. Essas empresas comercializam o produto diretamente para os consumidores finais ou vendem em recipientes com capacidade de até 90 kg para os agentes da atividade de revenda varejista, os quais vendem para os consumidores finais que, em geral, são residências e firmas que operam no segmento comercial.

Atualmente, 18 empresas estão autorizadas pela ANP para atuar na atividade de distribuição de GLP e, portanto, realizam operações comerciais diretamente com consumidores finais ou por meio de uma rede de revendedores varejistas, que contempla cerca de 60 mil agentes econômicos.

O mercado de distribuição de GLP possui como característica ser bastante concentrado. A partir das informações do Anuário Estatístico da ANP – 2021[3], a participação dos quatro maiores grupos econômicos – Grupo Ultragaz, que inclui as empresas Companhia Ultragaz S/A e Bahiana Distribuidora de Gás Ltda.; Liquigás; Grupo Supergasbras que inclui a Supergasbras Energia Ltda. e Minasgás S/A Indústria e Comércio; e a Nacional Gás Butano – atinge cerca de 83% do mercado de distribuição de GLP no Brasil, em 2020, com participações individuais entre 18 e 23%. A distribuidora Copagaz, com participação um pouco inferior a 9%, ocupa a quinta posição no ranking das maiores empresas em nível nacional. Dessa forma, as cinco maiores empresas têm uma representatividade bastante significativa, pois detém, em conjunto, uma participação de 91,5% do mercado.

Este Capítulo visa examinar a evolução recente e o padrão de concorrência no segmento de distribuição do GLP. Para tal, além desta Introdução, o Capítulo contempla seis seções. A seção seguinte traça um sucinto histórico do arcabouço legal e regulatório dos segmentos de produção e de distribuição de GLP. A seção 3 examina os elementos que caracterizam o padrão de concorrência na atividade de distribuição de GLP, considerando as especificidades da organização desse segmento da indústria do petróleo. A seção 4 apresenta as condições atuais da oferta de GLP em âmbito nacional e os possíveis substitutos desse energético. A seção 5 mostra a evolução da estrutura de mercado por região geográfica a partir dos dados disponíveis da ANP para os anos de 2010 e de 2020 e analisa o perfil da concentração do mercado em nível regional. A última seção consolida as principais conclusões do Capítulo.

6.2 Ambiente Legal e Regulatório

No contexto de abertura e liberalização da década de 1990, o principal marco legal foi a promulgação da Lei nº9.478/97 (conhecida como Lei do Petróleo), que estabeleceu os princípios básicos que passaram a nortear as atividades das indústrias de petróleo, derivados e gás natural e definiu como um dos objetivos a implementação de políticas visando proteger os interesses do consumidor quanto

3. Anuário Estatístico da ANP – 2021, com dados referentes ao ano de 2020.

a preço, qualidade e oferta dos produtos. A referida Lei instituiu a Agência Nacional do Petróleo (ANP), com as atribuições de regular, contratar e fiscalizar as atividades inerentes à indústria de petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis no Brasil [4]e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

No âmbito da regulamentação específica da atividade de distribuição de GLP, a Resolução ANP n.°15, de maio de 2005, representou um marco ao definir os requisitos necessários à autorização das empresas para o exercício da referida atividade. A norma passou a prever autorização diferenciada de acordo com a modalidade de distribuição: a granel e envasado ou somente a granel, e permitiu ao distribuidor a comercialização do GLP envasilhado por intermédio de postos revendedores autorizados pela ANP ou diretamente ao consumidor final. A partir desse normativo, a ANP passou a homologar previamente os contratos de compra e venda de GLP celebrados entre produtor ou importador e o distribuidor[5].

O distribuidor pode adquirir o GLP de agentes produtores, de outro distribuidor do produto, ou diretamente no mercado externo, devendo possuir capacidade de tancagem operacional para receber a quantidade a ser adquirida de GLP. No caso de operar na modalidade envasado e a granel, deve, ainda, possuir instalações específicas para o envasilhamento dos recipientes transportáveis a serem comercializados.

Os agentes que exercem a atividade de distribuição de GLP podiam atuar também na atividade de revenda desde que fossem previamente autorizados pela ANP, nos termos da Portaria ANP n.° 297/03, a qual estabelecia os requisitos necessários à autorização para o exercício dessa atividade e as regras de comercialização.

A partir de 2016, foram estabelecidas novas condições para a atuação dos agentes nos segmentos de distribuição e de revenda de GLP, com a edição da Resolução ANP n° 49/2016 referente às condições necessárias para a autorização do exercício da atividade de distribuição de GLP e também da Resolução ANP n° 51/2016 que trata das regras requeridas para a autorização do agente econômico atuar na atividade de revenda de GLP[6]. Entretanto, nos anos seguintes, essas duas Resoluções sofreram alterações a partir da regulamentação estipulada por meio da Resolução ANP n° 709, de 14/11/2017, e da Resolução ANP n° 797, de 19/07/2019.

Já no âmbito das normativas do funcionamento do mercado implementadas após 2016, cabe ressaltar a mudança referente à atuação dos agentes na verticalização da cadeia produtiva na

4. A partir de janeiro de 2005, com a edição da Lei n°11.097/05, que dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, a ANP passou a chamar-se Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

5. Para efetuar a homologação, os seguintes aspectos são avaliados: (i) compatibilidade entre o local e modal de entrega de GLP pelo produtor ou importador e a localização geográfica da(s) base(s) própria(s) ou de terceiros de distribuidor; (ii) compatibilidade entre a quantidade de GLP contratada para acondicionamento em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg e o universo desses recipientes, por distribuidor; (iii) histórico de vendas de GLP em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg referente aos últimos seis meses anteriores ao da homologação do contrato; (iv) oferta e a demanda nacional de GLP. Para um novo distribuidor, outro aspecto a ser avaliado refere-se à projeção do volume a ser comercializado nos três primeiros meses de operação em consonância com o estudo técnico-econômico do empreendimento.

6. A Resolução ANP n° 49/2016 revogou a Resolução n.° 15/2005 e a Resolução ANP n° 51/2016 revogou a Portaria ANP n° 297/2003.

medida em que os distribuidores não podem mais exercer a atividade de revenda de GLP, podendo ainda participar como sócios dos estabelecimentos que atuam na revenda varejista[7].

Em 2019, foi editada a Resolução ANP nº 784 que definiu novas regras para as instalações de armazenamento de derivados de petróleo[8], bem como instituiu a homologação de contratos de cessão de espaço nessas instalações ou de carregamento rodoviário.

O Anexo 1, apresentado ao final deste capítulo, sintetiza as principais mudanças normativas referentes ao mercado de GLP estabelecidas a partir de meados da década de 1990.

6.3 Padrão de concorrência no segmento de distribuição de GLP

De acordo com Possas (2002)[9], há muitas formas ou dimensões da concorrência, sendo a concorrência entre preços apenas a mais tradicional, mas não a mais importante ou mais frequente. Como visto nos capítulos anteriores, a concorrência se dá também por diferenciação do produto, inclusive qualidade, e, especialmente, por inovações no sentido amplo, o que envolve novos produtos, processos produtivos e mercados, bem como novas formas de organização produtiva, de comercialização e novas fontes de matérias-primas.

Ao longo do tempo, a interação entre as estratégias das empresas, considerando as variáveis de inovações, de investimentos e de preços, e as estruturas de mercado pré-existentes gera uma dinâmica industrial que pode transformar a configuração da indústria ou de um segmento do mercado, em termos de produtos e processos (tecnologias) utilizados, de participações de mercado das empresas, de rentabilidade, etc. De outra forma, a implementação das estratégias empresariais pelos agentes econômicos em uma perspectiva de médio prazo tende a alterar a configuração de uma determinada indústria ou dos seus segmentos, levando em conta as especificidades da dinâmica concorrencial.

Conforme Silva (2010)[10], a competição em mercados com estruturas tipicamente de oligopólio é baseada nos efeitos dinâmicos da busca por vantagens competitivas. As principais fontes dessas

7. Redação do art. 36 da Resolução ANP nº 49/2016: "Fica vedado ao distribuidor de GLP autorizado pela ANP o exercício da atividade de revenda de GLP, podendo, contudo, participar do quadro de sócios de revendedor de GLP autorizado pela ANP".

8. A autorização de operação deverá ser requerida nos seguintes casos: "I - operação de nova instalação; II - alteração da capacidade de armazenamento de instalação existente; III - transferência de titularidade; IV - alteração de base individual para base compartilhada, e vice-versa; V - alteração de administrador ou administrado; ou VI - redução de classe de produto no tanque, nos termos da Norma ABNT NBR 17.505 - Armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis, quando não estiver contemplada na autorização de operação em vigor.

9. Possas, M. (2002) "Concorrência Schumpeteriana", in Kupfer, D., Hasenclever, L., (org) Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil, Editora Campus, 2002, Rio de Janeiro.

10. Silva, A. (2010). Concorrência sob condições oligopolísticas – contribuições nas análises centradas no grau de atomização/concentração dos mercados. Instituto de Economia da UNICAMP.

vantagens são: os ganhos associados a economias de escala, a facilidade de acesso aos insumos e matérias-primas e a diferenciação de produtos e/ou de processos produtivos.

Na atividade de distribuição de GLP, o padrão de concorrência pode ser caracterizado, essencialmente, por quatro elementos: (i) marca da empresa de distribuição; (ii) ganhos associados a economias de escala; (iii) estrutura da logística de recebimento e movimentação do produto, incluindo, entre outros, a localização das instalações de armazenamento, as operações por dutos e cabotagem, a frota de caminhões disponíveis em uma região específica, e (iv) preços ao consumidor final.

i) Marca da empresa de distribuição

A marca comercial, gravada em alto relevo nos botijões comercializados no país, representa a identidade da empresa de distribuição e está associada a todos os serviços da atividade de comercialização do produto, que envolve desde as condições de pagamento até a assistência técnica e a confiabilidade dos prazos de entrega.

Sob a ótica do consumidor, a boa reputação da empresa em termos de qualidade dos serviços prestados como um todo é fundamental para a obtenção da fidelidade com a marca. De qualquer forma, em função das preferências do consumidor, a opção de trocar de fornecedor é operacionalmente fácil, considerando que existe uma vasta rede de varejista e que a compra pode ser efetuada diretamente no local da revendedora ou por meio de canais de comunicação (telefone, WhatsApp, etc) solicitando entrega à domicílio.

Em função da natureza homogênea do GLP, as empresas distribuidoras desenvolvem estratégias de diferenciação através dos serviços de atendimento prestados ao consumidor, tais como canais de teleatendimento, entrega programada, assistência técnica, procedimentos de segurança, etc. Portanto, um dos elementos da competição entre as firmas no segmento de distribuição de GLP consiste na implementação de estratégias de diferenciação do serviço prestado de tal forma a fortalecer a marca específica, principalmente, a partir da associação da imagem da empresa à qualidade dos seus serviços [11]e do aumento do nível de fidelização dos clientes[12]. (LCA Consultores, 2015).

Em síntese, como destacado por Pinto Jr (2018)[13] a marca das distribuidoras fornece proteção aos consumidores e rastreabilidade com relação a eventuais problemas de qualidade do produto, além de ser de responsabilidade integral das empresas de distribuição. Tal aspecto pode ser considerado como um fator de competitividade entre empresas rivais, pois impõe a necessidade permanente de investimentos na prestação de serviços, garantia da qualidade e conservação dos recipientes. Dessa

11. Por exemplo, um serviço diferenciado consiste em identificar a demanda sazonal nas diversas regiões e ampliar o período de atendimento (horários mais amplos em comparação com os horários comerciais tradicionais) na rede de postos de revenda, de tal forma a fornecer o produto em função da necessidade do consumidor.

12. Implementar Programas de Fidelidade para oferecer vantagens ao consumidor em função da quantidade adquirida.

13. Pinto Jr (2018) Questões-Chave sobre a Regulação do Mercado de GLP: uma contribuição sobre a comercialização e o enchimento fracionado de recipientes. Disponível em: http://www.sindigas.org.br/Download/TPC%20ANP%2007-2018/Relatorio%20Helder%20Queiroz%20TPC%20GLP%20231118.pdf

forma, as estratégias das empresas focam em investir nesses itens a fim de diferenciar a sua marca e, portanto, consolidar ou expandir as suas participações de mercado.

ii) Economias de escala

Alguns mercados possuem características de custos que justificam não somente o tamanho das empresas como também o grau de concentração destes. Isso ocorre devido às barreiras estruturais à entrada. Um exemplo concreto é a presença de elevadas economias de escala. Sob tais condições, o nível ótimo de produção define um tamanho para a empresa (a escala mínima eficiente) que quando contraposto com a dimensão do mercado se reflete em um elevado *market-share*. (Colomer, M.; Pinto Jr, H.; Vernersbach, A., 2020).[14]

Na atividade de distribuição de GLP, as empresas de maior porte possuem vantagens competitivas decorrentes de economias de escala de várias naturezas, associadas à aquisição de volumes maiores do fornecedor, à capacidade efetiva de armazenamento e ao volume da carga transportada.

As distribuidoras com participação relevante em uma determinada região adquirem o GLP nas unidades produtoras por meio de contratos que oferecem condições mais favoráveis, principalmente em termos de preço unitário e de formas de pagamento, em comparação com aquelas de médios e pequenos portes. Essa vantagem também pode ser obtida a partir de aquisição do produto importado, pois cargas maiores tendem a ser negociadas a preços mais baixos, considerando as cotações no mercado internacional.

As maiores empresas de distribuição investem ou já investiram em grande capacidade de armazenamento do produto, o que reflete em economias de escala importantes em termos de capacidade instalada para armazenar e engarrafar o GLP em vasilhames. Além disso, para dimensionar a capacidade de armazenamento, é necessário avaliar a compatibilidade entre os volumes de tancagem disponíveis em uma determinada base com a demanda potencial da região específica a ser atendida. As empresas com participação de mercado mais expressiva conseguem deter um volume maior de tancagem, o que permite alocar com maior eficiência os volumes a serem transferidos para outras bases ou para os pontos de entrega, levando em conta as operações de comercialização em uma determinada região.

As economias de escala também estão presentes na atividade de transporte do GLP, pois o maior volume da carga transportada em uma mesma rota permite a contratação de fretes mais baixos e, portanto, os custos unitários de transporte são menores.

Em suma, companhias de maior porte apresentam vantagens relacionadas à existência de expressivas economias de escala nas suas diversas atividades, o que confere, sem dúvida, um diferencial no ambiente competitivo. Nos casos em que as participações de mercado são bastante

14. Colomer, M.; Pinto Jr, H.; Vernersbach, A., (2020). Competição, Rivalidade e Estrutura de Mercado: uma análise teórica da concorrência em oligopólio. Nota Técnica n°3 GEE/IE/UFRJ em parceria com o SindiGas, fevereiro de 2020.

similares em uma determinada região, essas empresas não apresentam vantagens consideráveis entre si. Essa configuração de mercado é bastante peculiar no segmento de distribuição de GLP, como será analisado na seção 5.

iii) Estrutura da logística de distribuição

O planejamento logístico, conforme apresentado no estudo SOARES (2013)[15], envolve questões referentes aos suprimentos de insumos ao setor produtivo (fontes de suprimento, políticas de estocagem, meios de transportes utilizados, etc), às atividades de distribuição de produtos acabados e semi-acabados (armazenagem, processamento de pedidos, transferência, distribuição, etc) e outras questões gerais tais como localização de instalações, processamento de informações, desenvolvimento de modelos de otimização dos fluxos das mercadorias, etc. Todas essas questões levam em conta dois tipos de restrições: uma de natureza espacial associada ao deslocamento de produtos dos pontos de oferta aos centros de consumo e outra de natureza temporal relacionada sobretudo aos prazos de entrega e aos níveis de confiabilidade operacional.

Em linhas gerais, o planejamento logístico de uma empresa de distribuição de GLP consiste em definir a localização das instalações, o volume de estoque em um dado período e o modal de transporte para recebimento e entrega dos produtos. Nessa atividade, como destaca Figueiredo (2006), é possível identificar três fluxos de movimentação do produto: os fluxos primários cuja origem são as unidades produtoras ou os terminais de importação com destino aos terminais ou às bases de distribuição, os fluxos de transferência entre bases de armazenamento e fluxos de entrega aos clientes que estabelecem os trajetos a partir das bases de armazenamento até os pontos de entrega, que podem ser os revendedores ou os consumidores finais.

Os fluxos primários do GLP são basicamente realizados por dutos e cabotagem, enquanto o modal rodoviário é utilizado para os fluxos de entrega. As empresas buscam estruturar esquemas de logísticas eficientes a fim de minimizar os custos de transporte, levando em conta a localização das bases, os principais pontos de entrega, a otimização dos trajetos e a disponibilidade da frota de caminhões para movimentar cargas em uma determinada região. Um dos métodos utilizados é desenvolver ou aprimorar ferramentas de Tecnologia da Informação de modo a gerenciar as atividades operacionais em tempo real, como por exemplo, monitorar os estoques existentes nas bases de armazenamento, a localização da frota de caminhões, a disponibilidade de produto nos postos de revenda e o tempo das entregas para os clientes.

No ambiente competitivo do segmento de mercado em análise, a localização das instalações (bases primárias e secundárias) é fundamental, uma vez que reduz custo em termos (i) do recebimento do produto, nos casos em que as bases estão próximas às unidades produtoras e aos terminais

15. SOARES, A. Costa. Diagnóstico e modelagem da rede de distribuição de derivados de petróleo no Brasil. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de janeiro, 2013.

de importação, (ii) das transferências de produtos entre as bases e (iii) da comercialização para os pontos de entrega ao consumidor final. Além disso, as bases primárias localizadas próximas aos polos de suprimento são conectadas por dutos, o que confere uma vantagem competitiva em relação aos agentes que utilizam o modal rodoviário.

No que se refere aos recipientes de GLP, cabe mencionar que o total de vasilhames de uma empresa estão distribuídos regionalmente em várias localidades, pois o vasilhame fica instalado nos pontos de consumo (empresas comerciais e industriais, e residências), nas bases de armazenamento, nos estabelecimentos de revenda e nos centros de destroca. Dada essa especificidade, dimensionar corretamente o total de recipientes de propriedade do distribuidor para atender a sua demanda em uma determinada área é uma atividade fundamental do seu planejamento de logística de distribuição. Conforme apontado por Pinto Jr (2018)[16], "a capacidade de comercialização depende do número de botijões de propriedade do distribuidor, pois é sobre essa quantidade que a Petrobrás calcula o fornecimento de matéria-prima disponibilizada ao distribuidor".

Em relação à importação do GLP, a entrada do produto ocorre basicamente pelos portos de Suape (PE) e Santos (SP). De acordo com a ANP (2020)[17], o Porto de Suape (PE) é a principal porta de entrada de GLP no país, sendo o único porto que recebe navios de 40 mil toneladas. Atualmente, esse porto recebe o GLP importado por meio de operações de descarga para um navio cisterna e, posteriormente, são realizadas operações de transbordo para embarcações que realizam cabotagem para os demais portos da região Nordeste. No caso do Porto de Santos (SP), a estrutura para o recebimento de importações apresenta restrições que dificultam a descarga de navios com maior volume de carga.

Como destaca a ANP (2020), um conjunto de fatores de natureza técnica e econômica afeta a realização das operações de importação de GLP. Para reduzir os custos de transporte, é desejável que o porto de destino reúna condições para a descarga integral da carga do navio, aumentando a escala e melhorando a viabilidade econômica da operação. Isto envolve aspectos relacionados à demanda da região e características operacionais do porto[18].

Outra questão importante consiste em avaliar a viabilidade técnico-operacional, em uma região específica, de um distribuidor em adquirir produto em um polo de suprimento (unidades produtoras ou pontos de entrega do produto importado) com preços mais competitivos, dada as distâncias entre os pontos de entrega e as bases, e a efetiva capacidade de armazenamento nas suas

16. Pinto Jr, H. (2018). Op.cit.

17. ANP (2020). Nota Técnica n°30/SDR (Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica). Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/arquivos/2020_NT302020SDRe_SEI_0755680.pdf

18. Conforme avaliado na Nota Técnica n°30/SDR/ANP (2020), "Os navios mais utilizados para o transporte de GLP, a partir de locais mais distantes, como EUA e Europa, recebem a denominação de VLGC (Very Large Gas Carrier). Em geral, essas embarcações possuem capacidade de carga superior a 70.000 m^3 e requerem instalações adequadas para a descarga, pois podem ser refrigerados e pressurizados. De forma simplificada, a operação portuária envolve, dentre outras questões, o calado operacional, disponibilidade de local para atracação, instalações para descarga e armazenagem e alternativas para o transporte do combustível até os locais de demanda. No caso brasileiro, o combustível deve chegar até as bases dos distribuidores GLP, que promovem suas entregas a revendedores e consumidores".

instalações. Essa questão tende a ser mais difícil em regiões do Norte e do Centro-Oeste do país, em decorrência, sobretudo, da distância das principais unidades produtoras e de suas respectivas capacidades de produção.

A logística na região Norte é, particularmente, mais complexa, pois requer a utilização do modal hidroviário combinado com o rodoviário, para atender localidades bem distantes dos grandes centros urbanos, incluindo municípios dispersos geograficamente e com baixa densidade populacional. Algumas empresas adotam estratégias específicas de logística a fim de reduzir os custos e o período de atendimento aos clientes, como por exemplo, utilizar sistema que consiste no carregamento de várias carretas em balsas que podem ser de propriedade dos próprios revendedores.

De fato, ganhos de eficiência na logística de movimentação do produto em todas as etapas da cadeia produtiva representam um elemento importante de vantagem competitiva e, mais relevante ainda na dinâmica concorrencial da atividade de distribuição na medida em que os custos de transporte/logística correspondem a uma parcela significativa dos custos totais das empresas de distribuição de GLP[19].

O investimento em novas instalações e/ou na ampliação da capacidade é essencial em uma visão estratégica de médio e longo prazos das empresas. Cabe citar, como exemplo recente, o investimento a ser realizado por uma *joint venture* [20]para construir infraestrutura no complexo portuário de Suape (PE) que contará com um terminal de 90 mil m^3 de tancagem, além da implantação de dutos para movimentar a matéria-prima e fazer as conexões logísticas. O objetivo do projeto é ampliar a capacidade de oferta do GLP na região Nordeste.

iv) Preços ao consumidor final

Uma característica importante no processo de rivalidade em mercados oligopolistas é a prudência que as firmas têm ao adotarem qualquer mudança nas suas estratégias de preço ou quantidade, uma vez que estas se preocupam com a reação das suas rivais (STIGLITZ; WALSH 2003)[21].

No segmento de mercado em análise, o preço ao consumidor final é uma das variáveis da dinâmica concorrencial, pois sinaliza estratégias da empresa, levando em conta, em uma determinada região, a evolução do consumo, o crescimento da população, o comportamento da renda média e as mudanças dos preços relativos entre as principais rivais. Além disso, os preços também são definidos em função da configuração de cada mercado regional em termos de oferta do produto a partir das unidades do país e/ou da importação; da infraestrutura de distribuição disponível,

19. Conforme destacado em TAVARES (2018), as elevadas parcelas relativas a frete e serviços de terceiros, que correspondem a 37% dos custos totais, comprovam a importância estratégica da logística de transporte neste setor.

20. De acordo com o Diário do Nordeste de 15/07/21, a nova estrutura será um investimento da ordem de R$ 1,2 bilhão a ser realizado por uma *joint venture* formada pelo Grupo Edson Queiroz, controlador da Nacional Gás Butano, por player global de armazenagem e pela Copa Energia, controladora da Liquigás e Copagaz. O diferencial está na tecnologia inédita no Brasil, onde o gás é armazenado refrigerado, ocupando um volume reduzido e aumentando assim a capacidade de estoque.

21. STIGLITZ, J. E.; WALSH, C. E. Introdução à Microeconomia. 3a ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2003.

principalmente, relacionada à localização das instalações e aos modais de transporte; e da estrutura de mercado existente.

Do ponto de vista do consumidor que adquire o produto do distribuidor (consumidor final ou posto de revenda), não apenas o preço é um dos fatores relevantes na decisão de compra, mas também as condições de pagamento, que podem ou não estarem estabelecidas em contratos entre as partes. Em relação ao segmento de revenda, o preço unitário também é um dos elementos avaliados na decisão de compra. Como já destacado acima, com a utilização de ferramentas tecnológicas digitais (WhatsApp, aplicativos, etc), além do uso do telefone, o consumidor pode facilmente conhecer os preços de vários estabelecimentos de revenda, além do valor da taxa de entrega, se houver.

Conforme dados da pesquisa de preços da ANP para a primeira semana de outubro de 2021[22], os preços dos revendedores do botijão de 13 kg por Estado apresentaram, em geral, uma razoável dispersão e as diferenças percentuais entre os preços máximos e mínimos variaram entre 12% e 25%. Como os preços médios estão em torno de R$ 100,00, essas diferenças são consideráveis, em particular para as famílias de renda mais baixa. Dessa forma, sob a ótica das preferências do consumidor, a variável preço é avaliada, principalmente porque a informação sobre os preços é facilmente obtida[23].

6.4 Oferta de GLP

No Brasil, a oferta de GLP contempla a produção nacional nas diferentes unidades industriais e a importação. A produção interna é oriunda de três tipos de instalações: refinarias de petróleo, unidades de processamento de gás natural (UPGN) e centrais petroquímicas. A maior parte da produção tem origem na atividade de refino de petróleo[24], que correspondeu a 74% da produção doméstica na média do último triênio (2018 – 2020). No mesmo período, a produção a partir do gás natural nas UPGN representou, em média, 24% do total e na indústria petroquímica a participação, pouco representativa, foi de 1,6%. A quantidade produzida depende, essencialmente, da capacidade de processamento, do perfil de produção das refinarias e do tipo do petróleo e do gás natural processado.

Historicamente, para suprir a demanda nacional de GLP, o Brasil[25] recorria, e ainda recorre, ao mercado internacional. No início dos anos 2000, verificou-se redução do percentual importado em relação à oferta total, cujo percentual atingiu o valor mais baixo em 2005 (10%). Logo em seguida, as

22. Pesquisa de preços realizada na semana de 03/10/2021 a 09/10/2021.

23. O próximo Texto para Discussão a ser desenvolvido no âmbito deste Projeto de Pesquisa examinará , de forma mais detalhada, as questões específicas de precificação do GLP.

24. ANP (2020). Nota Técnica nº 22/2020/SDR. Disponível em https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2020/nota-tecnica-22-2020.pdf/view

25. Nos últimos anos, a Petrobras sempre foi a principal importadora de GLP.

importações voltaram a crescer e, entre 2010 e 2020 (fig. 1) e a participação das importações no total da oferta doméstica foi em média de 26%, com variações de 20% (2012) a 31% (2018).

Figura 1 – Oferta Total de GLP de 2000 a 2020 em mil m³

Fonte: Elaboração dos autores a partir dos dados da ANP
1. Inclui produção das refinarias, centrais petroquímicas, UPGNs e outros produtores. Não inclui produção da unidade de industrialização do xisto.
2. Inclui propano e butano

O modal de transporte utilizado para importação é essencialmente marítimo e a recepção de navios importadores de GLP ocorre, majoritariamente, em apenas dois portos: Santos (SP) e Suape (PE). Em 2020, cerca de 97% do volume importado teve origem em apenas dois países: Estados Unidos (75%) e Argentina (22%).

Conforme ANP (2020)[26], o fluxo de suprimento do GLP, em grande parte, guarda relação com o fluxo dos combustíveis líquidos. O produto oriundo das unidades produtoras e da importação é estocado em instalações de armazenamento de grande porte. Após o armazenamento, que ocorre em alguns pontos no país, o GLP é comercializado para as distribuidoras e transportado dos polos de suprimento até as bases de armazenamento das distribuidoras, onde o gás é armazenado em tanques pressurizados. Essa movimentação pode ser realizada por meio de gasodutos, cabotagem e/ou caminhões. Como tratado na seção 3, ressalta-se que a localização das bases das distribuidoras é elemento crucial na logística dos vários elos da cadeia produtiva do GLP.

As bases das distribuidoras que recebem o GLP diretamente das unidades produtivas, denominadas bases primárias, utilizam, em geral, o modal dutoviário. Nessas instalações, os caminhões tanque são

26. NOTA TÉCNICA Nº 22/2020/SDR/ANP-RJ Rio de Janeiro, 26 de junho de 2020. Assunto: Assimetria na Transmissão de Preços na cadeia de distribuição de combustíveis líquidos (gasolina e diesel) e GLP (P-13) (jun-19 a maio-20, em âmbito nacional). Disponível em https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2020/nota-tecnica-22-2020.pdf/view

abastecidos para alimentar as demais bases de armazenamento, denominadas bases secundárias. Todas essas bases podem realizar o engarrafamento de vasilhames que serão enviados para os pontos de entrega, bem como fornecer GLP a granel por meio de caminhões.

6.5 Mercado de Distribuição de GLP: uma análise das condições de competição

6.5.1 Aspectos Gerais

O GLP é um produto homogêneo, com especificações e controle de qualidade estipuladas pela ANP[27], e é comercializado pelos agentes econômicos, de acordo com a regulamentação vigente. Atualmente, o mercado de distribuição conta com menos de 20 empresas que podem comercializar diretamente com consumidores finais (a granel ou por recipientes transportáveis) ou por meio de uma rede de aproximadamente 58 mil revendedores varejistas (GLP envasado em recipientes transportáveis).

Em relação ao volume total de GLP comercializado no Brasil, nota-se que o consumo é bastante concentrado no segmento residencial (84%) e apenas 12% é destinado ao setor industrial[28].

No que se refere à possibilidade de substitutos dessa fonte de energia, é necessário destacar algumas questões. Em tese, sem considerar os aspectos econômicos, técnico-operacionais e de eficiência energética e de infraestrutura, o uso doméstico do GLP pode ser substituído pela lenha, gás natural e energia elétrica.

No caso da lenha, que é um combustível muito pouco eficiente, a sua utilização é praticamente inviável nas regiões dos municípios com níveis de urbanização elevados e, portanto, o consumo fica restrito, principalmente, às áreas rurais e às periferias das cidades. De fato, o uso da lenha para cocção ocorre em função da renda familiar e das condições efetivas de obtê-la nos centros urbanos. Em períodos nos quais o preço do botijão de 13 kg GLP está elevado, há uma tendência de aumentar o consumo de lenha da população de baixa renda[29]. Assim, a substituição é realizada pelas classes menos favorecidas em função da impossibilidade do consumidor de comprar o GLP por razões de restrição orçamentária. Nas classes de renda média e alta, nas quais a elasticidade-preço do botijão de GLP é baixa, não ocorre essa substituição.

No que diz respeito ao gás natural para fins do uso residencial, a substituição não depende exclusivamente do consumidor, pois é necessário que a infraestrutura de distribuição esteja disponível no ponto de consumo. Na medida em que a indústria do gás natural se desenvolveu no país e com a

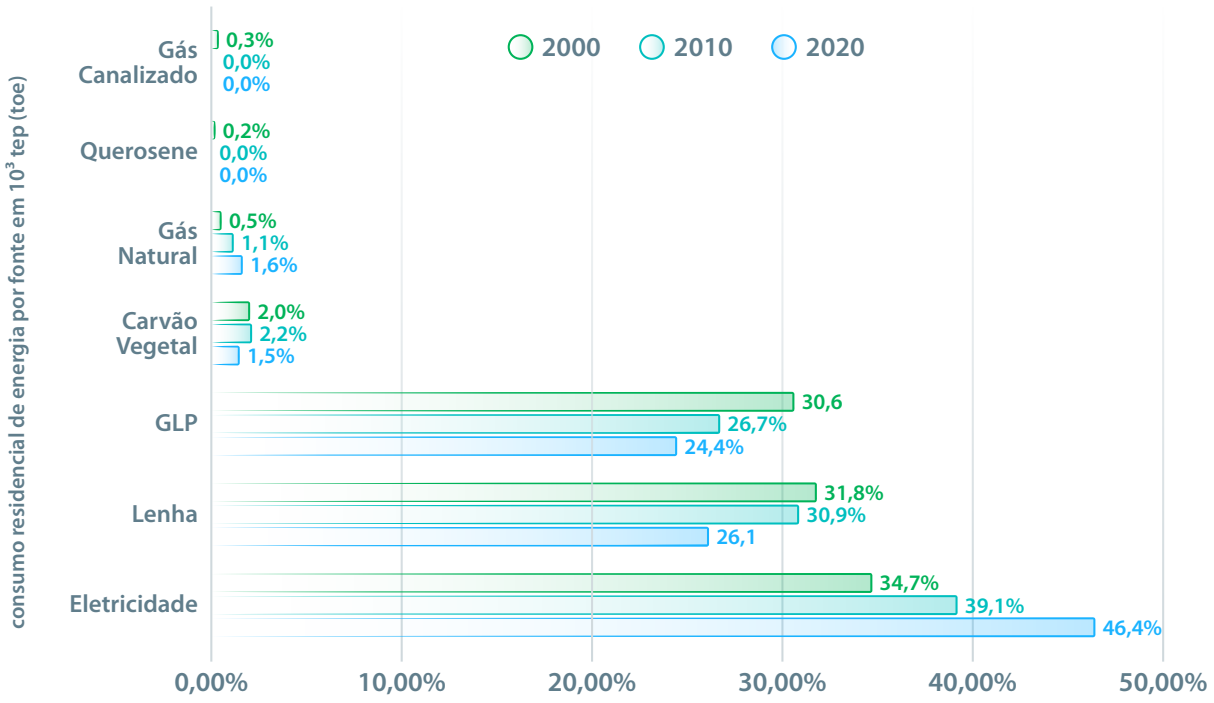
27. A Resolução ANP no 825/2020 dispõe sobre a especificação e o controle da qualidade dos gases liquefeitos de petróleo - GLP comercializados pelos agentes econômicos no território nacional.
28. Balanço Energético Nacional (2021).
29. Atualmente, o preço do botijão de 13 kg corresponde, em média, cerca de 10% do salário mínimo.

expansão de sua rede de distribuição em grandes centros urbanos, essa fonte de energia substituiu uma parcela do consumo residencial de GLP em regiões específicas, particularmente, em localidades com maior densidade populacional da região Sudeste. No entanto, a atual participação do gás natural na matriz energética do setor residencial é pouco representativa e correspondeu, em 2020, a 1,6%.[30]

Em relação à energia elétrica, é possível utilizar equipamentos para cocção, como por exemplo, *cooktop*, panelas e fornos elétricos[31]. No entanto, esse tipo de substituição não é viável em decorrência dos preços elevados tanto desses equipamentos, como da própria eletricidade.

Desde os anos 1980, houve efetivamente uma substituição da lenha pelo GLP, considerando que a participação desses dois combustíveis no consumo residencial, em 1980, era de 71,6% e de 13%, respectivamente, e, na última década (2010 a 2019), a participação correspondeu, em média, a 28% e 26%, respectivamente. A Figura 2 apresenta a evolução recente da matriz energética do setor residencial no Brasil, considerando os anos de 2000, 2010 e 2020. Em 2020, as fontes mais relevantes foram energia elétrica (46,4%), lenha (26,1%) e GLP (24,4%).

Figura 2 – Consumo no setor residencial por fonte de energia nos anos de 2000, 2010 e 2020



Fonte: Elaboração dos autores a partir dos dados do Balanço Energético Nacional

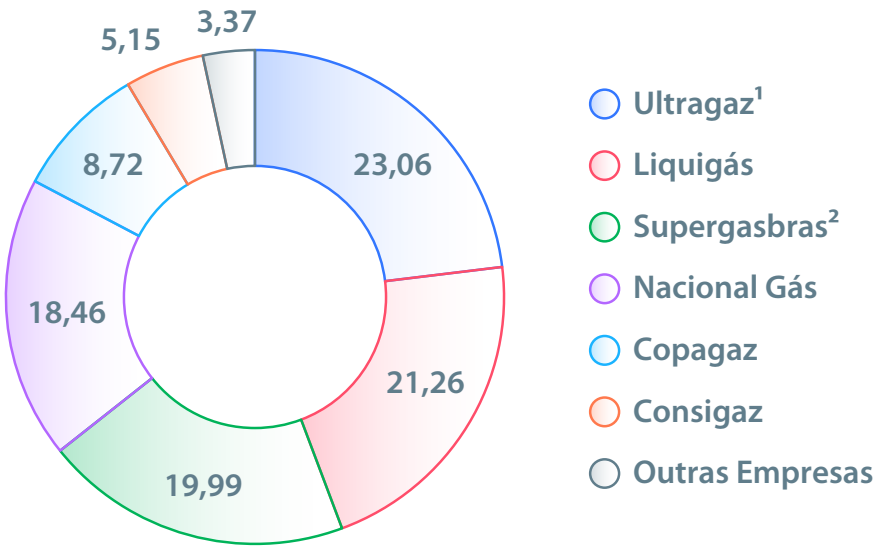
30. Balanço Energético Nacional (2021).

31. As informações disponíveis do consumo residencial de energia elétrica (Balanço Energético Nacional) englobam o consumo de todos os equipamentos utilizados nos domicílios.

6.5.2 Estrutura de Mercado por Região

A análise da estrutura de mercado por região aponta as peculiaridades de cada uma delas. No Brasil, as quatro maiores distribuidoras de GLP são a Ultragaz, a Liquigás, a Supergasbras e a Nacional Gás Butano, que juntas correspondem a 83% do mercado total, segundo o Anuário Estatístico da ANP (2021). A Figura 3 ilustra a participação das principais empresas de distribuição de GLP em nível nacional, considerando as vendas totais em 2020.

Figura 3 – Participação do mercado das empresas de distribuição de GLP no Brasil (%)



Fonte: Elaboração dos autores a partir dos dados do Anuário Estatístico ANP – 2021
1. Inclui a Bahiana Distribuidora de Gás Ltda. e Companhia Ultragaz S/A
2. Inclui a Supergasbras Energia Ltda. e Minasgás S/A Indústria e Comércio

As Tabelas a seguir apresentam as vendas totais de GLP e as participações de mercado das principais distribuidoras por região geográfica para os anos de 2010 e 2020.

Tabela 1 – Vendas das Distribuidoras na região Norte em 2010 e 2020

2010	mil t	%
AMAZONGÁS	47,48	12,1%
BAHIANA	7,13	1,8%
LIQUIGÁS	76,28	19,5%
NACIONAL GAS BUTANO[1]	99,40	25,4%
SOCIEDADE FOGAS	120,97	30,9%
SUPERGASBRAS	39,32	10,0%
Outras empresas	0,77	0,2%
TOTAL	391,34	100,0%

2020	mil t	%
AMAZONGÁS	60,37	12,8%
BAHIANA	22,95	4,8%
LIQUIGÁS	92,74	19,6%
NACIONAL GAS BUTANO[1]	103,52	21,9%
SOCIEDADE FOGAS	132,47	28,0%
SUPERGASBRAS	54,40	11,5%
Outras empresas	6,75	1,4%
TOTAL	473,20	100,0%

Fonte: Elaboração dos autores a partir dos dados da ANP
1. Na região Norte a Nacional Gas Butano utiliza a marca Paragas.

Entre os anos de 2010 e 2020, das cinco maiores distribuidoras de GLP que operam na região Norte, as empresas que mantiveram suas participações individuais praticamente constantes foram a Amazongás e a Liquigas. Nota-se que, nesse período, houve retração do *market-share* das duas maiores empresas, a Fogas e a Nacional Gas Butano que registraram reduções de 2,9 e 3,5 pontos percentuais (pp), respectivamente. Por outro lado, a Supergasbras, que está entre as quatro maiores distribuidoras em âmbito nacional, conseguiu ampliar a sua participação em 1,5 pp e atingiu a 11,5% do mercado.

Observa-se que a empresa líder Fogas tem atuação predominantemente na região Norte e ocupa a sétima posição no ranking nacional, com participação de apenas 1,8% no mercado brasileiro, conforme Anuário Estatístico da ANP (2021). Também a Amazongás é uma empresa que opera essencialmente na região Norte e detém uma parcela de cerca de 13% do mercado.

Tabela 2 – Vendas das Distribuidoras na região Nordeste em 2010 e 2020

2010	mil t	%	2020	mil t	%
COPAGAZ	49,73	3,3%	COPAGAZ	95,86	5,2%
LIQUIGÁS	348,35	23,3%	LIQUIGÁS	407,87	22,1%
NACIONAL GAS BUTANO	515,39	34,5%	NACIONAL GAS BUTANO	640,12	34,6%
SUPERGASBRAS [1]	168,23	11,3%	SUPERGASBRAS [1]	254,09	13,8%
ULTRAGAZ [2]	395,73	26,5%	ULTRAGAZ [2]	447,94	24,2%
Outras Empresas	15,44	1,0%	Outras Empresas	1,66	0,1%
TOTAL	1492,87	100,0%	TOTAL	1847,53	100,0%

Fonte: Elaboração dos autores a partir dos dados da ANP
1. Inclui a Supergasbras Energia Ltda. e Minasgás S/A Indústria e Comércio
2. Inclui a Bahiana Distribuidora de Gás Ltda. e Companhia Ultragaz S/A.

Na região Nordeste, a Nacional Gas Butano é a empresa líder, com participação de quase 35%, percentual esse em torno de 12% superior à das empresas que estão na segunda e na terceira colocação do ranking (Ultragaz e Liquigás). A participação conjunta dessas três empresas era de 84%, em 2010, e passou para 81%, em 2020, em virtude de pequenas reduções de *market-share* dessas duas últimas. Essa evolução da estrutura de mercado configura que essas três distribuidoras estão consolidadas no segmento em análise e há rivalidade entre elas.

Além disso, ressalta-se que a Copagaz, que é a quarta colocada, com participação de mercado bem inferior à das outras três, ganhou quase 2 pontos percentuais ao comparar os anos de 2010 e 2020. Esse aumento foi bastante significativo, pois a sua participação era de 3,3%, em 2010, e passou para 5,2% em 2020.

Ao observar as variações das participações individuais das distribuidoras de GLP na região Nordeste nos anos de 2010 e 2020, constata-se que a empresa líder Nacional Gas Butano manteve a sua elevada participação (cerca de 35%), as duas outras maiores (Ultragaz e Liquigás) apresentam participações individuais similares e a empresa de menor porte (Copagaz) registrou crescimento expressivo.

Assim, a concorrência no mercado é elevada. Além disso, ressalta-se que a região é abastecida tanto por produção nacional, quanto por importação, levando em conta a relevância do Porto de Suape (PE) para recebimento de produto de outros países, como examinado na seção 3.

Tabela 3 – Vendas das Distribuidoras na região Centro-Oeste em 2010 e 2020

2010	mil t	%	2010	mil t	%
COPAGAZ	104,65	19,7%	CONSIGAZ [1]	44,88	6,9%
LIQUIGÁS	134,31	25,2%	COPAGAZ	119,41	18,4%
NACIONAL GAS BUTANO	60,67	11,4%	LIQUIGÁS	119,10	18,3%
SUPERGASBRAS	158,25	29,7%	NACIONAL GAS BUTANO	89,43	13,8%
ULTRAGAZ	64,78	12,2%	SUPERGASBRAS	137,15	21,1%
Outras Empresas	9,39	1,8%	ULTRAGAZ	138,99	21,4%
TOTAL	532,04	100,0%	Outras Empresas	1,04	0,2%
			TOTAL	650,00	100,0%

Fonte : Elaboração dos autores a partir dos dados da ANP
1 Inclui a Consigaz Distribuidora de Gás Ltda. e Gasball Armazenadora e Distribuidora Ltda.

Na região Centro-Oeste, é importante destacar uma peculiaridade referente à evolução da estrutura de mercado nos últimos 10 anos. Em 2010, as participações individuais das quatro maiores apresentaram uma grande variabilidade, pois estiveram no intervalo entre 12% e 30%, o que evidenciava escalas de comercialização distintas. Já em 2020, essas participações oscilaram em um intervalo bem menor, entre 18% e 21,5%, o que reflete uma grande rivalidade nesse mercado. De fato, a Ultragaz passou a liderar o mercado com 21,4% das vendas, com aumento de 9,2 pontos percentuais em comparação com a sua participação em 2010 (12,2%). Por outro lado, as três outras maiores empresas registraram diminuição nas suas parcelas de mercado, a saber: Supergasbras (-8,6 pp), Liquigás (-6,9 pp) e Copagaz (-1,3 pp).

Além disso, a empresa Consigaz, que não comercializava GLP em 2010 na região Centro-Oeste, detém hoje parcela de quase 7% do mercado que está em expansão e registrou um crescimento das vendas totais de 22% entre 2010 e 2020. No caso da empresa Nacional Gas Butano, que é a quarta colocada no mercado nacional (18,5% das vendas totais no país), sua fatia no mercado da referida região é de quase 14% (2020) e, portanto, está na quinta posição.

Tabela 4 – Vendas das Distribuidoras na região Sudeste em 2010 e 2020

2010	mil t	%	2010	mil t	%
CONSIGAZ	127,80	4,0%	CONSIGAZ	315,26	9,8%
COPAGAZ	293,30	9,2%	COPAGAZ	342,40	10,6%
LIQUIGÁS	585,13	18,3%	LIQUIGÁS	582,15	18,0%
NACIONAL GAS BUTANO	406,00	12,7%	NACIONAL GAS BUTANO	373,85	11,6%
SUPERGASBRAS	739,20	23,1%	SUPERGASBRAS	741,77	23,0%
ULTRAGAZ	925,15	29,0%	ULTRAGAZ	824,65	25,5%
Outras Empresas	117,04	3,7%	Outras Empresas	49,10	1,5%
TOTAL	3.193,60	100,0%	TOTAL	3.229,17	100,0%

Fonte: Elaboração dos autores a partir dos dados da ANP

Não obstante as vendas totais de GLP da região Sudeste representar 43% do país, em 2020, essas vendas mantiveram-se praticamente constantes entre 2010 e 2020 (aumento de 1,1%). Esse fato pode estar associado à ampliação da rede de distribuição de gás natural nos principais centros urbanos.

Entre 2010 e 2020, as participações individuais das quatro maiores empresas permaneceram estabilizadas, com exceção da líder Ultragaz cujas vendas caíram (- 11%), o que representou redução de 3,4 pp no seu *marketshare*. Em 2020, ao examinar a estrutura de mercado das três maiores empresas Ultragaz, Supergasbras e Liquigás, nota-se que as escalas de comercialização são similares, o que confere uma vantagem competitiva relevante em relação às demais distribuidoras que atuam na região Sudeste.

Cabe salientar a ampliação da participação de mercado da Consigaz (ocupa a 6ª posição no ranking), que passou de 4,0%, em 2010, para 9,8%, em 2020, percentual esse relativamente próximo aos das empresas Copagaz e Nacional Gas Butano. O crescimento das vendas totais da Consigaz no país, que atua principalmente nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, resultou em aumento de sua fatia do mercado nacional, atingindo 5,15% em 2020 e era de 2,4% em 2010. Essa situação comprova que empresas de porte menor em comparação com aquelas que possuem parcelas de mercado mais expressivas podem alcançar escalas mínimas eficientes para realizar as suas atividades, em geral, focadas em regiões específicas.

À luz destas considerações, é possível afirmar que, a concorrência no mercado de distribuição de GLP da região Sudeste é acirrada e as empresas adotam estratégias de curto e médio prazos para manter ou ampliar suas fatias de mercado.

Tabela 5 – Vendas das Distribuidoras na região Sul em 2010 e 2020

2010	mil t	%
COPAGAZ	68,99	6,1%
LIQUIGÁS	395,39	34,8%
NACIONAL GAS BUTANO	158,93	14,0%
SUPERGASBRAS	294,50	25,9%
ULTRAGAZ	199,48	17,6%
Outras Empresas	18,15	1,6%
TOTAL	1.135,44	100,0%

2010	mil t	%
COPAGAZ	91,56	7,0%
LIQUIGÁS	392,81	30,1%
NACIONAL GAS BUTANO	179,57	13,8%
SUPERGASBRAS	313,72	24,0%
ULTRAGAZ	289,25	22,2%
Outras Empresas	38,03	2,9%
TOTAL	1.304,93	100,0%

Fonte: Elaboração dos autores a partir dos dados da ANP

Na região Sul, as duas maiores empresas (Liquigás e Supergasbras) detinham uma participação conjunta de 60,8% e de 54,1%, nos respectivos anos de 2010 e 2020. Houve, portanto, redução de suas participações individuais, com destaque para a empresa líder que perdeu 4,7 pp, enquanto a diminuição da Supergasbras foi de 1,9 pp. Por outro lado, no mesmo período, a Nacional Gas Butano manteve sua participação praticamente constante e a Ultragaz avançou 4,6 pp. Essas mudanças na estrutura do mercado são resultado da disputa entre os agentes econômicos em um mercado cujo aumento das vendas totais foi de 15% ao comparar os anos de 2010 e 2020.

Dessa forma, apesar de ser um mercado bastante concentrado em apenas quatro empresas (mais de 90% em 2020), há concorrência entre os agentes econômicos tendo em vista as alterações nas fatias de mercado, o que caracteriza um mercado oligopolizado com pressões competitivas.

6.5.3 Concentração do Mercado

Para examinar o grau de concentração do mercado de distribuição de GLP por região geográfica, foram utilizados os indicadores adotados nos estudos sobre diagnósticos da concorrência feitos pela ANP nos anos de 2016 e 2020[32], a saber: o CR(k) e o Hirschman-Herfindahl Index (HHI). Esses indicadores foram calculados para os mercados de combustíveis automotivos no Brasil, cujos resultados estão expressos no Capítulo 5.

As Figuras 4 e 5 apresentam os resultados dos dois índices de concentração calculados para os mercados de distribuição de GLP por região geográfica.

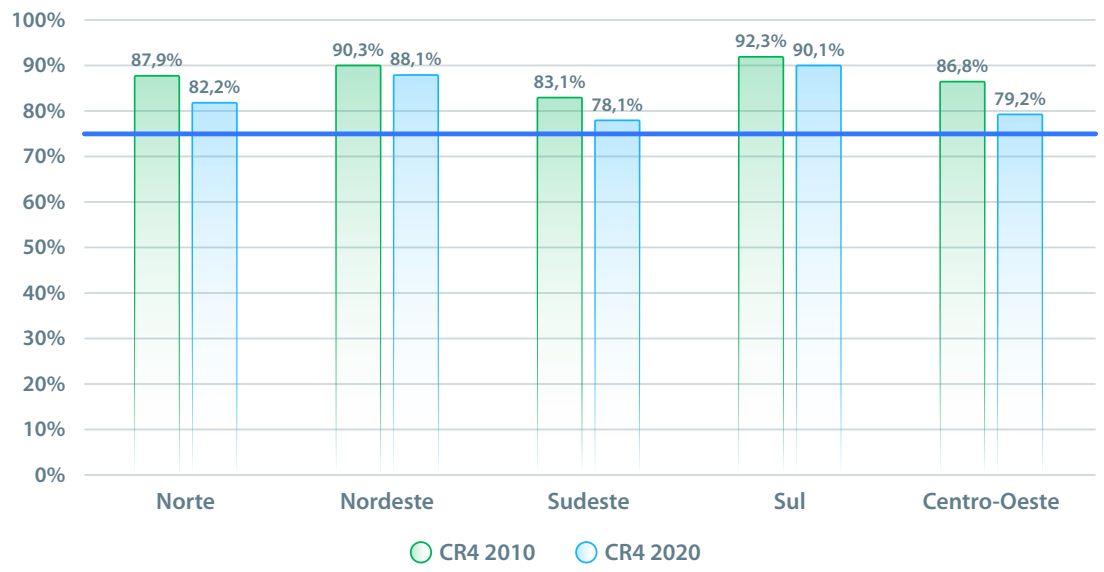
Ao examinar os resultados referentes ao CR4, em todas as regiões, os indicadores para os anos de 2010 e 2020 superaram 75%, indicando uma alta concentração dos mercados. Entretanto, verifica-se, para todas as regiões, reduções dos graus de concentração ao comparar os indicadores nos dois anos observados. As reduções mais acentuadas ocorreram nas regiões Centro-Oeste (-7,6 pp), Norte (- 5,0 pp) e Sudeste (- 5,0 pp).

Na Figura 5 as duas linhas representam os valores de referência para classificar os índices de concentração[33]. A primeira (linha verde) considera mercados moderadamente concentrados (HHI a partir de 1.000 pontos) e a segunda (linha amarela) mercados altamente concentrados (HHI a partir de 1.800 pontos). Assim, de forma análoga à avaliação dos indicadores obtidos a partir do CR4, os resultados do cálculo do HHI para todas as regiões também caracterizam mercados altamente concentrados (acima de 1.800 pontos), com redução do grau de concentração entre 2010 e 2020.

32. No âmbito do Acordo de Cooperação Técnica nº 6/2013 celebrado com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), a ANP elaborou dois estudos intitulados "Diagnóstico da Concorrência na Distribuição e Revenda de Combustíveis Automotivos" para os anos de 2016 e 2020.

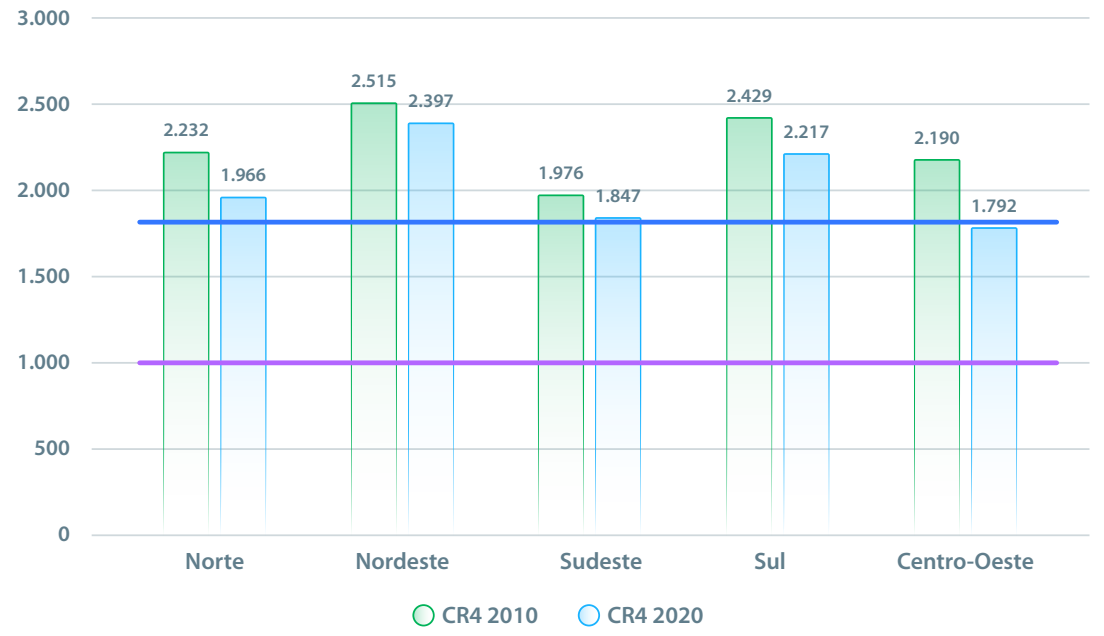
33. Os valores de referência estão explicados e sintetizados na Tabela 4 do Capítulo 5.

Figura 4 – Concentração do Mercado de Distribuição de GLP medido pelo CR4 (%)



Fonte: Elaboração dos autores a partir dos dados da ANP

Figura 5 – Concentração do Mercado de Distribuição de GLP medido pelo HHI



Fonte: Elaboração dos autores a partir dos dados da ANP

Assim, pode-se afirmar que, por um lado, as grandes empresas que atuam nesses mercados implementam estratégias no sentido de consolidar as suas fatias de mercado, aproveitando de suas vantagens competitivas e, por outro, empresas de menor porte podem atingir escalas mínimas de

eficiência de tal modo a garantir boa rentabilidade nas operações de comercialização em regiões específicas. Apesar dos níveis elevados de concentração, mudanças ocorridas nas estruturas dos mercados analisados tendem a refletir um grau de concorrência compatível com a configuração desses mercados, levando em conta a necessidade de investimento para obter ganhos de eficiência em todo o processo de comercialização (armazenamento, infraestrutura logística, marketing, aperfeiçoamento das Tecnologias da Informação, etc), como destacado nas seções 3 e 5.2.

De fato, a relação entre concentração e competição depende das especificidades de cada segmento de mercado e das formas de organização de uma determinada indústria, considerando questões de naturezas distintas, tais como, rentabilidade do negócio, capacidade de financiamento para investir, melhorias técnico-operacionais das atividades e perspectivas de crescimento do mercado.

Cabe ainda ressaltar que nas últimas duas décadas, verificou-se a ocorrência de algumas operações de fusão e aquisição de empresas no mercado de distribuição de GLP, o que aumenta o grau de concentração de mercados em regiões específicas.

Como apontado em estudo da ANP (2020)[34], o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência analisou alguns atos de concentração nesse mercado. Entre as operações mais recentes, pode-se citar: a aquisição da Shell Gás pela Ultragaz, em 2003; a aquisição da Agip pela Petrobras, em 2004; a operação de aquisição da Gasball pelo Grupo Consigaz, em 2007; a cessão dos ativos da Nutrigás para a Ultragaz, em 2011; e a aquisição da Repsol pela Ultragaz, também em 2011. Todas essas operações foram aprovadas pelo CADE, sem restrições.

Entretanto, em 2018, o CADE reprovou a compra da Liquigás, subsidiária da Petrobras, por parte da Ultragaz. Posteriormente, em novembro de 2020, outra operação envolvendo a venda da Liquigás foi autorizada pelo CADE. O negócio abrange três operações distintas envolvendo as empresas Copagaz, Itaúsa, Nacional Gás Butano (NGB) e Fogás. O aval foi condicionado à assinatura de um Acordo em Controle de Concentrações (ACC)[35].

Por esse acordo, a Copagaz e a NGB participam de uma segunda operação, que compreende a constituição de uma nova empresa que será composta por ativos da Liquigás e da Copagaz, nos estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Goiás, Distrito Federal, Bahia, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Mato Grosso do Sul a serem transferidos para a NGB, que em seguida será desvinculada da composição societária da Liquigás. O mesmo ocorrerá com a Fogás no que se refere aos ativos da Liquigás e da Copagaz nos estados de São Paulo e Goiás.

---

34. ANP (2020). Nota Técnica nº 22/2020/SDR. Disponível em https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2020/nota-tecnica-22-2020.pdf/view

35. As empresas informaram ao Cade que a Copagaz passará a ser a nova controladora da Liquigás, junto com a Itaúsa — que deterá de 45% a 49,99% do capital social e votante da Copagaz. Já a participação da NGB e da Fogás no negócio teria como objetivo solucionar possíveis preocupações concorrenciais observadas em alguns estados brasileiros, segundo critérios estabelecidos pelo Cade no julgamento da venda da Liquigás para a Ultragaz, vetada pelo órgão antitruste em 2018. O conselheiro Bandeira Maia explicou também que o ato de concentração corresponde a um novo projeto de desinvestimento da Liquigás e ressaltou que a estrutura do mercado brasileiro de distribuição de GLP, seja envasado ou a granel, consiste em um oligopólio formado por quatro empresas: Liquigás, Ultragaz, NGB e Supergasbrás. que dominam cerca de 80% do mercado há mais de uma década.

Assim, somente após a conclusão dessas operações é que se poderá fazer uma nova avaliação da concentração do mercado de distribuição de GLP após o desinvestimento da Liquigás pela Petrobras.

6.6 Condições de Concorrência: o que se pode (e o que não se pode) inferir

Este Capítulo reforça a argumentação teórica e conclusões desenvolvidas no Capítulo 1 no sentido de considerar que um mercado de concorrência oligopolista não necessariamente implica que a concorrência é reduzida no setor. É fundamental, portanto, avaliar as condições específicas que induzem ao aumento da rivalidade entre as empresas que atuam nos mercados regionais de distribuição de GLP.

Dadas as peculiaridades da atividade de comercialização, o entendimento da dinâmica concorrencial requer examinar elementos inerentes ao funcionamento do mercado, como a marca comercial da empresa de distribuição que está associada ao conjunto dos serviços prestados, que envolve desde as condições de pagamento até a assistência técnica e a confiabilidade dos prazos de entrega; os ganhos oriundos de economias de escala de naturezas distintas, associadas à aquisição de volumes maiores do fornecedor, à capacidade efetiva para armazenar e envasar o produto e ao volume da carga transportada para atender ao consumidor final; a estrutura logística desenvolvida que contempla as questões referentes aos suprimentos de insumos (fontes de suprimento, estocagem, modal de transporte utilizado, etc), às atividades de distribuição (localização de instalações, capacidade de armazenagem, processamento de pedidos, etc) e questões gerais tais como, processamento de informações, desenvolvimento de modelos de otimização dos fluxos das mercadorias; e os preços praticados por região e por tipo de consumidor.

Dessa forma, as estratégias das empresas devem focar no investimento para melhorar tanto a eficiência da infraestrutura como um todo, quanto os processos técnico-operacionais associados aos serviços prestados.

Apesar dos níveis elevados de concentração medidos por indicadores usuais nas análises concorrenciais, o exame das estruturas de mercado por região geográfica revela alterações das parcelas de mercado de algumas empresas como consequência da concorrência existente entre os agentes econômicos. Assim, o grau de concentração pode ser atribuído aos ganhos decorrentes de menores custos médios de produção das empresas de maior porte (Stiglitz; Walsh, 2003), em particular, em indústrias nas quais as economias de escala são relevantes para a viabilidade econômica de suas atividades.

Conclui-se, portanto, que os níveis de concentração nos mercados de distribuição de GLP são compatíveis com as especificidades da indústria e que há rivalidade efetiva nos mercados regionais, na medida em que os agentes buscam obter ganhos de eficiência em todo o processo de comercialização.

Referências Bibliográficas

ANP (2017). Nota Técnica Conjunta n° 002/SDR-ANP/DCDP-SPG-MME. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2017/nota-tec-conj-02-2017-anp-sdr-mme.pdf

ANP (2020a). Nota Técnica n° 22/SDR. Disponível em https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2020/nota-tecnica-22-2020.pdf/view

ANP (2020b). Nota Técnica n°30/SDR (Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica). Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/arquivos/2020_NT302020SDRe_SEI_0755680.pdf

ANP (2020c). Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos. 2ª. Edição. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-erevistas/arquivos/diagnostico-sdc-2020.pdf.

ANP (2021). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Araújo Jr., J.T. (2018). A competição no setor de GLP: o papel da marca e da logística de distribuição. Disponível em: https://www.sindigas.org.br/Download/TPC%20ANP%2007-2018/O%20papel%20da%20marca%20e%20da%20logistica%20-%20Parecer%20JT.pdf

Bicalho, L.; Esteves, H; Oliveira, M. (2009). Diferenciação de preços na comercialização de GLP: um problema regulatório ou de política pública? Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/estudos-tecnicos/diferencializacao-precos-comercializacao-glp-2009.pdf

Colomer, M.; Alves, C.; Prado, L. (2019). Mercado de Distribuição de GLP no Brasil em perspectiva: Uma Análise da Estrutura dos Mercados Relevantes. Texto de Discussão n°01 GEE/IE/UFRJ em parceria com o SindiGas.

Colomer, M.; Pinto Jr., H.; Vernersbach, A. (2020). Competição, Rivalidade e Estrutura de Mercado: uma análise teórica da concorrência em oligopólio. Nota Técnica n°3 GEE/IE/UFRJ em parceria com o SindiGas.

Figueiredo, R (2006). Gargalos logísticos na distribuição de combustíveis brasileira. Disponível em: https://www.ilos.com.br/web/gargalos-logisticos-na-distribuicao-de-combustiveis-brasileira/

LCA Consultores (2015). Lógica Econômica e Efeitos Esperados de Distintos Arranjos para a Comercialização de GLP Envasado no Brasil in: Coletânea Sindigás - Regulação do setor de GLP no Brasil. Disponível em: http://www.sindigas.org.br/novosite/wp-content/uploads/2017/09/Regulacao_do_setor_de_GLP_no_Brasil.pdf

Lodi, C. F. (1993) Subsídios e preços de derivados de petróleo e de álcool no Brasil. Petro&Gas, n.45, maio 1993, p.51-56 (parte I); n.46, junho 1993, p.53-63 (parte II).

MME (2021). Balanço Energético Nacional.

Kupfer , D., & Hasenclever, L. (2002). *Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil.* Rio de Janeiro: Campus.

Pinto Jr, H. (2018) Questões-Chave sobre a Regulação do Mercado de GLP: uma contribuição sobre a comercialização e o enchimento fracionado de recipientes. Disponível em: http://www.sindigas.org.br/Download/TPC%20ANP%2007-2018/Relatorio%20Helder%20Queiroz%20TPC%20GLP%20231118.pdf

Possas, M. (2002) "Concorrência Schumpeteriana", in Kupfer, D., Hasenclever, L., (org) Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil, Rio de Janeiro, Editora Campus.

Silva, A. (2010). Concorrência sob condições oligopolísticas – contribuições nas análises centradas no grau de atomização/concentração dos mercados. Instituto de Economia da UNICAMP, São Paulo.

Soares, A. C. (2013). Diagnóstico e modelagem da rede de distribuição de derivados de petróleo no Brasil. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de janeiro.

Stiglitz, J. E.; Walsh, C. E. (2003). *Introdução à Microeconomia*. 3a ed. Rio de Janeiro, Editora Elsevier.

Anexo 1
Principais mudanças normativas referentes ao mercado de GLP

Regulamentação/Legislação	Medida
Portaria do Ministério da Fazenda n°195, de 31/07/1996	Fixou o preço de faturamento do GLP na refinaria e liberou os fretes e as margens de distribuição e de revenda, observados os preços máximos de venda ao consumidor estabelecidos por portarias conjuntas do MF e MME
Lei n° 9.478/1997	Estabeleceu os princípios básicos que passaram a nortear as atividades das indústrias de petróleo, derivados e gás natural e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a ANP (Agência Nacional do Petróleo).
Lei n° 9.478/1997 e Lei n°9.990/2000	Definição do período de transição do processo de desregulamentação da política de preços dos derivados de petróleo até dezembro de 2001.
Portaria Interministerial MF/MME n°3, de 27 de julho de 1998	Estabeleceu que os reajustes dos preços seriam calculados por meio de fórmula paramétrica. Essa sistemática de reajuste permaneceu em vigor até 31 de dezembro de 2001
Portaria Interministerial MF/MME n° 322, de 30/11/1998	Liberação dos preços do GLP, vendido a granel e acondicionado em vasilhames (botijões), nas unidades de comércio atacadista e varejista nos Estados das regiões Sul e Sudeste
Lei n° 9.847, de 26 de outubro de 1999	Trata da fiscalização das atividades relativas à indústria nacional dos combustíveis
Lei n° 10.336, de 19/12/2001	O processo de desregulamentação foi finalizado em 01/01/2002, com a criação da CIDE (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico), a liberação dos preços nas unidades produtoras e a queda de barreiras legais à importação de combustíveis.
Portaria Interministerial MF/MME n°125, de 03/05/2001	Liberação dos preços do GLP, vendido a granel e acondicionado em vasilhames (botijões), nas unidades de comércio atacadista e varejista nos Estados das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.
Resolução ANP n°297, de 18/11/2003	Resolução que definia regras para a revenda e comercialização do GLP. Uma mudança relevante foi o fim da proibição de vinculação entre distribuição e revenda feita pela mesma empresa (Portaria MINFRA n° 843/1990). Com isso, o revendedor passava a poder comercializar mais de uma marca da empresa distribuidora.
Resolução ANP n° 14/2006 (vigorou entre julho de 2006 e fevereiro de 2020)	Comercialização entre produtores ou importadores e distribuidores de GLP destinado exclusivamente à venda para uso doméstico em botijão de até 13 kg poderá ser efetuada a preços inferiores aos praticados na comercialização de GLP para venda aos demais usos.
Resolução ANP n°297, de 18/11/2003	Resolução que definia regras para a revenda e comercialização do GLP. Uma mudança relevante foi o fim da proibição de vinculação entre distribuição e revenda feita pela mesma empresa (Portaria MINFRA n° 843/1990). Com isso, o revendedor passava a poder comercializar mais de uma marca da empresa distribuidora.
Resolução ANP n° 15, de 18/05/2005	Resolução referente ao serviço de distribuição de GLP, definindo requisitos necessários para essa ação. Essa resolução foi substituída em 2016.
Resolução ANP n° 42, de 18/8/2011	Define novas regras para a construção e operação de instalações de armazenamento de derivados de petróleo, dentre eles o GLP.
Resolução ANP n° 49, de 30/11/2016	Regulação sobre a distribuição de GLP, definindo quem pode distribuir, o que é necessário para tanto, como o produto pode ser comercializado, entre outras regras. Essa resolução substituiu a Resolução ANP n° 15/05.
Resolução ANP n° 51, de 30/11/2016	Regulação sobre a revenda de GLP, substituindo a Resolução ANP n° 297/03.
Resolução ANP n° 709, de 14/11/2017	Resolução que altera alguns pontos das Resoluções n° 49 e n° 51. Objetiva, de forma geral, mudar algumas condições para o agente interessado se tornar distribuidor/revendedor. Porém, não muda muito o funcionamento do mercado, mantendo o modelo de envasilhamento como obrigatório.
Resolução ANP n°797, de 19/07/2019	Promove alterações nas Resoluções ANP n° 49 e n° 51, relacionadas à distribuição e revenda de GLP.
Resolução ANP n° 784, de 26/04/2019	Revoga a Resolução ANP n° 42/11 e estabelece novas regras para as instalações de armazenamento de derivados de petróleo.
Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) revogou a Resolução n° 4/2005	O CNPE aprovou o fim da diferenciação de preços de GLP nas unidades produtoras que passou a vigorar a partir de 1º de março de 2020 e era aplicada desde julho de 2006.

PARTE II: MERCADOS E PREÇOS

Capítulo 7

Assimetria na Transmissão de Preços: conceito e aplicações para mercados de combustíveis[1]

Luciano Losekann

Niágara Rodrigues

7.1 Introdução

A modelagem dos preços de derivados do petróleo recebe especial atenção na literatura aplicada. Em particular, os pesquisadores se concentram na transmissão de preços, ou seja, na maneira como os movimentos dos mercados internacionais são transmitidos a jusante aos preços pagos pelos usuários finais. Esse interesse na transmissão de preços é amplamente impulsionado por sua natureza assimétrica (não linear), ou seja, os preços dos derivados parecem responder rapidamente a aumentos nos custos, mas postergam a queda quando a situação do mercado é mais favorável.

Qualquer assimetria na transmissão de preços poderia resultar em uma transferência de bem-estar, com os vendedores desfrutando temporariamente de receitas mais altas e custos mais baixos, e os compradores não se beneficiam dos preços mais baixos o mais rapidamente possível.

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada da Nota Técnica 02/20191, elaborada em dezembro de 2019, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

Essa situação (referida como Assimetria na Transmissão de Preço – aqui ATP) é vista, na literatura acadêmica e também nos órgãos de regulação setorial e de defesa da concorrência, como um sinal de falha de mercado.[2]

O objetivo deste Capítulo é apresentar os principais conceitos e a literatura relacionada à assimetria de transmissão de preços. O Capítulo apresenta, num primeiro momento, as definições, classificações e causas de assimetria na transmissão de preço nos mercados varejistas de combustíveis; em seguida, aponta as características e especificidades dos trabalhos desenvolvidos, na literatura internacional.

7.2 Tipos de Assimetria na Transmissão de Preços (ATP) e seus determinantes

Os preços das mercadorias usualmente são determinados pelas interações entre oferta e demanda. Em um mercado de concorrência perfeita, referência básica da teoria microeconômica tradicional, ofertantes e demandantes possuem informações completas e podem obtê-las sem nenhum custo. As alterações de custos são transferidas ao longo das cadeias produtivas de maneira completa e instantânea até os preços finais. Em outras palavras, nesse arcabouço, a transmissão de preços ocorre de maneira simétrica.

Na prática, entretanto, a transmissão de preços ao longo de cadeias produtivas não segue o mundo de manual de concorrência perfeita e as alterações de custos não são repassadas completa e instantaneamente aos preços finais.

De maneira geral, define-se Assimetria na Transmissão de Preços (ATP) como "as diferenças entre ajustamentos positivos e negativos de preços de um produto, em um dado mercado, a variações no preço de seu insumo" (Silva et al, 2011). Peltzman (2000) aponta que, a cada três mercados, em dois os preços dos produtos aumentam de maneira mais rápida do que caem em função de variações de preço nos insumos. Esse tipo de fenômeno é mais frequentemente detectado em *commodities*, uma vez que a homogeneidade pode facilitar a coordenação entre os ofertantes. A literatura indica que mercados de combustíveis, em diversos países, são objeto de ATP (Bacon, 1991; Canedo-Pinheiro, 2012; Uchôa, 2016).

Meyer e von Cramon-Taubadel (2004) classificaram ATP de acordo com três critérios distintos: (i) vertical ou espacial; (ii) de magnitude e velocidade; e (iii) positiva e negativa. Para as devidas definições, os autores consideram dois preços: um de atacado (P_a) e outro de varejo (P_v), em que o preço de varejo depende do preço de atacado.

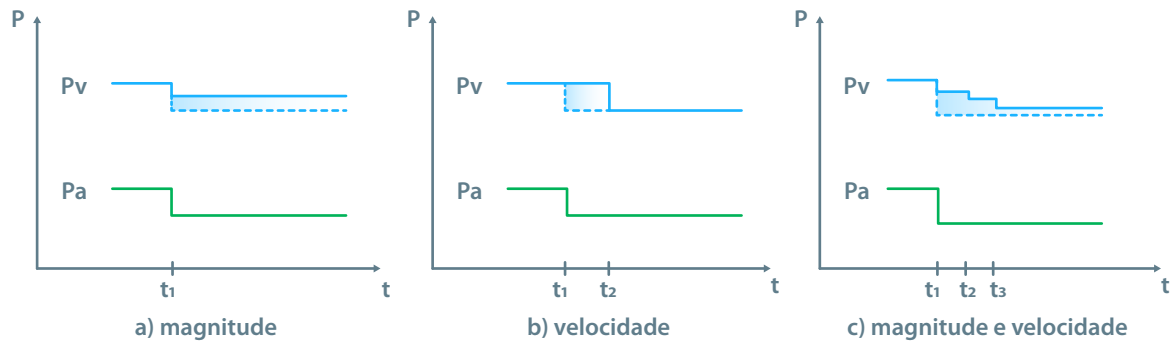
2. - Ver Borenstein, Cameron & Gilbert (1997).

Transmissões assimétricas de preços verticais estão associadas a uma determinada cadeia produtiva. São caracterizadas pela maneira como os preços de um produto reagem quando variam os preços dos insumos utilizados na sua produção. Por exemplo, o aumento do preço do petróleo bruto repercute nos preços finais da gasolina vendida nos postos aos consumidores.

Já a ATP espacial ocorre entre diferentes regiões[3], como países, cidades ou até mesmo bairros, em que variações de preços em uma região são capazes de afetar os preços em regiões vizinhas. Por exemplo: caso os postos revendedores da zona sul do Rio de Janeiro elevem o preço da gasolina, é bem provável que os postos do centro da cidade também decidam fazê-lo. De maneira análoga, talvez alterações de preços na zona sul não gerem aumentos de preços em outros municípios da região metropolitana do Rio de Janeiro, já que possivelmente seriam mercados relevantes distintos.

As assimetrias vertical e espacial ainda podem ser classificadas de acordo com suas magnitudes e velocidades. As Figuras 1 e 2 ilustram a ATP segundo magnitude e velocidade, representando a evolução do preço no atacado (P_a) e no varejo (P_v). A partir de uma redução do preço no atacado em $t_o$as linhas cheias representam as trajetórias reais dos preços no varejo e as linhas pontilhadas representam a trajetória que os preços deveriam seguir caso a transmissão ocorresse de forma completa e instantânea. As áreas em cinza representam as assimetrias, ou seja, o repasse parcial ou postergado da alteração do preço no atacado.

Figura 1: Assimetrias de Magnitude e/ou Velocidade em um cenário de queda de preço no atacado – efeito pena



Fonte: Adaptado de Meyer e von-CramonTaubadel (2004)

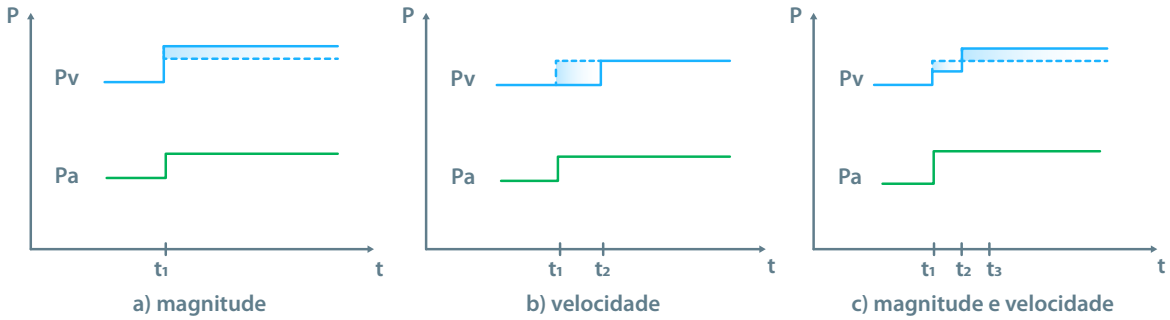
Na Figura 1.a, assimetria de magnitude, o preço do varejo diminui no mesmo momento que o preço do atacado, t_1, porém em menor intensidade. Na assimetria de velocidade (Figura 2.b), o preço do varejo diminui posteriormente, em t_2.Ou seja, existe um atraso na transmissão do preço. Por fim, a Figura 2.c ilustra a ocorrência simultânea de assimetria de magnitude e de velocidade. A queda

3. A ATP espacial está associada com o conceito de mercado relevante. Por definição, mercado relevante é a área geográfica em que as empresas fornecedoras de produtos ou serviços atuam em condições em que a concorrência é suficientemente homogênea. Isto é, é a área geográfica de competição entre empresas.

no preço do varejo ocorre de maneira gradual, caindo pouco a pouco entre t_1 e t_3 – caracterizando assimetria de velocidade. Ademais, em t_3, nota-se que a redução do preço no varejo foi menor que a redução no preço de atacado, resultando em assimetria de magnitude.

As trajetórias dos reajustes também podem ocorrer no sentido contrário, isto é, caso ocorra uma elevação de preços. A Figura 2 demonstra uma possibilidade do cenário, preço do varejo responde em maior magnitude a uma elevação no preço do atacado, caracterizando uma assimetria de magnitude (Figura 2.a); na Figura 2.b, as variações são idênticas, porém a resposta do varejo ocorre em um momento posterior no tempo, ilustrando uma assimetria de velocidade. Por fim, na Figura 2.c, o resultado de uma variação positiva no preço do atacado implica em uma alteração no preço do varejo em maior magnitude, porém ao longo do tempo, marcando assim uma assimetria simultânea de magnitude e velocidade[4].

Figura 2: Assimetrias de Magnitude e/ou Velocidade em um cenário de aumento de preço – efeito Foguete.



Fonte: Adaptado de Meyer e von-CramonTaubadel (2004)

Por último, as assimetrias de magnitude e de velocidade podem ser subdivididas em positivas ou negativas. Se o preço do produto subir de maneira mais veloz e intensa quando o preço do insumo aumenta do que cair quando o preço do insumo diminui, então a assimetria será positiva. Por outro lado, se o preço do produto subir de maneira menos intensa e menos veloz (com variação positiva no preço do insumo) e cair de maneira direta e completa (com variação negativa no preço do insumo), a assimetria será negativa.

Os primeiros trabalhos empíricos sobre ATP datam do início da década de 1990 e tratam, majoritariamente, de países desenvolvidos, como Estados Unidos, Reino Unido e Alemanha. Nessa época, esses países, sobretudo os Estados Unidos, sofriam impactos da Guerra do Golfo (1990-1991), que causou grandes flutuações dos preços do petróleo no mercado internacional, impactando assim nos preços dos demais derivados, que se mostraram muito mais voláteis.

4. Vale ressaltar que as possibilidades de combinação de assimetrias de magnitude e/ou velocidade são inúmeras, não se limitando apenas às representadas nas Figuras 1 e 2.

O estudo de Bacon (1991) sobre assimetria da gasolina no Reino Unido foi o pioneiro. O autor utilizou uma ilustração que se tornou muito usual na literatura sobre o tema, a analogia dos efeitos "foguete" e "pena" para descrever o comportamento assimétrico da transmissão de preços (ATP positiva). Nessa situação, os preços aumentam rápido e intensamente quando o preço do insumo sobe, como um "foguete", e caem devagar e em menor intensidade quando o preço do insumo diminui, como uma "pena".

A partir de dados de preços da gasolina no varejo e no atacado, o autor encontrou os seguintes resultados: (i) variações no custo dos insumos e na taxa de câmbio são completamente repassadas ao preço de varejo no longo prazo; (ii) existe um grau de assimetria significativo no ajuste dos preços de varejo em cenários de aumentos e reduções dos custos; e (iii) os repasses, em um contexto de queda de custos, ocorrem com uma semana de atraso comparativamente a uma elevação dos custos.

Um argumento semelhante foi construído por Bremmer e Kesselring (2016), que compararam a ATP negativa com rochas e balões, já que os preços caem rapidamente e sobem lentamente em resposta a variações nos preços dos insumos.

Quando os efeitos "pena" e "foguete" estão presentes, os consumidores de bens finais acabam sendo prejudicados. Na primeira situação, eles não são beneficiados pela redução completa e imediata dos preços e o ofertante do bem final é capaz de capturar ganho quando o preço do insumo cai. Já no segundo caso, os consumidores podem arcar com elevações de preços em montante superior à situação simétrica.

Analogamente, os efeitos "rocha" e "balão" tendem a beneficiar consumidores finais. Em função da intensidade da competição no mercado final, ofertantes retardam o repasse de aumento dos preços dos insumos (balão), abrindo mão de margem de remuneração. Quando o preço do insumo diminui, o repasse é rápido (rocha) para evitar a perda de mercado para concorrentes.

A principal consequência da presença de assimetrias na transmissão de preços, em termos de bem-estar social, é o surgimento de distorções no que se refere à questão distributiva. De um lado, na ATP positiva, vendedores se apropriariam de uma parcela da renda que deveria ser dos consumidores. Por outro lado, na ATP negativa, margens dos vendedores são transferidas para os consumidores.

A literatura aponta que a concorrência imperfeita é o principal determinante de assimetria na transmissão de preços. Vários aspectos de concorrência imperfeita são abordados. Concentração de mercado, coordenação da oferta e presença de empresas líderes podem possibilitar que ofertantes obtenham ganhos derivados do processo de repasse de custos, postergando e subdimensionando reduções e/ou antecipando e sobre dimensionando aumentos (Bedrosian e Moschos, 1988 e Uchôa, 2016).

Informação imperfeita é também um fator destacado na literatura. Custos de busca podem justificar assimetria positiva (foguete e pena), favorecendo ofertantes. Rodrigues e Losekann (2018) apontam

que no mercado de combustíveis automotivos, os consumidores são mais propensos a se esforçarem na procura por melhores preços quando o preço sobe do que quando o preço cai.

Ou seja, o consumidor tende a buscar um concorrente quando percebe que o preço no posto de abastecimento aumentou, mas tende a abastecer no posto de costume se o preço diminuiu. Isso motiva postos de abastecimento a repassarem integralmente aumento de custos, já que aumentar pouco não asseguraria a venda, e parcialmente diminuição, já que isso é suficiente para assegurar a venda, gerando assimetria positiva. Medidas que reduzam custo de busca, como a disseminação de aplicativos de comparação de preços, podem mitigar o problema de ATP positiva. A experiência pioneira da Alemanha de divulgação de preços de combustíveis automotivos via aplicativos indica como os efeitos "foguete" e "pena" podem ser mitigados e os consumidores podem ser beneficiados.

Também é relevante para a ocorrência de transmissões assimétricas de preços a questão dos estoques. Supondo, por exemplo, que um posto de revenda adquiriu quantidade de gasolina suficiente para formar estoques. Caso ocorra um aumento no preço da gasolina na refinaria, o posto imediatamente repassará este aumento ao preço da gasolina, ainda que a tenha comprado por um preço mais baixo, o que resultará em maior lucratividade e ATP (Borenstein et al, 1997).

Ainda sobre a questão de estoques, Rodrigues e Losekann (2018) destacam que se o consumidor acreditar que o preço da gasolina irá subir, ele antecipará o seu consumo. Assim, o aumento da demanda por gasolina reduzirá a quantidade estocada pelos postos, fazendo-os recorrerem mais rapidamente aos seus fornecedores. Como consequência, haveria elevação nos preços de atacado de maneira mais rápida que a inicialmente prevista.[5]

Tal como destacado na Introdução, na literatura internacional, os estudos empíricos de assimetria na transmissão de preço do GLP estão concentrados, diferentemente do caso brasileiro, no segmento de transporte, ou seja, no uso do GLP como combustível automotivo alternativo à gasolina e ao óleo diesel. O GLP no transporte é comum em vários países (por exemplo, Austrália, Turquia, Polônia, Itália e Coréia do Sul) principalmente por questões ambientais e de segurança energética. Cabe aqui, contudo, destacar os principais trabalhos desenvolvidos nessa perspectiva.

Estudos como o de Isakower e Wang (2014) compararam ciclos de preços (Ciclos de Edgeworth) entre a gasolina e o GLP na cidade de Perth, na Austrália. A partir de dados diários de preços, de 3 de janeiro de 2001 até 31 de outubro de 2003, os autores detectaram ciclos mais longos e mais assimétricos para o GLP, comparativamente aos ciclos da gasolina. Os autores concluíram que os ciclos de preços do GLP nesse mercado são semelhantes aos ciclos de preços da gasolina, exceto que os ciclos do GLP são muito mais longos e mais assimétricos. Os mercados de GLP e gasolina nessa área são muito semelhantes no lado da oferta, mas diferem significativamente no lado da demanda. O GLP e a gasolina são fornecidos pelas mesmas empresas através da mesma rede de postos de

5. Outra justificativa para a ocorrência de ATP, observada na literatura sobre o tema, são os denominados ciclos de Edgeworth. Volatremos a eles no Capítulo 8.

combustíveis no varejo. A demanda agregada por GLP, no entanto, é presumivelmente mais elástica que a demanda por gasolina[6].

O Capítulo seguinte irá se valer dos conceitos aqui apresentados, para um exame mais detalhado do problema de ATP para o mercado de gasolina no Brasil.

Referências Bibliográficas

BACON, R. W. (1991). Rockets and feathers: the asymmetric speed of adjustment of UK retail gasoline prices to cost changes. Energy Economics, 13, issue 3, pp. 211-218.

BEDROSSIAN, A, MOSCHOS, D. (1988). Industrial structure, concentration and speed of price adjustment. The Journal of Industrial Economics, Oxford, v. 36, n.4, pp 459-475.

BORENSTEIN, S.; CAMERON, A. C.; GILBERT, R. (1997). Do gasoline prices responde asymmetrically to crude oil price changes? The Quarterly Journal of Economics, v. 112, pp. 305-309.

BREMMER, D. S.; KESSELRING, R. G. (2016). The relationship between US retail gasoline and crude oil prices during the Great Recession: "rockets and feathers" or "ballons and rocks"? Energy Economics, v. 55, pp. 200-210.

CANÊDO-PINHEIRO, M. (2012). Assimetria na transmissão dos preços dos combustíveis: o caso do óleo diesel no Brasil. Revista Brasileira de Economia. Rio de Janeiro, v. 66, n. 4, pp. 557-578.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios. Rio de Janeiro: IBGE; 2018.

ISAKOWER, S., WANG, Z., (2014). A comparison of regular price cycles in gasoline and liquefied petroleum gas. Energy Economics 45, 445–454.

MEYER, J., VON CRAMON-TAUBADEL, S. (2004). Asymmetric price transmission: a survey. Journal of Agricultural Economics, Oxford, v. 55, n. 3, pp. 581-611.

PELTZMAN, S. (2000). Prices rise faster than they fall. Journal of Political Economy. Chicago, v. 108, n. 3, pp. 466-502.

RODRIGUES, N.; LOSEKANN, L. D. (2018). Assimetria na transmissão de preço ao longo da cadeia de comercialização da gasolina no Brasil. Revista Brasileira de Energia. V. 24, n. 4. Pp. 31-42.

SILVA, A. S.; VASCONCELOS, C. R. F.; VASCONCELOS, S. P.; MATTOS, R. (2011) Transmissão assimétrica de preços: o caso do mercado de gasolina a varejo nos municípios do Brasil. In: Encontro Nacional de Economia, 39, Foz do Iguaçu.

UCHÔA, C. F. A. (2016). Poder de mercado e transmissão assimétrica nos preços da gasolina em Salvador/BA. REVISTA ECONÔMICA DO NORDESTE, v. 47, pp. 137-151.

6. Na região analisada, o GLP é muito usado por táxis e outros veículos de frota de alta quilometragem; presume-se que esses usuários de GLP sejam sensíveis ao preço. Segundo a gasolina substitui o GPL porque a maioria dos veículos com capacidade para GPL são veículos bicombustíveis – gasolina e GPL, além disso, é necessário que esses veículos bicombustíveis usem gasolina regularmente. Obviamente, a elasticidade preço da demanda de GLP em outros segmentos, além do transporte, possui outras características.

Capítulo 8

Assimetria na Transmissão de Preços no Mercado de Gasolina no Brasil[1]

Luciano Losekann

Niágara Rodrigues

Francisco Raeder

8.1 Introdução

Este Capítulo trata de um tema importante em mercados de combustíveis: o processo de repasse de preços ao longo da cadeia produtiva. A literatura aponta que esse processo tende a ser assimétrico, ou seja, aumentos e diminuições de preços não são transmitidos da mesma forma. Optamos por iniciar a análise pelo caso da gasolina em função da disponibilidade de dados no Brasil e pelo fato da cadeia produtiva contar com elos bem definidos, com melhor tratamento estatístico.

O Capítulo, num primeiro momento, as características da cadeia produtiva de gasolina no Brasil e como a formação de preços do combustível evoluiu nos últimos anos. Em seguida, o conceito de assimetria na precificação é apresentado, destacando o tratamento da literatura aplicada ao caso de combustíveis.

Finalmente, a parte empírica busca verificar a existência de transmissão assimétrica no mercado de gasolina no Brasil, as particularidades regionais e como a mudança na estratégia de precificação

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada do Texto para Discussão 02/2020, elaborado em fevereiro de 2020, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

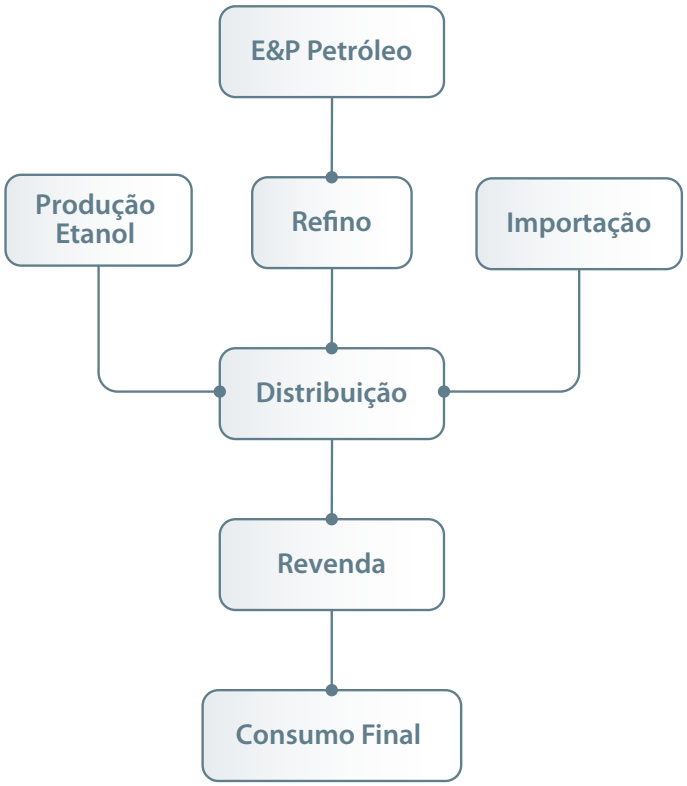
da Petrobras influenciou na assimetria na transmissão. São também quantificados os impactos ao consumidor de gasolina.

8.2 O Mercado Brasileiro de Gasolina

Para compreender a formação do preço da gasolina pago pelos consumidores finais e como ocorre a transmissão de preço ao longo da cadeia de comercialização, é importante conhecer a cadeia produtiva da gasolina da produção até a bomba. Além dos aspectos técnicos da produção, alguns elementos são relevantes para a composição do preço final, tais como as modificações estruturais da indústria e medidas regulatórias vigentes.

De uma maneira simplificada, quatro grandes atividades compõem a cadeia produtiva da gasolina (*Figura 1: Cadeia Produtiva Simplificada da Gasolina*): (i) exploração e produção (E&P) de petróleo, (ii) refino, (iii) distribuição e (iv) revenda. Os elos referentes à exploração e à produção constituem o segmento *upstream*, enquanto os três segmentos restantes compõem o *downstream*.

Figura 1: Cadeia Produtiva Simplificada da Gasolina



Fonte: Elaboração dos Autores

8.2.1 Exploração e Produção de Petróleo

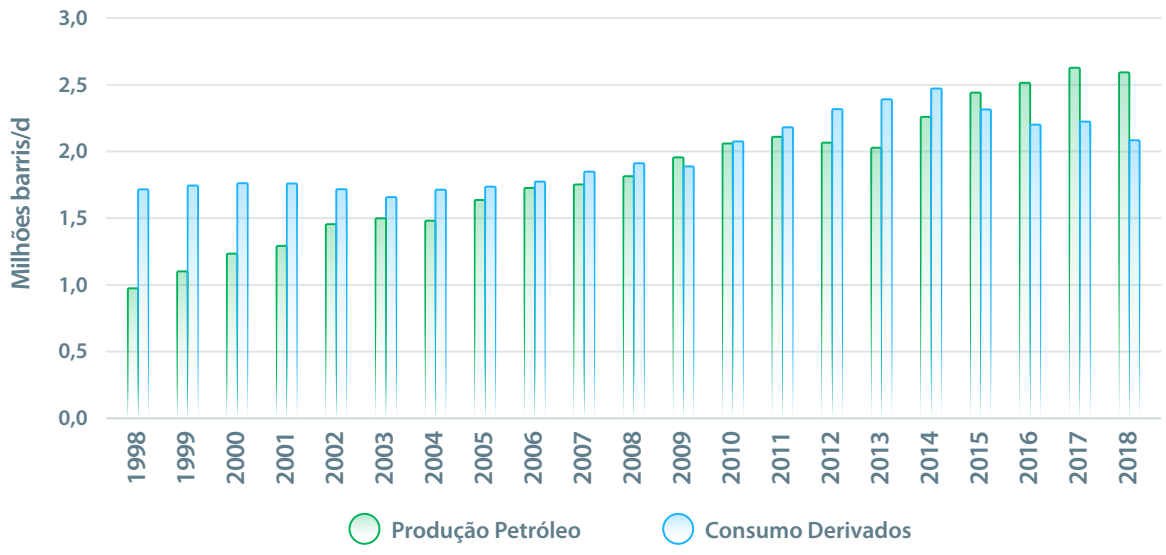
As atividades de exploração e produção de petróleo foram liberalizadas a partir do final dos anos 1990. A emenda constitucional número 9 flexibilizou o monopólio na Petrobras em 1995 e a lei do petróleo (9.478/1997) definiu o arcabouço institucional para atuação no segmento, baseada no regime de concessão para o acesso aos recursos petrolíferos. A lei 9.478/1997 estabeleceu as concessões de E&P seriam alocadas através de licitações competitivas, leilões, conduzidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Em 1998, na chamada "rodada zero", a Petrobras escolheu os blocos que desenvolveria atividades de exploração. No ano seguinte, ocorreu o primeiro leilão (1ª rodada) para a entrada de novos agentes no segmento. As rodadas de licitação ocorreram em frequência anual até 2008.

Com o anúncio da descoberta de recursos petrolíferos na camada do pré-sal, o governo brasileiro optou por rever o regime fiscal das atividades de E&P. O regime de Partilha foi implementado através da Lei 12.351/2010 para blocos localizados no chamado "Polígono do Pré-sal". Assim, dois regimes fiscais para E&P passaram a conviver no Brasil, já que o regime de concessão continuou aplicável em aproveitamentos fora dessa área.

Nos vinte anos desde a liberalização, foram realizadas 16 rodadas de licitação de concessão e 6 de partilha e várias empresas passaram a atuar no *Upstream* de petróleo brasileiro. Nesse período a produção de petróleo no Brasil aumentou de 1,0 milhão de barris por dia para 2,6 milhões. De exportador líquido, o Brasil passou a exportador relevante de petróleo. Em 2018, o excedente líquido de petróleo, calculado pela diferença entre a produção de petróleo e consumo total de derivados no país, foi de 500 mil barris.

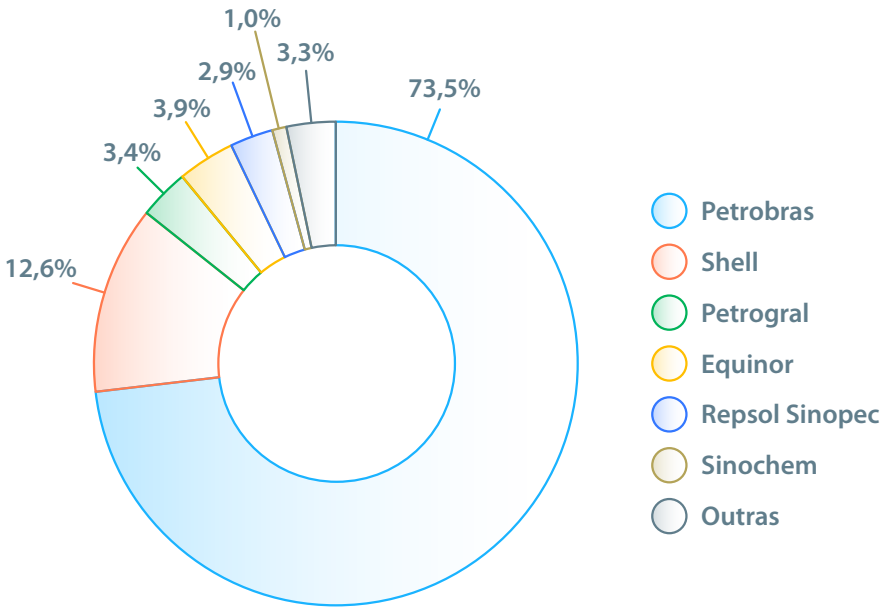
Gráfico 1: Produção de Petróleo e Consumo total de Derivados no Brasil – 1998-2018. Milhões de barris/dia



Fonte: Elaboração dos autores. Dados BEN (2019)

Apesar de a Petrobras ainda ser dominante no segmento, contribuindo com 74% do petróleo produzido no Brasil em 2018, existem 53 concessionários produzindo petróleo no Brasil. Além da Petrobras, a Shell tem participação significativa na produção, 13% (Gráfico 2 - Participação na Produção de Petróleo por empresa, em 2018).

Gráfico 2 – Participação na Produção de Petróleo por empresa, em 2018



Fonte: Elaboração dos autores. Dados ANP (2019a).

8.2.2 Refino

Ao contrário do segmento de exploração e produção, a liberalização não resultou em entrada de novos agentes no refino no Brasil. O Brasil conta com 17 refinarias e uma unidade de processamento de xisto, com capacidade de processamento de 2,4 milhões de barris de petróleo por dia. A Petrobras é dona de 14 das 18 refinarias[2] que totalizam capacidade de refino de 2,37 milhões de barris por dia, frente ao total nacional de 2,41 milhões. A participação de mercado de 98,4% reflete um monopólio *de facto* nessa atividade.

2. Além disso, a Petrobras ainda é acionista da Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.

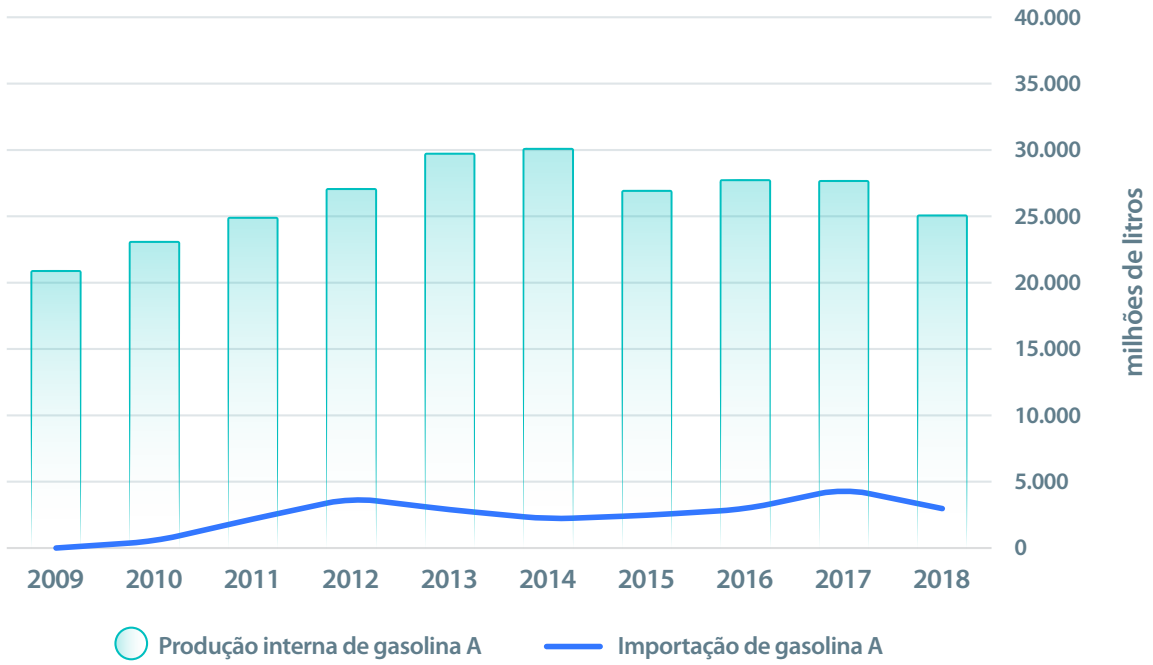
Tabela 1 – Capacidade de refino no Brasil, em 2018

Refinaria	Início da Operação	Controle	UF	Barris/dia
Refinaria de Paulínea (Replan)	1972	Petrobras	SP	433.997
Refinaria Landulpho Alves (Rlam)	1950	Petrobras	BA	377.389
Refinaria Henrique Lage (Revap)	1980	Petrobras	SP	251.592
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	1961	Petrobras	RJ	251.592
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	1977	Petrobras	PR	213.853
Refinaria Alberto Pasqualini S.A (Refap)	1968	Petrobras	RS	220.143
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	1955	Petrobras	SP	169.825
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	1968	Petrobras	MG	166.051
Refinaria de Capuava (Recap)	1954	Petrobras	SP	62.898
Refinaria Isaac Sabbá (Reman)	1956	Petrobras	AM	45.916
Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC)	2000	Petrobras	RN	44.658
Refinaria Abreu e Lima (Rnest)	2014	Petrobras	PE	115.009
Refinaria Landulpho Alves Fábrica de Asfalto (FASF)	1950	Petrobras	BA	3.774
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	1937	Privado	RS	17.014
Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A.	1954	Privado	RJ	14.000
Univen Refinaria de Petróleo Ltda.*	2007	Privado	SP	5.158
Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor)	1966	Petrobras	CE	10.378
Dax Oil Refino S.A.	2008	Privado	BA	2.095
TOTAL				2.405.342

Nota: *A Univen não opera desde 2014. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2019a)

As refinarias são bem distribuídas no território nacional. Cerca de 56% da capacidade de refino está localizada na região Sudeste, refletindo a distribuição do consumo de derivados. O fator de utilização médio das refinarias foi de 75,8% em 2018. Apesar da ociosidade das refinarias, as importações de gasolina são significativas nos últimos anos. Isto decorre da existência de diferentes estruturas de mercado para cada um dos combustíveis. Em 2017, o Brasil importou 14% do total consumido de gasolina (Gráfico 3 - Evolução da produção doméstica e importação de gasolina, em milhões de litros).

Gráfico 3 – Evolução da produção doméstica e importação de gasolina, em milhões de litros



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2019a)

Esse contexto de mercado e o monopólio *de facto* permitem à Petrobras atuar como *price maker* no setor de refino. Nesse sentido, a estratégia de precificação da estatal é a que importa na transmissão de preços da gasolina ao longo da cadeia produtiva até os consumidores finais. Em tese, a referência de precificação é o preço internacional. Mas ao longo do tempo, a forma de convergência a essa referência se modificou. No período pós liberalização de 2001, a convergência ocorria em médio prazo. Com o passar do tempo, verificam-se períodos em que os preços são utilizados para conter inflação e os preços domésticos descolam dos internacionais. Entre 2011 e 2014, período de forte elevação do preço internacional, os preços domésticos foram mantidos estáveis, causando perdas significativas de receita para a Petrobras (Almeida et al., 2015).

No final de 2016, a Petrobras adotou uma nova metodologia de reajustes dos preços praticados nas suas refinarias, buscando uma convergência de curto prazo com os preços internacionais (Rodrigues e Losekann, 2018). A convergência foi intensificada em 2017, em que os reajustes ocorriam em frequência quase diária. No entanto, nos últimos meses, os reajustes da gasolina têm sido menos frequentes.

É interessante destacar que o segmento de refino tende a sofrer mudanças significativas em sua estrutura. Em 2019, a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE) celebraram acordo, pelo qual a estatal se comprometeu a vender oito de suas refinarias – equivalente a 50% de sua capacidade – e alguns ativos relacionados ao transporte e à logística dos combustíveis até o final de 2021.

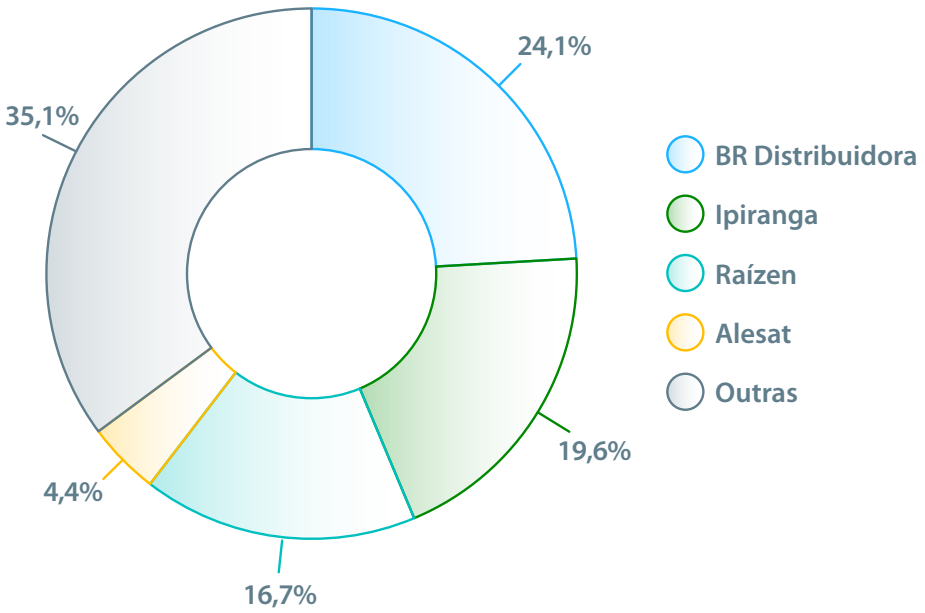
8.2.3 Distribuição

Diferentemente das atividades anteriores, a distribuição não foi objeto de monopólio legal. Ainda assim, a BR Distribuidora acabou se tornando a protagonista no setor de distribuição de derivados. Os preços dos derivados eram controlados pelo governo até 2001. Como aponta Pinto Junior et al (2016), até 1996 havia um tabelamento e controle das margens. A partir de então, a estratégia de administrar os preços mudou e ficaram estabelecidos "tetos" máximos de preços. Os "tetos" foram eliminados de maneira progressiva até a liberação total dos preços, que ocorreu, efetivamente, em 2001.

Complementarmente, foram adotadas medidas para aumentar a competição no setor. Destacam-se a revogação de volumes mínimos para comercialização de combustíveis e o fim da vinculação obrigatória dos revendedores às distribuidoras. Além disso, ficou vedada a atuação do distribuidor de combustíveis na revenda, proibindo-se a integração vertical. Com as reduções de barreiras, houve uma multiplicação de agentes no mercado, com a entrada de mais de 250 empresas na atividade (Pinto Junior et al, 2016).

Em função da onda de fusões e aquisições no setor de distribuição de combustíveis ocorrida entre 2004 e 2011, a tendência recente é de concentração do mercado de distribuição. Enquanto que em 2003, as cinco maiores empresas detinham mais de 66% de *market share* em um mercado com 180 atuantes, ao final de 2018, as três maiores empresas detinham quase 61% do mercado e o número total de distribuidoras recuou para 131 (Gráfico 4 - Estrutura de mercado de distribuição de gasolina no Brasil, em 2018).

Gráfico 4 – Estrutura de mercado de distribuição de gasolina no Brasil, em 2018



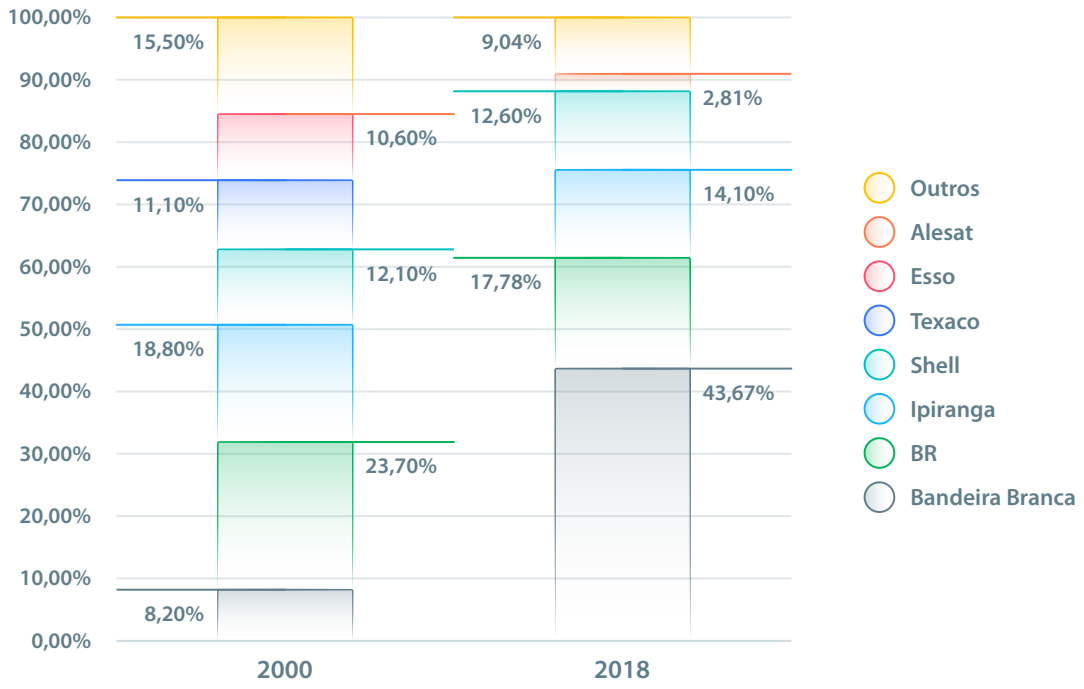
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2019a).

8.2.4 Revenda

Como apontado, os revendedores atualmente não precisam estar vinculados a uma distribuidora específica, através de contrato de exclusividade. O surgimento dos postos de "bandeira branca" se mostrou importante para a dinâmica e para a concorrência no setor de revenda. De acordo com Pinto e Silva (2008), esse tipo de posto revende uma quantidade maior de combustível a um preço menor, quando comparado aos postos bandeirados.

Com o passar do tempo, a participação dos postos bandeira branca aumentou significativamente. Ao final de 2018, a quantidade total de postos revendedores em funcionamento no Brasil alcançou 40.021 e os postos bandeira branca representam 44% do total. O número de bandeiras se reduziu de 119, em 2000, para 78, em 2018 (ANP, 2019a), e a BR, apesar de perder participação nos últimos anos, é a bandeira com maior número de postos (Gráfico 5 - Distribuição percentual dos postos revendedores, de acordo com a bandeira, em 2000 e 2018).

Gráfico 5 – Distribuição percentual dos postos revendedores, de acordo com a bandeira, em 2000 e 2018



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2001) e ANP (2019a)

A distribuição geográfica dos postos revendedores se alterou nas últimas duas décadas. O número de revendedores de combustível no Brasil aumentou 37% nesse período e o maior crescimento foi no Nordeste, onde a quantidade de postos mais que duplicou, seguido de perto pelo Norte. O Nordeste saltou de uma participação de 17% em 2000 para 26% em 2018 (Tabela 2 - Distribuição dos postos revendedores, por região).

Tabela 2 – Distribuição dos postos revendedores, por região

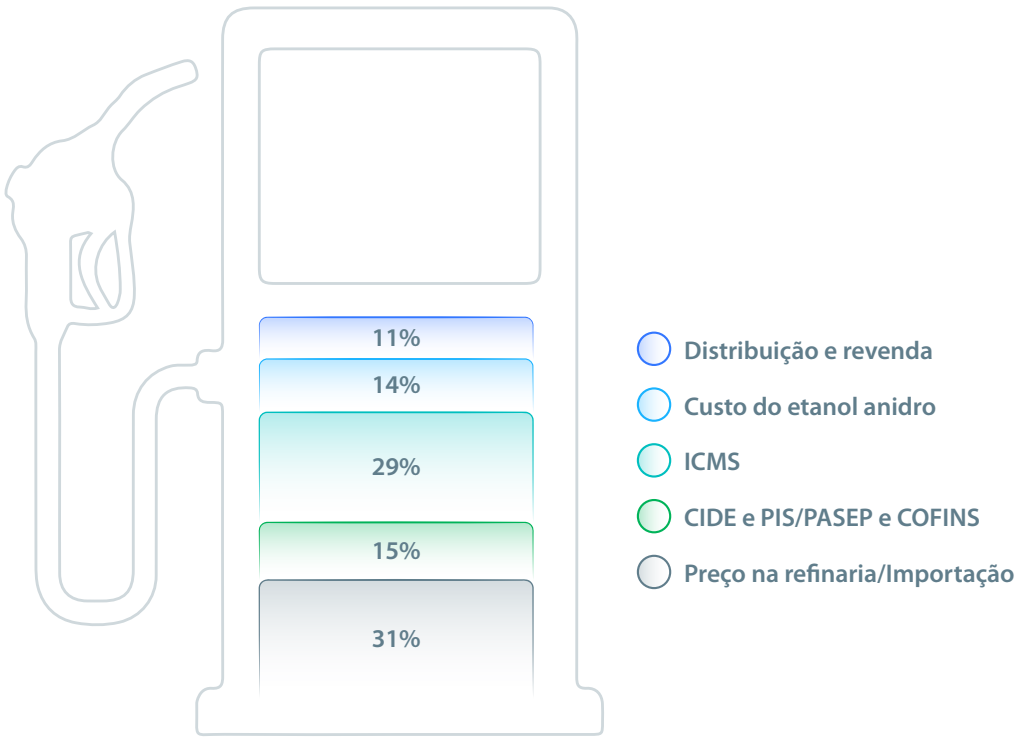
Região	2000		2018	
	Revendedores	Participação	Revendedores	Participação
Sudeste	13.849	47,57%	15.650	39,10%
Sul	6.113	21,00%	7.734	19,32%
Nordeste	4.921	16,90%	10.207	25,50%
Centro Oeste	2.743	9,42%	3.567	8,91%
Norte	1.485	5,10%	2.863	7,15%
TOTAL	29.111	100,00%	40.021	100,00%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2001) e ANP (2019a).

8.2.5 Composição do preço final da Gasolina

Os elos da cadeia produtiva da gasolina representam 42% do preço final do combustível na bomba (Tabela 2 - Distribuição dos postos revendedores, por região). O restante corresponde à adição do etanol anidro e os tributos.

Figura 2 – Composição do preço da gasolina ao consumidor, em 2019



Fonte: Petrobras (2019)

O imposto estadual ICMS (imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e comunicação) é o tributo com maior peso na composição do preço da gasolina. As alíquotas diferem entre os estados. No Rio de Janeiro, a alíquota é a maior do Brasil, 34%. São Paulo é um dos sete estados que adota a menor alíquota, 25%.

Os tributos federais, CIDE, PIS[3]/PASEP[4] e COFINS[5], representam 15% do preço final. A Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), criada em 2001, incide sobre a comercialização e a importação de petróleo, gás natural, derivados e etanol. A arrecadação é federal e a legislação a destina para gastos no segmento de transportes e programas ambientais da indústria petrolífera. A taxa da CIDE é definida em relação à quantidade (R$/litro) e é flexível, podendo zerar em períodos de elevação de preços.

Os mandatos obrigatórios de adição de etanol anidro à gasolina caracterizam o mercado brasileiro. A adição de etanol ocorre desde a primeira metade do século XX e se intensificou como medida inicial do Pró-alcool. Atualmente, a gasolina C é composta de 73% de gasolina A e 27% de etanol anidro (Portaria MAPA nº 75 de 2015).

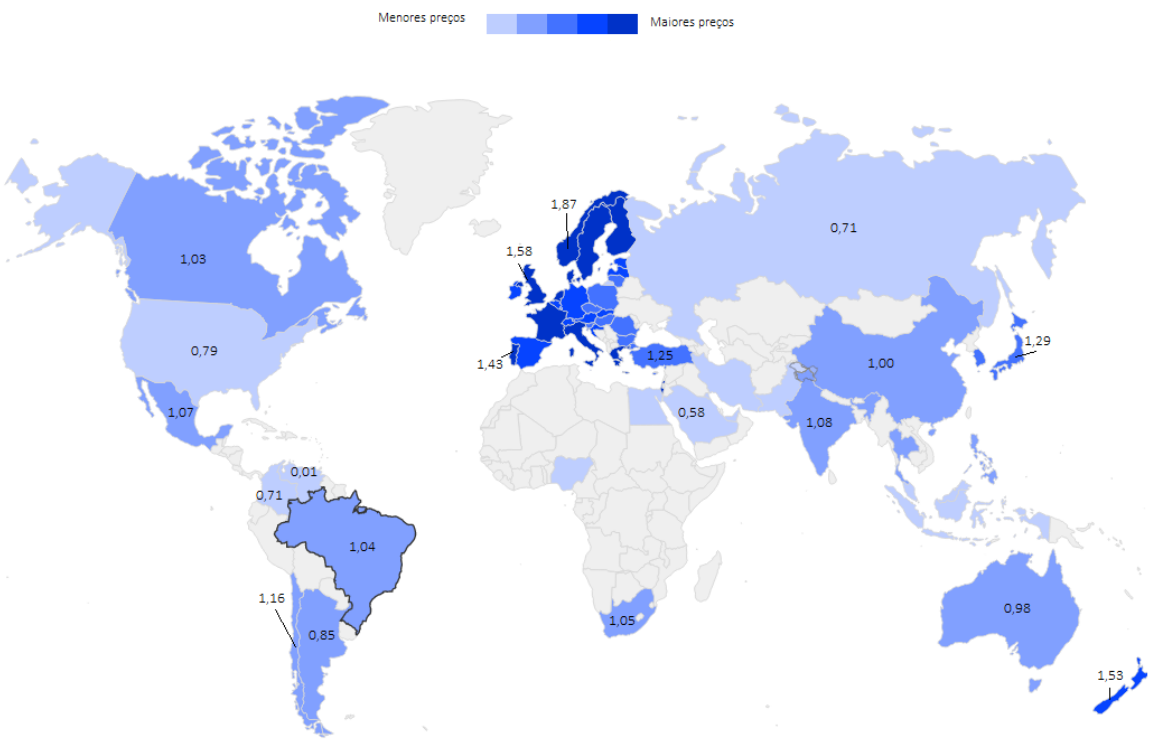
O elevado percentual de adição de etanol implica em diferenciais no preço final da gasolina C, uma vez que a produção de etanol, ao contrário da gasolina é bastante concentrada no Sudeste/Centro-Oeste e o seu custo de transporte é significativo.

A partir de 2003, a difusão dos veículos *flex* modifica a dinâmica do mercado de gasolina no Brasil. Esse tipo de veículo foi um sucesso no Brasil e a proporção de automóveis *flex fuel* ultrapassa 87% do total de veículos leves vendidos em 2019[6] (Anfavea, 2020). Assim, a decisão de qual combustível abastecer pode ser tomada no posto de abastecimento e a demanda de combustíveis automotivos (gasolina, etanol e GNV) responde com maior intensidade a variações de preço. Em termos microeconômicos, a elasticidade preço de curto prazo da demanda de combustíveis se torna mais significativa.

Apesar de não se tratar há décadas de um preço administrado ou regulado, as alterações nos preços da gasolina são sempre objeto de frequente preocupação nacional e debate político. No entanto, quando comparado internacionalmente o preço da gasolina no Brasil não está entre os mais elevados (Figura 3 - Preços médios do litro de gasolina, em dólares, no terceiro trimestre de 2019). Em que pese a questão das respectivas flutuações cambiais das moedas nacionais para comparação internacional, o levantamento trimestral da Bloomberg (Bloomberg, 2019) compara os preços da gasolina em 61 países e o Brasil está na 19ª colocação (da mais barata para a mais cara), com um valor de US$ 1,04. A gasolina mais barata no levantamento é a da Venezuela, cujo litro custa US$ 0,01. E os noruegueses são os que pagam mais caro pela gasolina: US$ 1,87/litro.

3. Programa de Integração Social.
4. Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público.
5. Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
6. Essa parcela desconsidera os veículos comerciais leves, ônibus e caminhões.

Figura 3 – Preços médios do litro de gasolina, em dólares, no terceiro trimestre de 2019

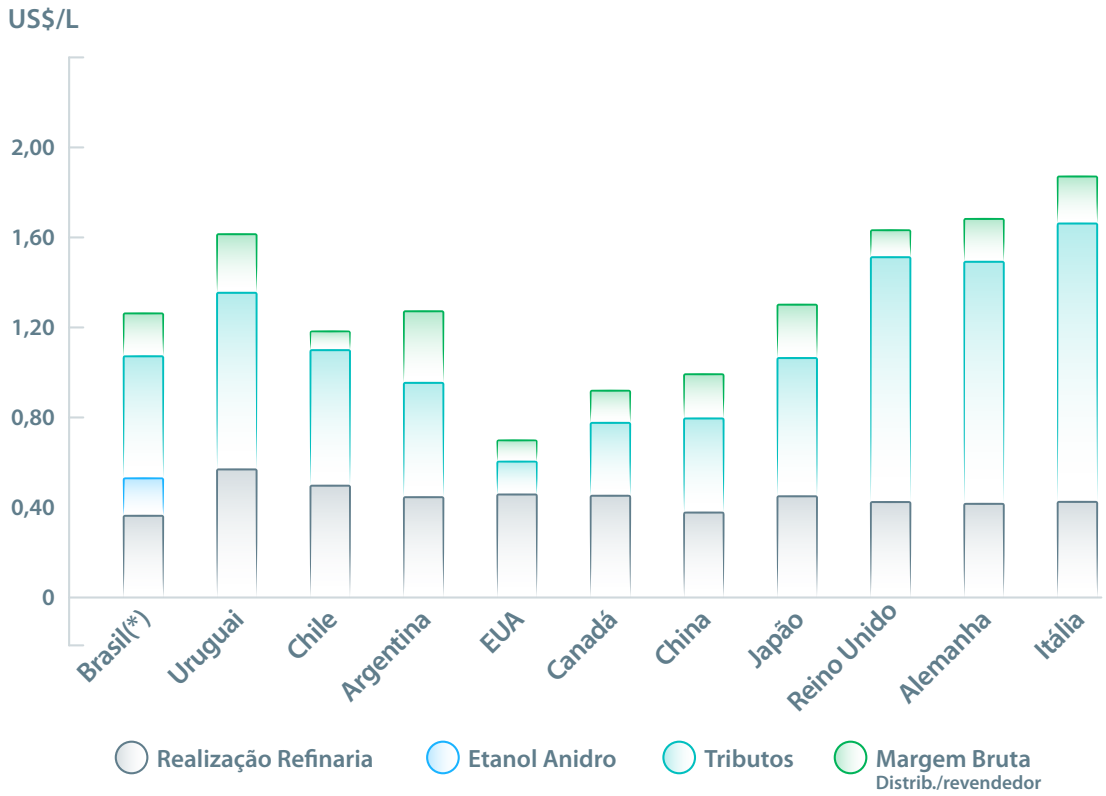


Fonte: Adaptado de Bloomberg (2019)

Mas quando é considerado o poder de compra, a posição brasileira no ranking Bloomberg é menos confortável. No Brasil, é necessário 4,57% de um salário médio diário para comprar um litro de gasolina. E o brasileiro gasta em média uma parcela de aproximadamente 2,6% da renda anual para consumir de gasolina. Essas estatísticas deixam o Brasil, respectivamente, nas 51ª e 55ª posições do ranking.

A incidência de tributos é o fator diferencial na comparação internacional. Um levantamento feito pela BR Distribuidora (2017) avaliou a composição do preço da gasolina em 11 países que tem preços liberalizados, entre os itens: realização da refinaria (produtor ou importador), tributos e margem bruta de comercialização (distribuidor e revendedor). No caso do Brasil, o custo do etanol anidro foi considerado como o quarto componente do custo da gasolina no posto. O Gráfico 6 - Preço da gasolina no Brasil, em relação a um grupo de países, por componente de custo deixa claro que a gasolina é mais barata nos países que taxam menos o combustível e mais cara, onde taxam mais.

Gráfico 6 – Preço da gasolina no Brasil, em relação a um grupo de países, por componente de custo



Fonte: BR Distribuidora (2017)

8.3 Tipos de Assimetria na Transmissão de Preços (ATP) e seus determinantes[7]

Para compreender melhor o processo de precificação e para verificar se a transmissão de preços, ao longo da cadeia produtiva da gasolina, ocorre de maneira assimétrica no Brasil, é importante destacar aspectos da literatura relacionados à assimetria de transmissão de preços.

Os preços das mercadorias usualmente são determinados pelas interações entre oferta e demanda. Em um mercado de concorrência perfeita, referência básica da teoria microeconômica tradicional, ofertantes e demandantes possuem informações completas e podem obtê-las sem nenhum custo. As alterações de custos são transferidas ao longo das cadeias produtivas de maneira completa e instantânea até os preços finais. Em outras palavras, nesse arcabouço, a transmissão de preços ocorre de maneira simétrica.

7. Este item amplia a discussão já apresentada no Capítulo 7.

Na prática, entretanto, a transmissão de preços ao longo de cadeias produtivas não segue o mundo de manual de concorrência perfeita e as alterações de custos não são repassadas completa e instantaneamente aos preços finais.

De maneira geral, define-se Assimetria na Transmissão de Preços (ATP) como "as diferenças entre ajustamentos positivos e negativos de preços de um produto, em um dado mercado, a variações no preço de seu insumo" (Silva et al, 2011). Peltzman (2000) aponta que, a cada três mercados, em dois os preços dos produtos aumentam de maneira mais rápida do que caem em função de variações de preço nos insumos. Esse tipo de fenômeno é mais frequentemente detectado em *commodities*, uma vez que a homogeneidade pode facilitar a coordenação entre os ofertantes. A literatura indica que mercados de combustíveis, em diversos países, são objeto de ATP (Bacon, 1991; Canedo-Pinheiro, 2012; Uchôa, 2016).

Tal como destacado no capítulo 7, Meyer e von Cramon-Taubadel (2004) classificaram ATP de acordo com três critérios distintos: (i) vertical ou espacial; (ii) de magnitude e velocidade; e (iii) positiva e negativa. Para as devidas definições, os autores consideram dois preços: um de atacado (P_a) e outro de varejo (P_v), em que o preço de varejo depende do preço de atacado.

Transmissões assimétricas de preços verticais estão associadas a uma determinada cadeia produtiva. São caracterizadas pela maneira como os preços de um produto reagem quando variam os preços dos insumos utilizados na sua produção. Por exemplo, o mecanismo de transmissão de preços examina de que modo as variações do preço do petróleo bruto repercutem nos preços finais da gasolina vendida nos postos aos consumidores[8].

Como também destacado no capítulo anterior, o estudo de referência de Bacon (1991) sobre assimetria da gasolina no Reino Unido foi o pioneiro. O autor utilizou uma ilustração que se tornou muito usual na literatura sobre o tema, a analogia dos efeitos "foguete" e "pena" para descrever o comportamento assimétrico da transmissão de preços (ATP positiva). Nessa situação, os preços aumentam rápido e intensamente quando o preço do insumo sobe, como um "foguete", e caem devagar e em menor intensidade quando o preço do insumo diminui, como uma "pena".

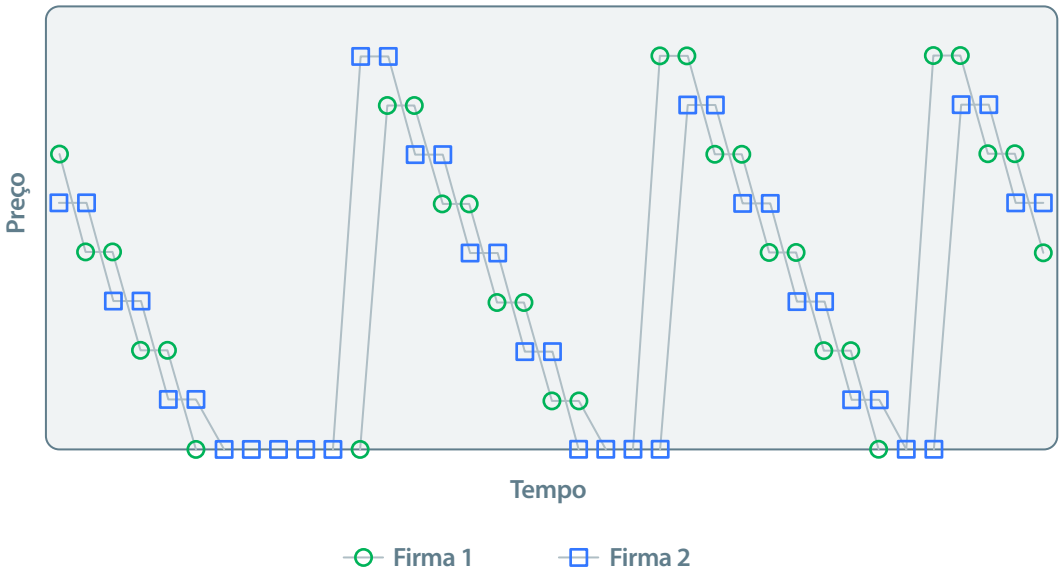
Um argumento semelhante foi posteriormente construído por Bremmer e Kesselring (2016), que compararam a ATP negativa com rochas e balões, já que os preços caem rapidamente e sobem lentamente em resposta a variações nos preços dos insumos[9].

Outra justificativa para a ocorrência de ATP são os ciclos de Edgeworth. Nesse fenômeno, uma das empresas de mercado atua como líder e as demais são seguidoras. Em busca de maior parcela do mercado, as firmas promovem pequenas e sucessivas reduções de preço ao longo do tempo. Essa situação ocorre até que as margens de lucro dos postos fiquem em um patamar muito baixo, fazendo com que o mercado se aproxime de uma situação similar à concorrência perfeita. Chegado a esse estágio, a firma líder decide aumentar seu preço de maneira significativa. As seguidoras, então, fazem o mesmo e acompanham a líder, elevando seus preços (Maskin e Tirole, 1988; Noel,

8. Conforme já apresentado no capítulo 7. Ver, em particular, as figuras 1 e 2 daquele capítulo.
9. Ver capítulo 7.

2007; Lewis, 2012). Esse comportamento, retratado na Figura 4 - Ciclo de Edgeworth simplificado para duas empresas, é repetido ao longo do tempo, caracterizando assim os ciclos de Edgeworth.

Figura 4 – Ciclo de Edgeworth simplificado para duas empresas



Fonte: Noel (2007)

Para a caracterização dos ciclos, são estabelecidos três momentos. O primeiro deles, chamado pela literatura de "guerra de atrito", o preço praticado pelas empresas se encontra em seu nível mais baixo, igual ao custo marginal. Nesse ponto, ambas as firmas desejam elevar o preço, mas esperam que a outra o faça antes. No estágio em que uma firma finalmente cede e aumenta seu preço, ocorre o segundo momento, chamado de "pulo". Nessa fase, o preço "salta" para um patamar bem mais elevado e atinge o seu pico. No instante seguinte, a segunda firma eleva o seu preço também para este patamar mais elevado. Finalmente chega-se ao terceiro e último momento do ciclo, caracterizado pelos cortes de preços. A partir de então começa uma sequência de redução de preços por parte das duas firmas até que se chegue ao ponto de uma nova "guerra de atrito" (Maskin e Tirole, 1988).

A assimetria se mostra presente nas situações em que ocorrem ciclos de Edgeworth devido à diferença de velocidade nos ajustes dos preços. Pela Figura 4 - Ciclo de Edgeworth simplificado para duas empresas, é possível observar que o tempo necessário para que o preço do produto caia em determinada magnitude é muito maior do que o tempo necessário para que o preço retome ao seu patamar original. Enquanto são necessários vários períodos de tempo para a queda integral de preços, em apenas um período de tempo a elevação se completa (Maskin e Tirole, 1988).

Os ciclos de Edgeworth caracterizam uma situação de concorrência imperfeita, em que há poder de mercado dos ofertantes. Inclusive, Noel (2015) trata os ciclos de Edgeworth como sendo de natureza colusiva, e, portanto, é motivo de preocupação por parte de autoridades de defesa da concorrência.

8.4 Análise Empírica

Por meio de exercícios quantitativos, este Capítulo busca explicitar: (i) a presença de assimetrias na transmissão de preços entre os elos da cadeia produtiva da gasolina; e (ii) o custo das assimetrias para o consumidor.

A análise foi dividida em dois períodos – antes e após a alteração da estratégia de precificação da Petrobras. Isto é, são desenvolvidos os exercícios referentes a (i) e (ii) para o período anterior à adoção da Nova Regra de Precificação da Petrobras (2004-2015) e para o período seguinte à implementação (2016-2019). Quanto ao recorte geográfico, a análise do caso brasileiro foi subdividida para as cinco macrorregiões do país – Norte (NO), Nordeste (NE), Centro-Oeste (CO), Sudeste (SE) e Sul (SU) – para o exercício (i); e por fim, foi calculado o custo da ATP (iii) para o Brasil.

A seguir estão apresentadas as relações básicas entre as variáveis mais relevantes ao processo de precificação da gasolina. Cada relação refere-se a uma etapa da cadeia produtiva e serve de pilar ao desenvolvimento dos exercícios quantitativos:

$$Dist_t = \beta_0 + \beta_1 Ref_t + \beta_2 Eta_t + \varepsilon_t \quad (1)$$

$$Rev_t = \beta_0 + \beta_1 Dist_t + \varepsilon_t \quad (2)$$

Nesse exercício consideramos que o preço da gasolina praticado pelo distribuidor (*Dist*) no período t é determinado pelo preço do etanol anidro (*Eta*) e o preço da gasolina na refinaria (*Ref*), em R$/litro. Enquanto o preço da gasolina no posto de combustível é determinado pelo preço praticado na distribuição (*Dist*), em R$/litro. β são os parâmetros a serem estimados; ε são os termos de erro[10]; e t refere-se ao tempo em semanas.

8.4.1 Dados e Estatísticas Descritivas

O período de análise ficou restrito aos anos 2004-2019. Há 790 observações por região. Todas as variáveis estão em valores correntes, tendo em vista que são estes os valores efetivamente observados pelos consumidores finais. Foram utilizados os preços da gasolina em cada uma das etapas da cadeia produtiva (refino, distribuição e revenda), além do preço do etanol anidro em São Paulo[11]. A Tabela 3 - Base de Dados, a seguir, sintetiza as principais informações utilizadas.

10. Em todos os exercícios, as variáveis se encontram em seus logaritmos naturais.

11. Tendo em vista que o preço do etanol anidro é divulgado por Unidade da Federação produtora e há dados para poucos Estados, optou-se por usar o preço praticado no Estado de São Paulo como referência, uma vez que sua participação na produção nacional de etanol anidro ultrapassa os 50%.

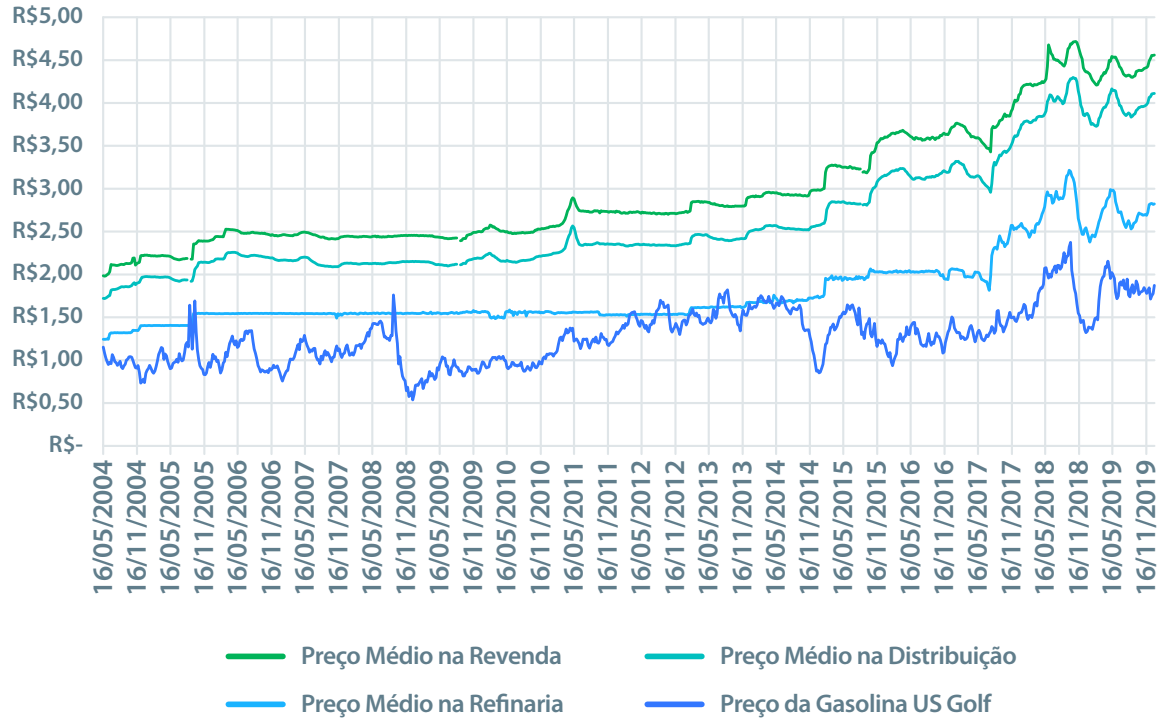
Tabela 3 – Base de Dados

Dado	Fonte	Etapa
Preço da gasolina na refinaria (R$/litro)	Preços e Defesa da Concorrência (ANP)	Produção/Refinaria Refinaria/Distribuição
Preço da gasolina na distribuição (R$/litro)	Série Histórica de Preços (ANP)	Refinaria/Distribuição
Preço do etanol anidro (R$/litro)	Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (CEPEA/ESALQ)	Refinaria/Distribuição
Preço da gasolina na revenda (R$/litro)	Série Histórica de Preços (ANP)	Distribuição/Revenda

Fonte: Elaboração própria

No Gráfico 7 - Preços, em R$/litro, da gasolina em cada um dos elos da cadeia produtiva, para o Brasil e o preço Spot da gasolina no Golfo dos EUA estão dispostas as trajetórias dos preços médios da gasolina praticados nas refinarias, distribuidores e revendedores no Brasil, além do preço *Spot* da gasolina no Golfo dos Estados Unidos (EUA), em R$/litro. Vale ressaltar, no entanto, que os preços domésticos da gasolina nas refinarias estão acrescidos de impostos, como CIDE, PIS/Pasep e Cofins, mas não incluem o ICMS, uma vez que dependem de legislações próprias de cada Estado. Em alguns períodos de 2013 e 2014, nota-se que o preço médio de venda da gasolina nas refinarias da Petrobras, com impostos, chega ao mesmo patamar do preço de referência da gasolina no mercado internacional – gasolina no Golfo dos EUA.

Gráfico 7 – Preços, em R$/litro, da gasolina em cada um dos elos da cadeia produtiva, para o Brasil e o preço Spot da gasolina no Golfo dos EUA



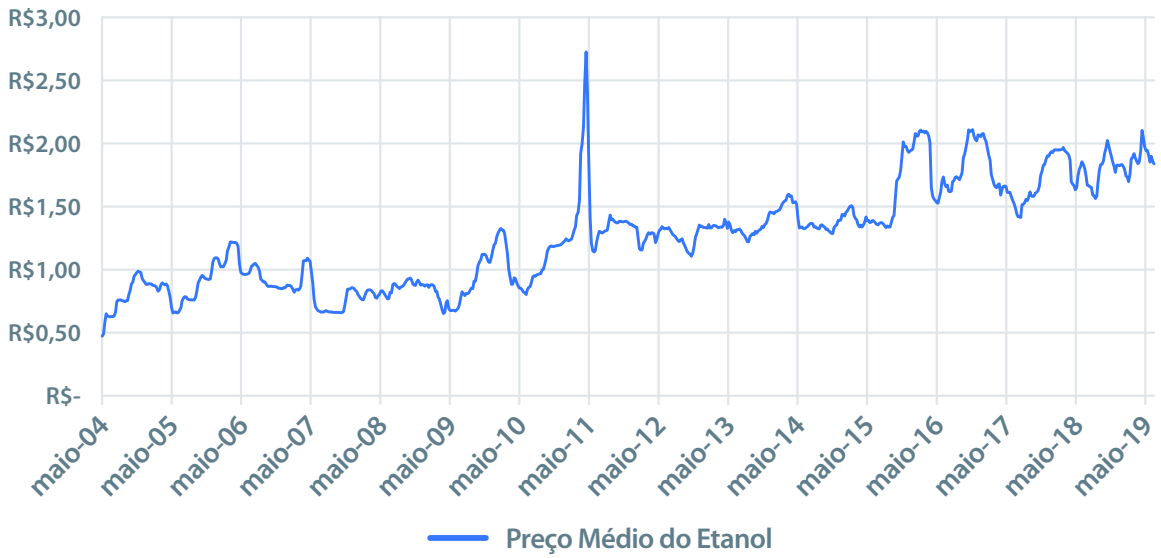
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2019b), Banco Central (2019) e EIA (2019)

Observando o Gráfico 7 - Preços, em R$/litro, da gasolina em cada um dos elos da cadeia produtiva, para o Brasil e o preço Spot da gasolina no Golfo dos EUA, é possível constatar que, até o ano de 2015, os preços da gasolina praticados nas refinarias da Petrobras apresentavam certo padrão de aparente "estabilidade", contrastando com a oscilação do preço *Spot* da gasolina no Golfo dos EUA. Ou seja: os preços praticados pela Petrobras não refletiam as oscilações do preço do petróleo, tal como praticado em outras regiões. Após 2016, com a implementação do novo método de precificação da Petrobras, o alinhamento de curto prazo fez com que as variações do preço da gasolina na refinaria se aproximassem do comportamento do preço do derivado no mercado internacional, sobretudo após 2017 – período em que reajustes passaram a ocorrer em frequência quase diária.

Quanto aos segmentos de distribuição e revenda, nota-se uma oscilação maior nos preços praticados pelos distribuidores comparativamente ao refino até 2015. A análise gráfica preliminar indica que ocorriam assimetrias na transmissão de preços entre as refinarias e a distribuição no período marcado pela estabilidade de preços da Petrobras. Também há indícios de assimetria entre 2015 e 2017, onde o preço da gasolina na distribuição parece aumentar em maior magnitude que os preços do refino. Graficamente não é possível detectar desalinhamentos entre os preços dos distribuidores e revendedores de gasolina, sendo necessário uma análise econométrica mais detalhada.

No caso do etanol anidro, pode-se notar no Gráfico 8 - Preço médio do etanol anidro, em R$/litro, praticado no Estado de São Paulo maior volatilidade em seu preço. A principal justificativa para as flutuações é o período de colheita da cana-de-açúcar, a safra ocorre entre os meses de abril e dezembro. Nesse sentido, é possível observar pequenas quedas no preço do etanol nos momentos próximos ao início da colheita.

Gráfico 8 – Preço médio do etanol anidro, em R$/litro, praticado no Estado de São Paulo



Fonte: Elaboração própria com dados do CEPEA (2019)

A interpretação conjunta dos Gráfico 7 - Preços, em R$/litro, da gasolina em cada um dos elos da cadeia produtiva, para o Brasil e o preço Spot da gasolina no Golfo dos EUA e Gráfico 8 - Preço médio do etanol anidro, em R$/litro, praticado no Estado de São Pauloleva à conclusão de que o pico de preço do etanol anidro, em 2011, impactou no aumento do preço da gasolina C, no mesmo período, tanto na distribuição como na revenda. Problemas em relação ao clima prejudicaram a safra de cana-de-açúcar, fazendo com que os preços do produto se elevassem e fossem transmitidos ao longo da cadeia produtiva da gasolina. Este fato potencializa a hipótese de que os preços do etanol podem ser fontes geradoras de assimetrias. A partir de março de 2015, o percentual de mistura de etanol anidro à gasolina A subiu de 25% para 27%. O aumento da mistura pode ajudar a explicar a elevação da cotação do etanol anidro no período, acompanhada de maiores oscilações, que puderam ser percebidas também nos preços da gasolina, sobretudo entre 2016 e o início de 2017.

Tabela 4 – Estatísticas Descritivas do Preço da Gasolina de 10/05/2004 à 30/06/2019

Atividade	Estatística	Centro-Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul
Refino	Preço mínimo	1,281	1,208	1,210	1,243	1,210
	Preço médio	1,812	1,704	1,736	1,763	1,741
	Preço máximo	3,275	3,100	3,050	3.215	3,131
	Desvio padrão	0,416	0,379	0,368	0,402	0,391
	Reajustes positivos	405	401	414	419	419
	Reajuste positivo médio	0,0102	0,0150	0,0131	0,0132	0,0125
	Reajustes negativos	368	387	374	370	367
	Reajuste negativo médio	-0,0071	-0,0119	-0,0110	-0,0109	-0,0104
Distribuição	Preço mínimo	1,780	1,728	1,787	1,719	1,746
	Preço médio	2,667	2,601	2,689	2,573	2,607
	Preço máximo	4,379	4,263	4,312	4,298	4,234
	Desvio padrão	0,591	0,587	0,580	0,609	0,589
	Reajustes positivos	409	398	414	412	384
	Reajuste positivo médio	0,0333	0,0295	0,0305	0,0289	0,0325
	Reajustes negativos	343	327	324	324	357
	Reajuste negativo médio	-0,0332	-0,0291	-0,0323	-0,0299	-0,0289
Revenda	Preço mínimo	2,130	2,037	2,194	1,980	2,054
	Preço médio	3,065	3,012	3,127	2,933	2,978
	Preço máximo	4,820	4,731	4,883	4,718	4,635
	Desvio padrão	0,629	0,636	0,639	0,665	0,612
	Reajustes positivos	367	344	354	382	345
	Reajuste positivo médio	0,0447	0,0439	0,0458	0,0350	0,0422
	Reajustes negativos	375	405	378	350	413
	Reajuste negativo médio	-0,0389	-0,0312	-0,0365	-0,0312	-0,0299

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2019b)

A Tabela 4 concentra algumas das principais estatísticas descritivas da base de dados, separadas por macrorregião brasileira. É possível notar que, em termos monetários, os reajustes médios positivos são maiores, em valor absoluto, que os reajustes médios negativos, com exceção da distribuição no

Norte e no Sudeste. Portanto, há mais indícios da presença dos efeitos "foguete" e "pena", já que os choques positivos parecem ser mais relevantes que os negativos.

Outro aspecto interessante é analisar em termos da concorrência imperfeita como causa de assimetrias na transmissão dos preços. As etapas de refino e distribuição, caracterizadas por um monopólio da Petrobras e um oligopólio da BR Distribuidora, Raízen e Ipiranga, respectivamente, apresentam uma quantidade de reajustes positivos significativamente maior que os postos revendedores, para todas as macrorregiões. Com exceção da revenda no Sudeste, onde o número de reajustes negativos é sempre superior comparativamente aos reajustes positivos. Entretanto, nos casos do refino e da distribuição, a quantidade de reajustes positivos sempre supera a de negativos. Nesse sentido, há indícios que os reajustes dos preços da gasolina seguem o padrão "foguete" e "pena" com maior frequência na transmissão de preços entre as refinarias e os centros distribuidores de gasolina.

8.5 Resultados

A análise empírica de assimetrias na transmissão de preço foi realizada para dois períodos. O primeiro deles, entre 2004 e 2015, corresponde ao momento de maior estabilidade nos preços dos derivados. Já o segundo período, entre 2016 e 2019, é caracterizado pela estratégia da Petrobras em alinhar seus preços ao mercado internacional no curto prazo, ou seja, um período marcado por uma maior volatilidade nos preços dos derivados.

A precificação da gasolina foi analisada em dois elos da cadeia: entre a refinaria e a distribuição (levando em conta o papel do etanol) e entre a distribuição e a revenda. A análise foi realizada por região para verificar se a assimetria na transmissão de custos pode ser explicada por fator locacional. Por exemplo, se na região sudeste, que é a maior produtora de etanol, as variações do preço do etanol anidro são totalmente repassadas para a gasolina, enquanto nas regiões mais afastadas a assimetria positiva é verificada. Optou-se por uma análise baseada nos critérios dispostos por Meyer e von-Cramon Taubadel (2004), que apresenta uma estratégia para detectar assimetrias de magnitude e velocidade.

Cabe salientar que as assimetrias de magnitude podem ser contemporâneas, quando os reajustes positivos e negativos dos custos no atacado são assimétricos e impactam instantaneamente os preços dos produtos no varejo. Para detectar a assimetria de velocidade, verificamos se os reajustes negativos são repassados mais lentamente aos preços da gasolina, comparativamente aos reajustes positivos.

O passo seguinte foi calcular o custo da assimetria incorrido pelos consumidores finais, ou seja, quanto os consumidores perdem em termos de bem-estar devido ao repasse assimétrico entre a distribuição e a revenda de gasolina. Esta etapa tem os trabalhos de Borenstein et al (1997), Balmaceda e Soruco (2008) e Canêdo-Pinheiro (2012) como referenciais. Mais detalhes sobre a metodologia podem ser consultados no Anexo ao final deste capítulo.

Feitas as considerações preliminares, as tabelas a seguir apresentam os resultados encontrados. A pergunta que norteia os resultados da tabela é a seguinte: Existe assimetria na transmissão de preços da gasolina no Brasil?

Os resultados dispostos na Tabela 5 indicam que, no período caracterizado pela estabilidade dos preços, há assimetria de magnitude nas cinco regiões estudadas entre o refino e a distribuição.

Tabela 5 – Resultados da detecção de ATP entre 2004 e 2015

Período: 2004 a 2015 (Estabilidade de preços)			
Etapa 1: Refino – Distribuição			
Região	Magnitude – refino	Magnitude – etanol	Velocidade – refino
CO	Sim	Não	Não
NE	Sim	Não	Sim
NO	Sim	Não	Não
SE	Sim	Não	Sim
SU	Sim	Não	Sim
Etapa 2: Distribuição – Revenda			
Região	Magnitude – distribuição	Velocidade	–
CO	Sim	Sim	–
NE	Não	Sim	–
NO	Sim	Sim	–
SE	Sim	Não	–
SU	Sim	Sim	–

Fonte: resultados da pesquisa

Em outras palavras, caso a Petrobras ajuste seu preço nas refinarias, os impactos nos preços da gasolina praticados pelas distribuidoras seriam distintos para variações positivas e negativas. No caso do etanol anidro, reajustes de preços no atacado são transmitidos simetricamente aos preços da gasolina na distribuição na mesma semana.

Quanto à velocidade de transmissão de preços, foram encontradas evidências de que, nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul, variações negativas nos preços da gasolina nas refinarias e/ ou nos preços do etanol anidro, foram mais lentamente repassadas aos preços da gasolina na distribuidora. Ou seja, nessas regiões os reajustes de preço seguem o padrão pena. No caso das regiões Centro-Oeste e Norte, o repasse é instantâneo, ou seja, não tem assimetria de velocidade.

Assim, constata-se forte evidência de assimetria de magnitude e de velocidade na transmissão de preços entre as refinarias e as distribuidoras nas regiões Nordeste, Sudeste e Centro Oeste, entre 2004 e 2015.

Entre a distribuição e a revenda, apenas na região Nordeste a transmissão de custos foi simétrica. Isso indica que nas outras quatro regiões, os preços da gasolina no posto respondem de modo diferente às variações positivas e negativas na semana em que os reajustes ocorreram. Contudo, passada uma semana do reajuste de preços na distribuidora, apenas na região

Sudeste não há diferenças decorrentes de ajustes positivos e negativos. Ou seja, o efeito pena é observado em todas as demais regiões, dado que as reduções de preços chegam mais lentamente aos consumidores finais. Portanto, a assimetria é mais evidente na semana em que ocorrem alterações nos preços da distribuidora.

Tabela 6 – Resultados da detecção de ATP entre 2016 e 2019

Período: 2016 a 2019 (Alinhamento internacional)			
Etapa 1: Refino – Distribuição			
Região	Magnitude – refino	Magnitude – etanol	Velocidade
CO	Sim	Não	Sim
NE	Não	Não	Sim
NO	Sim	Sim	Não
SE	Não	Sim	Não
SU	Não	Sim	Não
Etapa 2: Distribuição – Revenda			
Região	Magnitude – distribuição	Velocidade	–
CO	Sim	Não	–
NE	Sim	Sim	–
NO	Não	Não	–
SE	Sim	Sim	–
SU	Sim	Sim	–

Fonte: resultados da pesquisa

Para o período mais recente (2016-2019), o padrão de assimetrias entre o refino e a distribuição se altera significativamente. Se antes havia assimetria de magnitude em todas as cinco regiões, agora este fenômeno só é verificado no Centro-Oeste e no Norte.

A situação também muda considerando a transmissão de preços entre o etanol anidro e a gasolina na distribuição. Após a implementação da nova estratégia de precificação da Petrobras, assimetrias de magnitude provenientes dos preços do etanol surgiram em três regiões (NO, SE e SU).

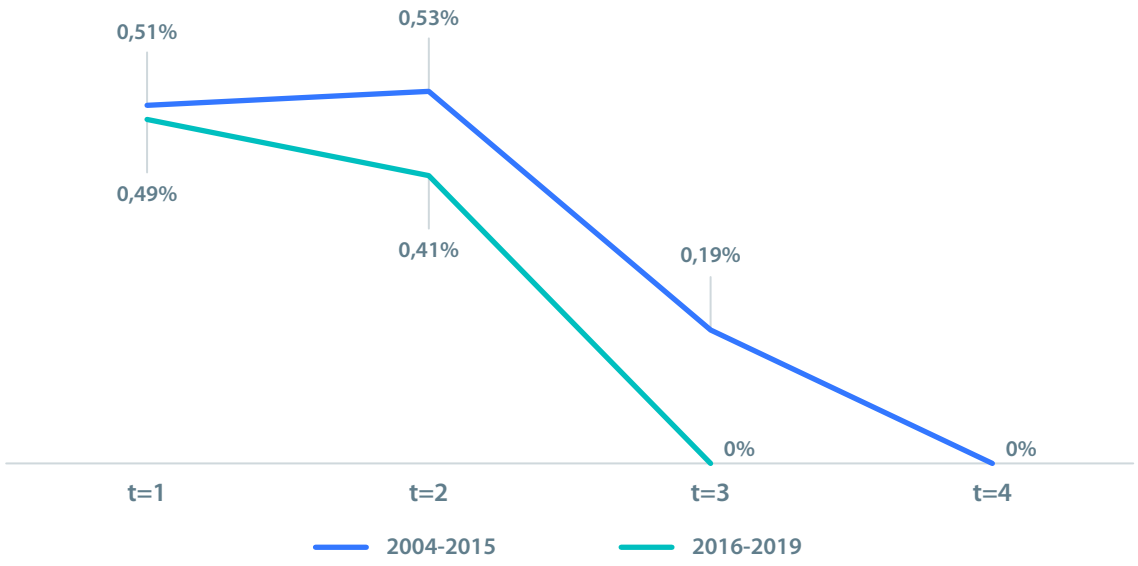
No caso de assimetrias de velocidade entre o refino e a distribuição, a alteração foi considerável após a implementação da nova estratégia da Petrobras. Enquanto antes reajustes negativos eram repassados aos distribuidores de maneira mais lenta no Nordeste, no Sudeste e no Sul, agora este fenômeno só é verificado nas regiões Centro-Oeste e Nordeste.

No que tange à transmissão de preços entre a distribuidora e o posto revendedor, assimetria de magnitude só não foi detectada no Norte do país. Para o caso das assimetrias de velocidade, o resultado agora está mais favorável aos consumidores do Norte e do Centro Oeste, onde a assimetria nos ajustes do preço da gasolina foi eliminada, e piorou para os consumidores do Sudeste.

Para calcular o custo da assimetria aos consumidores finais foram simulados dois choques de 1%, um positivo e outro negativo, nos preços da distribuição.

Entre 2004 e 2015, choques positivos e negativos de 1% nos preços da gasolina na distribuição ocasionavam variações no posto de +1,5% e -0,99%, respectivamente, na mesma semana. Assim, o custo contemporâneo ($t = 1$) ao consumidor final era de 0,51%, já que este arcava com 0,50% a mais do que deveria nos casos de aumento de preços, e não se beneficiava de 0,01% nas reduções. Nesse período, eram necessárias duas semanas para que os impactos acumulados positivo e negativo se igualassem em valores absolutos. Em $t = 2$, a perda chegava a 0,53% e, em $t = 3$, havia uma redução para 0,19%. Portanto, a partir da terceira semana após os choques, as perdas se dissipavam (Gráfico 8 - Preço médio do etanol anidro, em R$/litro, praticado no Estado de São Paulo).

Gráfico 9 – Custo das assimetrias ao consumidor no período anterior a nova regra de precificação da Petrobras (2004 e 2015) e posterior (2016 – 2019)



Fonte: Elaboração própria. Nota: em semanas.

O cenário altera após a adoção da estratégia de alinhamento internacional de curto prazo. A partir de 2016, elevações e reduções de preços da distribuição em 1%, ocasionam variações de +1,01% e -0,52%, respectivamente, nos preços da gasolina pago pelos consumidores. Portanto, a perda para os consumidores diminuiu para 0,49% em $t = 1$. O tempo necessário para que os choques positivos e negativos de custos se igualem em valores absolutos reduziu para uma semana ($t = 2$), e consumidores perdem 0,41% em termos de bem-estar.

A fim de mensurar em termos monetários o custo da assimetria ao consumidor final, fizemos um exercício considerando um consumidor que possui um automóvel com um consumo médio de 10 km por litro de gasolina e que roda 282 km por semana (15.000 km no ano). Supondo uma situação inicial em que a gasolina custe $4,80 por litro no posto, podemos estimar o impacto no gasto do consumidor de um aumento de 10% no preço da gasolina na etapa da distribuição. Considerando os parâmetros de repasse estimados para o período 2004-2015, em função da assimetria identificada, o

preço final da gasolina no posto aumentará mais do que na distribuição (efeito foguete), implicando em um gasto adicional de R$ 17 no período de duas semanas.

Quando utilizamos os parâmetros de repasse estimados no período 2016-2019, após a adoção da nova estratégia de preços da Petrobras, o impacto nos gastos do consumidor da elevação de 10% no preço da gasolina na distribuição será R$ 12. Os sobrepreços nos postos ocorrem durante uma semana, quando se esgota o efeito foguete. Assim, com a alteração da estratégia de precificação da Petrobras, as perdas do consumidor final, em um cenário de aumento de 10% no preço da distribuição, apesar do efeito foguete persistir, se reduziram em R$ 5 em relação à situação anterior.

8.6 Transmissão de Preços nos Mercados de Combustíveis: vasta trilha a explorar

Este Capítulo, assim como o anterior, buscou investigar as propriedades teóricas e empíricas dos mecanismos de assimetrias de transmissão de preços em cadeias produtivas, com ênfase nos mercados de combustíveis. Para tal examinamos, neste capítulo, em particular, o comportamento dos preços da gasolina no Brasil.

De modo geral, a estimação dos custos das assimetrias para os consumidores finais, desenvolvida no estudo empírico, confirma as hipóteses levantadas com a análise gráfica do comportamento dos preços da gasolina nos elos da cadeia de comercialização. Tanto no período de estabilidade de preços das refinarias da Petrobras (2004-2015), quanto na vigência da nova regra de precificação da Petrobras (2016-2019), constatou-se a presença da assimetria no repasse de preços da gasolina. Essa assimetria segue o padrão "foguete" e "pena". Contudo, é importante destacar que, no segundo momento – período de ajustes frequentes no preço da gasolina na refinaria – os consumidores tiveram menos perdas em termos de bem-estar social para alterações de mesma proporção.

O efeito "foguete" teve uma grande redução, passou de 1,50% no primeiro momento (2004-2015), para 1,01%. Em contrapartida, o efeito "pena" se mostrou mais significativo no segundo momento (2016-2019): antes, os consumidores viam os preços da gasolina reduzir 0,99%; hoje, essa redução é 0,52%. Em termos líquidos, a redução no efeito "foguete" se relevou maior que o aumento no efeito "pena". Por fim, em termos de velocidade, observa-se que após 2016, o período em que os consumidores incorrem nos custos da assimetria diminui em uma semana.

A análise aqui desenvolvida, tanto no plano dos aportes teóricos quanto empírico, oferece um robusto instrumento de análise para o acompanhamento do comportamento dos preços nos diferentes mercados de combustíveis no Brasil. Este é um vasto caminho de pesquisa e não será certamente esgotado neste livro. Cabe notar , contudo, que, dada a volatilidade inerente ao comportamento dos preços internacionais do petróleo, os efeitos de transmissão de preços merecem um monitoramento permanente, o qual pode se beneficiar de estudos com abordagens similares às que foram apresentadas aqui.

Referências Bibliográficas

ALMEIDA, E.; OLIVEIRA, P.; LOSEKANN, L. D. (2015). Impactos da contenção dos preços de combustíveis no Brasil e opções de mecanismos de precificação. Revista de Economia Política, v. 35, pp. 531-556.

ANFAVEA (2020). Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. Disponível em: http://www.anfavea.com.br/estatisticas.html. Acesso em 23/10/2019.

ANP (2001). Agência Nacional do Petróleo. Anuário Estatístico 2001. Disponível em: http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico. Acesso em 04/12/2019.

ANP (2019a). Agência Nacional do Petróleo. Anuário Estatístico 2019. Disponível em: http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico. Acesso em 04/06/2019.

ANP (2019b). Agência Nacional do Petróleo. Série histórica do levantamento de preços e de margens de comercialização dos combustíveis. Disponível em: http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa/234-precos/levantamento-de-precos/868-serie-historica-do-levantamento-de-precos-e-de-margens-de-comercializacao-de-combustiveis. Acesso em 08/01/2020.

BACON, R. W. (1991). Rockets and feathers: the asymmetric speed of adjustment of UK retail gasoline prices to cost changes. Energy Economics, 13, issue 3, pp. 211-218.

BEDROSSIAN, A, MOSCHOS, D. (1988). Industrial structure, concentration and speed of price adjustment. The Journal of Industrial Economics, Oxford, v. 36, n.4, pp 459-475.

BALMACEDA, F; SORUCO, P. (2008). Asymmetric dynamic pricing in a local gasoline retail market. The Journal of Industrial Economics. Amsterdam, v. 25, n. 6, pp. 669-689.

BANCO CENTRAL (2019). Sistema gerenciador de séries temporais. Disponível em: https://www3.bcb.gov.br/sgspub/localizarseries/localizarSeries.do?method=prepararTelaLocalizarSeries. Acesso em 06/01/2020.

BEN (2019). Balanço Energético Nacional. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202019%20Ano%20Base%202018.pdf. Acesso em 10/01/2020.

BLOOMBERG (2019). Gasoline prices around the world: the real cost of filling up. Disponível em: https://www.bloomberg.com/graphics/gas-prices/#20193:Brazil:USD:l. Acesso em 20/11/2019.

BORENSTEIN, S.; CAMERON, A. C.; GILBERT, R. (1997). Do gasoline prices responde asymmetrically to crude oil price changes? The Quarterly Journal of Economics, v. 112, pp. 305-309.

BRASIL. Lei nº 9.478/1997. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de concessão. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.html. Acesso em: 16/07/2019.

BRASIL. Lei nº 12.351. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm. Acesso em: 20/01/2020.

BR DISTRIBUIDORA (2017). Composição dos Preços da Gasolina. Disponível em: http://www.br.com.br/wcm/connect/lib_portalconteudo/home/produtos+e+servicos/para+seu+veiculo/gasolina/composicao+de+precos+da+gasolina/composicao+de+precos+da+gasolina. Acesso em 10/12/2019.

BREMMER, D. S.; KESSELRING, R. G. (2016). The relationship between US retail gasoline and crude oil prices during the Great Recession: "rockets and feathers" or "ballons and rocks"? Energy Economics, v. 55, pp. 200-210.

CANÊDO-PINHEIRO, M. (2012). Assimetria na transmissão dos preços dos combustíveis: o caso do óleo diesel no Brasil. Revista Brasileira de Economia. Rio de Janeiro, v. 66, n. 4, pp. 557-578.

CEPEA (2019). Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada, ESALQ/USP. Disponível em: https://www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/etanol.aspx. Acesso em 04/08/2019.

CHEN, Y.; HUANG, G.; MA, L. (2017) Rockets and feathers: the asymmetric effect between China's refined oil prices and international crude oil prices. Sustainability, 9(3):381.

EIA (2019). U. S. Energy Information Administration. Independent Statistics & Analysis. Disponível: https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/EER_EPMRU_PF4_RGC_DPGD.htm. Acesso em 24/01/2020.

GRASSO, M.; MANERA, M. (2007). Asymmetric error correction for the oil-gasoline price relationship. Energy Policy. Amsterdam, v. 35, n. 1, pp. 156-177.

LEWIS, M. (2012). Price leadership and coordination in retail gasoline markets with price cycles. International Journal of Industrial Organization, 30, issue 4, pp. 342-351.

LIU, M. H.; MARGARITIS, D.; TOURANI-RAD, A. (2010). Is there an asymmetry in the response of diesel and petrol prices to crude oil price changes? Evidence from New Zealand. Energy Economics, 32, pp. 926-932.

MASKIN, E.; TIROLE, J. (1988). A theory of dynamic oligopoly II: price competition, kinked demand curves and Edgeworth cycles. Econometrica, vol. 56, n. 3, pp. 571-599.

MEYER, J., VON CRAMON-TAUBADEL, S. (2004). Asymmetric price transmission: a survey. Journal of Agricultural Economics, Oxford, v. 55, n. 3, pp. 581-611.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO (BR). Portaria MAPA nº 75/2015. *Fixa o percentual obrigatório de adição de etanol anidro combustível à gasolina.*

NOEL, M. D. (2007). Edgeworth price cycles: evidence from the Toronto retail gasoline market. The Journal of Industrial Economics, 55, pp. 69-92.

NOEL, M. D. (2015). Do Edgeworth price cycles lead to higher or lower prices? International Journal of Industrial Organization, v. 42, pp. 81-93.

PELTZMAN, S. (2000). Prices rise faster than they fall. Journal of Political Economy. Chicago, v. 108, n. 3, pp. 466-502.

PETROBRAS (2019a). Composição de preços de venda às distribuidoras. Disponível em www.petrobras.com.br. Acesso em 18/04/2019.

PINTO JUNIOR, H. Q.; ALMEIDA, E. F.; BOMTEMPO, J. V.; IOOTY, M.; BICALHO, R. G. (2018). Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Rio de Janeiro: Elsevier.

PINTO, M. R.; SILVA, E. C. D. (2008). O brilho da bandeira branca: concorrência no mercado de combustíveis no Brasil. Planejamento e Políticas Públicas, n. 31, junho, pp. 37-65.

POLEMIS, M. L.; FOTIS, P. N. (2014). The taxation effect on gasoline price asymmetry nexus: evidences from the both sides of Atlantic. Energy Policy, 73, pp. 225-233.

RODRIGUES, N.; LOSEKANN, L. D. (2018). Assimetria na transmissão de preço ao longo da cadeia de comercialização da gasolina no Brasil. Revista Brasileira de Energia. V. 24, n. 4. Pp. 31-42.

SILVA, A. S.; VASCONCELOS, C. R. F.; VASCONCELOS, S. P.; MATTOS, R. (2011) Transmissão assimétrica de preços: o caso do mercado de gasolina a varejo nos municípios do Brasil. In: Encontro Nacional de Economia, 39, Foz do Iguaçu.

STOCK, J. H.; WATSON, M. W. (1993). A simple estimator of cointegrating vectors in higher order integrated systems. Econometrica, vol. 61, n. 4, pp. 783-820.

UCHÔA, C. F. A. (2016). Poder de mercado e transmissão assimétrica nos preços da gasolina em Salvador/BA. REVISTA ECONÔMICA DO NORDESTE, v. 47, pp. 137-151.

Anexo

A utilização de modelos de correção de erros é a maneira mais comum na literatura para a detecção de assimetrias na transmissão de preços (Por exemplo, Graso e Manera, 2007; Balmaceda e Soruco, 2008; Liu et al, 2010; Canêdo-Pinheiro, 2012; Polemis e Fotis, 2014; Chen et al, 2017). Este trabalho utilizou metodologia desenvolvida por (Stock e Watson, 1993), o estimador de Mínimos Quadrados Ordinários Dinâmicos (DOLS[1]), em que são incluídos valores passados, presente e futuros de variações de , conforme disposto a seguir:

$$Y_t = \alpha + \beta X_t + \sum_{j=-p}^{p} \delta_j \Delta X_{t-j} + u_t \qquad (3)$$

dado que X_t e Y_t cointegram e apresentam uma tendência estocástica comum, o estimador para β se mostra consistente e assintoticamente eficiente. Ademais, este segue uma distribuição normal, o que permite fazer inferências a partir das estatísticas *t*.

Como no curto prazo podem ocorrer desvios em relação à tendência comum – a ocorrência de choques, por exemplo –, o termo de erro da eq. (3) u_t carregará os desvios temporários desse equilíbrio de longo prazo. Assim, surge o termo de correção de erros (ECM_{t-1}), dado pelo resíduo defasado da regressão, isto é, $\hat{u}_{t-1}$.

Ao inserir ECM_{t-1}[2] em (3), não só responderá às alterações de X_t como também aos desvios corrigidos do equilíbrio de longo prazo que eventualmente ocorrerão. Portanto, a estimação assume a forma a seguir:

$$Y_t = \alpha + \beta X_t + \lambda ECM_{t-1} + \varepsilon_t \qquad (4)$$

Para verificar se a resposta do preço é distinta para variações positivas e negativas nos custos, é necessário diferenciar as variáveis de (4), além de fazer decomposições positivas e negativas das variáveis. Não obstante, existe um caráter dinâmico dos preços, em que as variações dos períodos anteriores influenciam as variações atuais. Desse modo, tem-se:

$$\Delta Y_t = \alpha + \sum_{i=i}^{I} \theta_i \Delta Y_{t-i} + \sum_{j=0}^{J+} \beta_j^{+} \Delta X_{t-j}^{+} + \sum_{j=0}^{J-} \beta_j^{-} \Delta X_{t-j}^{-} + \lambda^{+} ECM_{t-1}^{+} + \lambda^{-} ECM_{t-1}^{-} + \varepsilon_t \quad (5)$$

sendo: Δ o operador de diferença; i e j os números de defasagens; α, β, θ e λ os parâmetros a serem estimados[3]; $\Delta x_t^{+} = x_t - x_{t-1} = \max\{\Delta x_t, 0\}$; $\Delta x_t^{-} = x_t - x_{t-1} = \min\{\Delta x_t, 0\}$; e ε o termo de erro aleatório.

O próximo passo consiste na realização dos seguintes testes *F* para (5):

1. Abreviação de Dynamic Ordinary Least Squares.

2. $ECM_{t-1} = \hat{u}_{t-1} = Y_{t-1} - \hat{\alpha} - \hat{\beta} X_{t-1} - \sum_{j=-p}^{p} \hat{\delta}_j \Delta X_{t-j}$

3. No estimador DOLS, as variáveis diferenciadas passadas e futuras não possuem interpretação econômica, então faz-se a opção por estimar α, β, θ e λ por Ordinary Least Squares (OLS).

$$H_0: \beta_0^+ = \beta_0^- \quad (6)$$

$$H_0: |\lambda^+| = |\lambda^-| \quad (7)$$

Caso a hipótese nula (6) for rejeitada há assimetria de magnitude. Se $\beta_0^+ > \beta_0^-$, então fica configurado o padrão "foguete".

Em (7), o teste representa as assimetrias de velocidade, tendo em vista que os estimadores para λ medem a velocidade de ajustamento quando o modelo sai de sua trajetória de longo prazo (Bueno, 2008, p. 253). Se $|\lambda^-| > |\lambda^+|$, os preços do produto respondem mais lentamente às reduções dos preços dos insumos do que suas elevações. Portanto, essa hipótese caracteriza o efeito "pena".

A mensuração do custo das assimetrias, em termos de perda de bem-estar, ao consumidor é feita através do cálculo da diferença entre as funções de resposta acumulada (CRF[4]) positiva e negativa. Por definição, a CRF é a variação estimada e acumulada do preço do produto no período *t+j* após uma variação de 1% no preço do insumo no período *t* (Balmaceda e Soruco, 2008, p. 636-637). Algebricamente, a CRF é uma função não-linear dos parâmetros estimados na equação (5), que já tem nela incluída o caráter dinâmico da precificação. Assim, dado que um choque no preço dos insumos no período *t* resulta em um ajuste de preços no período *t+j*, este será a soma dos parâmetros estimados com o termo de correção de erros durante os *n* períodos que o choque leva para se dissipar e retornar ao equilíbrio de longo prazo. Este choque, quando negativo, será contabilizado na . De maneira análoga, um choque de custos positivo é contabilizado na . Nesse sentido, o custo ao consumidor é dado por:

$$\Delta Custo\ ao\ Consumidor_n = \int_{j=1}^{n} CRF_{t+j}^+ - CRF_{t+j}^- \quad (8)$$

onde:

$$CRF_{t+j}^+ = CRF_{t+j-1}^+ + \hat{\beta}_{t+j-1}^+ + \sum_{i=1}^{I} \hat{\theta}_i^+ \Delta Y_{t+j-i}^+ + \lambda^+\left(CRF_{t+j-1}^+ - \hat{\beta}\right) \quad (9)$$

$$CRF_{t+j}^- = CRF_{t+j-1}^- + \hat{\beta}_{t+j-1}^- + \sum_{i=1}^{I} \hat{\theta}_i^- \Delta Y_{t+j-i}^- + \lambda^-\left(CRF_{t+j-1}^- - \hat{\beta}\right) \quad (10)$$

O impacto acumulado após t períodos é a soma do impacto acumulado até o período anterior (CRF_{t+j-1}^+), do impacto contemporâneo do preço dos insumos ($\hat{\beta}_{t+j-1}^+$), do efeito dinâmico das mudanças passadas no preço do produto ($\sum_{i=1}^{I} \hat{\theta}_i^+ \Delta Y_{t+j-i}^+$) e do efeito de se estar fora da trajetória de equilíbrio de longo prazo[5] ($\lambda^+\left(CRF_{t+j-1}^+ - \hat{\beta}\right)$) (Canêdo-Pinheiro, 2012). Analogamente, o mesmo raciocínio vale para a função de resposta acumulada negativa.

4. Do inglês, Cumulative Response Function.

5. $\hat{\beta}$ é o coeficiente estimado da equação (5).

Capítulo 9

Comportamento do Mercado de GLP no Brasil em 2020: desafios para adequação a um contexto de crise[1]

Helder Queiroz Pinto Jr.

Aldren Vernersbach

9.1 Introdução

A pandemia provocada pela COVID-19 eclodiu globalmente em março de 2020. Diante da inexistência de uma alternativa de imunização da população, foi necessário buscar formas de controle do contágio, a fim de reduzir a velocidade de disseminação, tornar possível o tratamento dos acometidos e impedir que os mais vulneráveis se expusessem ao risco.

A medida adotada para tanto foi a paralisação de inúmeras atividades econômicas não essenciais e o isolamento da população a nível global. Assim, a pandemia constituiu-se em um fator exógeno ao comportamento dos mercados, com potentes efeitos sobre a economia, prejudicando a manutenção ou melhora do desempenho econômico das nações. A crise é apontada como a mais profunda da história, atingindo diretamente o ambiente produtivo da economia.

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada da Nota Técnica 05/2020, elaborada em dezembro de 2020, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

Os mercados de combustíveis, muito sensíveis às flutuações econômicas por transpassarem inúmeras cadeias produtivas, sofreram impactos importantes nas respectivas demandas de seus diferentes derivados, em decorrência das oscilações no nível de atividade dos variados setores. Entretanto, os reflexos da paralisação das atividades econômicas são distintos sobre esses mercados, uma vez que as especificidades do uso de fontes secundárias de energia em cada atividade originam efeitos diferenciados sobre o consumo de cada mercado, determinando também a trajetória e o compasso da restauração do seu crescimento.

No caso particular do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), ao contrário do que se observou com os demais combustíveis, os efeitos da pandemia de Covid-19 resultaram no aumento da demanda, em especial no segmento P-13 (foco deste capítulo). Diante desse contexto singular, este Capítulo objetiva apresentar o comportamento do mercado brasileiro de GLP, comparativamente entre o período *ex-ante* e posterior à eclosão da pandemia, apontando as principais alterações no que concerne ao comportamento da oferta e demanda domésticas. Pretende-se indicar as peculiaridades dos desdobramentos da crise no mercado, de forma a examinar as respostas dos agentes econômicos para assegurar o abastecimento e traçar um quadro da trajetória de reação do segmento[2].

Posteriormente a esta introdução, na seção 2 apresenta-se, de forma sumária, o panorama da crise econômica global provocada pela pandemia. Na seção 3 são examinados os efeitos, no ambiente nacional, das condições de oferta e demanda do mercado de GLP. A seção 4 analisa o movimento de crescimento súbito da demanda do combustível no plano estadual e aponta os principais requisitos operacionais e logísticos para a garantia do abastecimento.

9.2 Um novo mundo: a pandemia e sua particular crise econômica global

O contexto contemporâneo de pandemia está transformando a economia global, com suas devidas peculiaridades em cada mercado. Diante dessas mudanças – algumas talvez permanentes – e oscilações econômicas, torna-se importante compreender o comportamento dos mercados de combustíveis, uma vez que os mesmos são transversais à economia, influenciando o seu desenvolvimento. Analisar a sua performance mostra-se essencial nesse cenário de crise.

A retração econômica resultante das restrições de mobilidade para controlar a pandemia reflete-se nas projeções da produção. Estima-se uma retração de -4,4% no PIB global em 2020. Para 2021, projeta-se um crescimento de 5,2%. Quanto ao Brasil, estima-se uma contração de cerca de -5,8% em seu PIB em 2020. A queda na produção será contrabalanceada com a retomada do crescimento em 2021, pois é estimada uma elevação de aproximadamente 2,8% no PIB brasileiro (IMF, 2020).

2. Este tema será aprofundado no Capítulo 10, com particular ênfase no comportamento dos preços.

Com relação ao setor de energia, a diminuição da demanda afeta o consumo e os investimentos. É previsto o maior declínio já registrado nos investimentos destinados ao setor, com a queda de um quinto – cerca de US$ 400 bilhões – em gastos de capital, em comparação com os aportes realizados em 2019 (IEA, 2020c).

No que tange à demanda particular do petróleo, referente ao *upstream*, a estimativa para 2020 permanece praticamente inalterada em 91,7 milhões b/d (barris/dia) – redução de 8,4 milhões b/d em relação a 2019. Para 2021, a estimativa de 97,2 milhões b/d (alta de 5,5 milhões b/d) também mostra considerável estabilidade (IEA, 2020b). Para o *midstream* a previsão é distinta. Como consequência do isolamento na pandemia, mensura-se que a adição da capacidade de refino global arrefeça -50% em 2020. Já a demanda por produtos refinados tem queda estimada em -8,1 milhões b/d em 2020 (IEA, 2020c).

O fato de o petróleo ter respondido por 40,8% do consumo final de energia global em 2018, constituindo-se na fonte energética mais utilizada do mundo, indica a relevância econômica e energética da Indústria do Óleo e Gás (IO&G) e da produção de combustíveis, mas também os coloca em um cenário de grande vulnerabilidade às crises econômicas (IEA, 2020a). Logo, diante de uma economia dependente do petróleo, a performance da IO&G é reflexo do seu desempenho.

A desaceleração econômica na pandemia afetou a evolução da produção, consumo e investimentos na cadeia de derivados. Particularmente no caso dos combustíveis, estima-se que os investimentos no *midstream* e *downstream* tenham retração próxima de -30,7% em 2020 (IEA, 2020c) [3]. No caso do Brasil, o 8º país em capacidade global de refino de óleo cru, concentrando cerca de 2,3% do refino mundial, os efeitos no mercado de combustíveis são ainda maiores (IEA, 2020a).

É importante ressaltar que, contrariamente ao que costuma ser veiculado, não há um mercado de combustíveis, mas distintos mercados para cada um dos derivados de petróleo, com players diferentes ao longo da cadeia de suprimento, havendo especificidades técnicas, econômicas, operacionais e regulatórias afeitas a cada derivado.

Em outros termos, há uma estrutura de mercado particular para cada combustível, com características singulares que moldam as suas relações econômicas em cada etapa da cadeia do refino. Cada mercado possui um arranjo de demanda e oferta (produção/importação/consumo), infraestrutura de distribuição, estrutura de mercado e quadro concorrencial. As especificidades dos mercados são determinantes para o comportamento da sua produção, distribuição, venda e consumo. Dessa forma, diferentes mudanças – momentâneas ou permanentes – podem promover distintos efeitos econômicos e operacionais na organização dos diferentes mercados de combustíveis.

3. Para todo o setor de energia, a estimativa é uma queda de -20% nos investimentos (IEA, 2020c).

9.3 Efeitos, oscilações e reações no mercado de GLP no Brasil

Esta seção concentra-se na análise do comportamento do mercado brasileiro de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) durante o primeiro período da pandemia de COVID-19, entre janeiro e setembro de 2020. A análise pretende apontar, de forma comparativa, as mais relevantes perturbações nas variáveis (i) produção; (ii) importação; e (iii) vendas.

A análise considera as peculiaridades econômicas e infraestruturais do setor, procurando demonstrar as reações diante de um contexto tão específico. O deslocamento abrupto do nível de consumo em decorrência da paralisação econômica impôs a quase todos os mercados a adaptação de suas atividades, para terem uma velocidade e nível de produção compatíveis com a nova demanda. O caso do GLP é singular, na medida que a demanda cresceu forte e rapidamente durante a pandemia, ao contrário do que foi observado com os demais derivados de petróleo, cujo consumo registrou queda, de forma abrupta, nos meses de maiores restrições à mobilidade e às atividades econômicas e sociais.

O período considerado para a análise comparativa é janeiro-setembro dos anos de 2019 e 2020. Esse período, em 2020, corresponde à eclosão da pandemia e mudanças no ritmo da atividade econômica global. Pretende-se comparar a demanda do mercado nos dois períodos desses anos.

O objetivo é fazer um balanço comparativo do setor entre os primeiros meses do ano anterior à pandemia e os meses iniciais após a sua eclosão. Com a análise será possível indicar os diferentes comportamentos da demanda/consumo e da oferta dessa fonte secundária de energia e, por conseguinte, as conclusões quanto à capacidade de reação do setor em períodos singulares com consumo atípico e condições anômalas.

Para a análise da estrutura da oferta serão também consideradas as importações do combustível, uma vez que as mesmas integram o volume disponibilizado internamente para o atendimento da demanda brasileira[4], que somada à produção compõe a oferta total de GLP no mercado nacional.

O GLP é um combustível com relevante participação na matriz energética brasileira, consolidado no quadro de combustíveis mais consumidos no país. A sua participação foi de 3,1% no consumo final de energia em 2019 no Brasil.

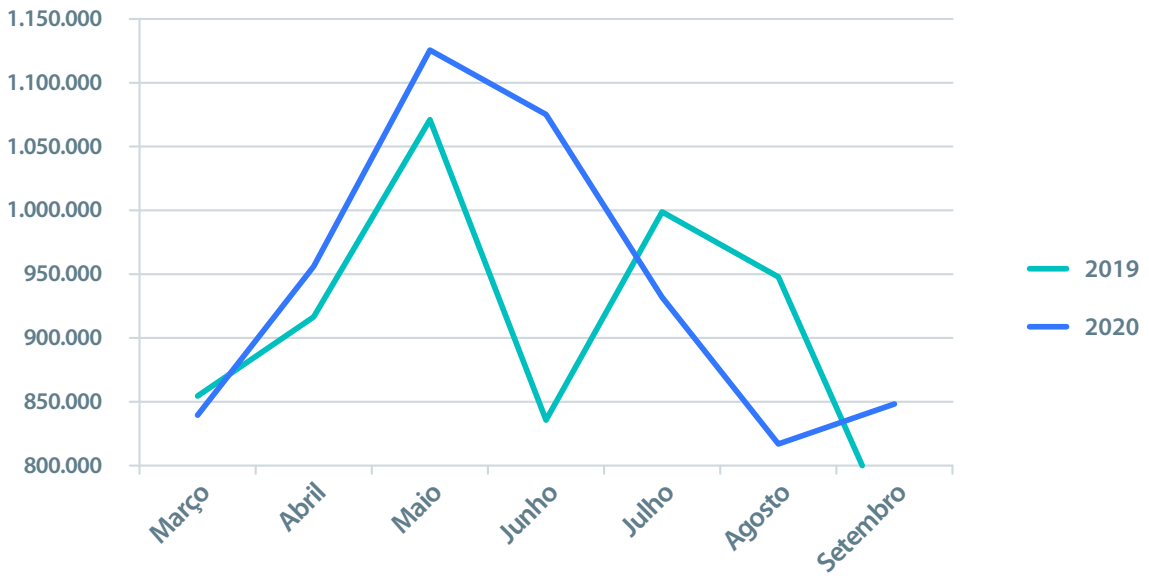
Especificamente no segmento residencial, com o seu uso interiorizado em todo o território brasileiro, o combustível mantém uma grande participação na sua matriz energética de consumo, alcançando cerca de 24,4% (EPE, 2020b). O GLP no país é usado principalmente para a cocção, sendo também utilizado como combustível pelo segmento comercial e pela indústria.

4. Para o cálculo da produção nacional de combustíveis derivados de petróleo, consideram-se os volumes (em metros cúbicos – m^3) produzidos em: Refinarias; Centrais Petroquímicas; Unidades Produtoras de Derivados de Xisto; Outros Tipos de Produtores (ANP, 2020a).

O fornecimento de GLP é realizado por meio da produção interna do parque de refino e via importação. A oferta total do combustível apresentou um comportamento distinto em 2020 no período inicial da pandemia, com níveis mais elevados no mercado brasileiro, conforme é apresentado no gráfico 1.

Na tabela 1 é possível observar o comportamento diferenciado do GLP em relação a outros combustíveis. Os impactos da paralisação das atividades econômicas denominadas "não essenciais", decorrente da pandemia de COVID-19, provocaram forte redução na atividade econômica e, consequentemente, redução da demanda da maioria dos combustíveis. Como ilustra a tabela 1, o mercado de GLP registrou, no entanto, um expressivo aumento da demanda. Isto exigiu a necessidade de rápida resposta operacional relacionada com os fluxos logísticos do produto a fim de garantir, sem rupturas , a segurança do abastecimento de GLP.

Gráfico 1 – Oferta nacional de GLP (m³) | mar-set 2019/2020



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2020a, 2020b).

As vendas totais de GLP apresentaram crescimento de 3,4% no acumulado do período jan-set de 2020 com relação a 2019. O consumo de vasilhames P-13, usados principalmente no setor residencial, registraram crescimento ainda mais significativo: 6,4%. Já os demais combustíveis, com usos diferentes do GLP, tiveram queda das vendas no período. A gasolina, por exemplo, registrou redução de -9,1% nas vendas, por ser um combustível utilizado na mobilidade. O isolamento e a adoção de trabalho remoto fizeram com que a demanda de combustíveis automotivos diminuísse.

Cabe notar que em resposta à queda da demanda dos demais derivados, em abril de 2020, a produção nas refinarias caiu -25,3% com relação a janeiro.

Porém, para responder ao aumento particular da demanda de GLP foi necessário recorrer ao mercado externo. É importante ressaltar o papel da importação para a composição da oferta de GLP, pois a produção nacional, mesmo no período anterior à pandemia, não proporciona o alcance da autossuficiência do combustível para suprir o consumo.

Tabela 1 – Vendas acumuladas de combustíveis | jan-set 2019/2020

COMBUSTÍVEL	VENDAS JAN-SET (M³)		
	2019	2020	VARIAÇÃO JAN-SET 2019/2020 (%)
GLP (TOTAL)	9.862.951	10.200.606	3,4%
GLP (P-13)	7.095.202	7.546.870	6,4%
Gasolina C	28.059.896	25.498.410	-9,1%
Diesel	42.787.282	42.351.722	-1,0%
Óleo Combustível	1.426.416	1.297.006	-9,1%
Etanol Hidratado	16.368.694	13.740.801	-16,1%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2020c).

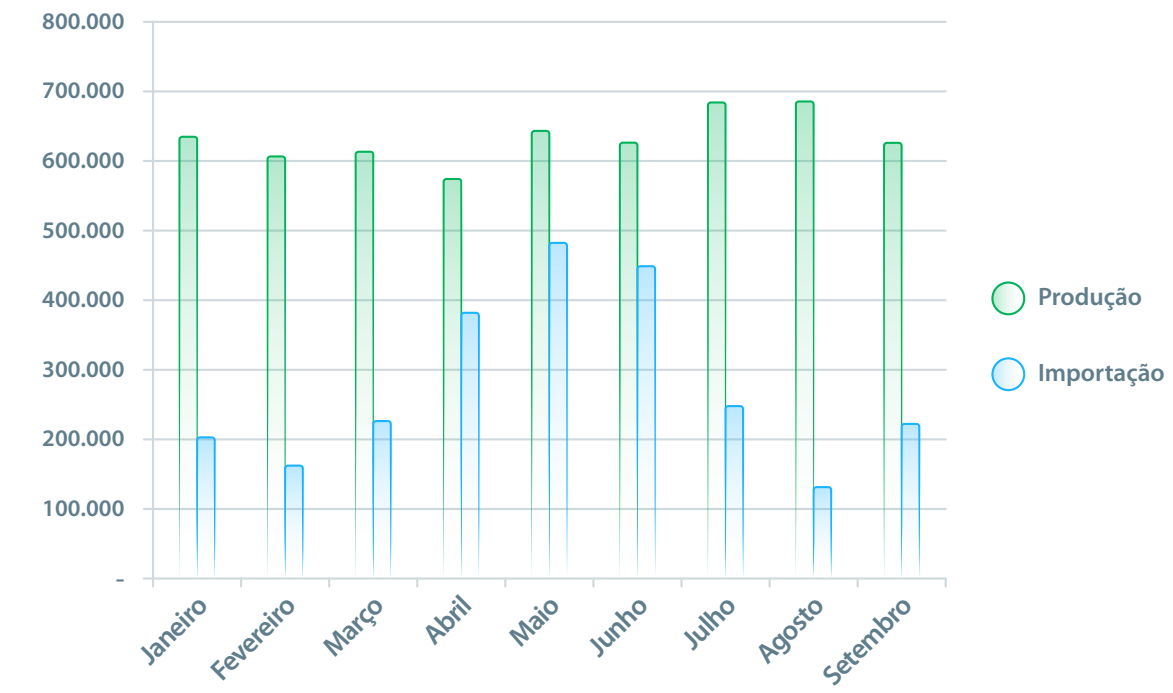
Assim, em 2020, as importações iniciaram uma trajetória de crescimento a partir de março. O mês de abril registrou uma grande elevação em resposta ao inabitual crescimento da demanda (gráfico 2). O ápice de importações ocorreu em maio – crescimento de 113,2% em relação a março. Essas elevações ocorreram no momento das restrições e máximo isolamento social. Com a permanência da população em suas casas, a oferta de GLP foi expandida para atender ao crescimento repentino das vendas, sendo a importação do combustível a forma de garantir o volume necessário. De forma comparativa, o volume de importações do mês de junho/2020 foi 85,6% maior em relação a junho/2019.

É possível notar que a alteração da composição da oferta foi resultante da mudança repentina no padrão de comportamento do consumidor de GLP, fortemente modificado durante a pandemia em decorrência da paralisação de inúmeras atividades econômicas, isolamento nas residências e adoção de trabalho remoto.

A mudança no padrão de consumo do GLP reflete o que pode ser denominado de "sensação de escassez", conduzindo os consumidores a antecipar a aquisição de P-13 e formar seus estoques individuais.

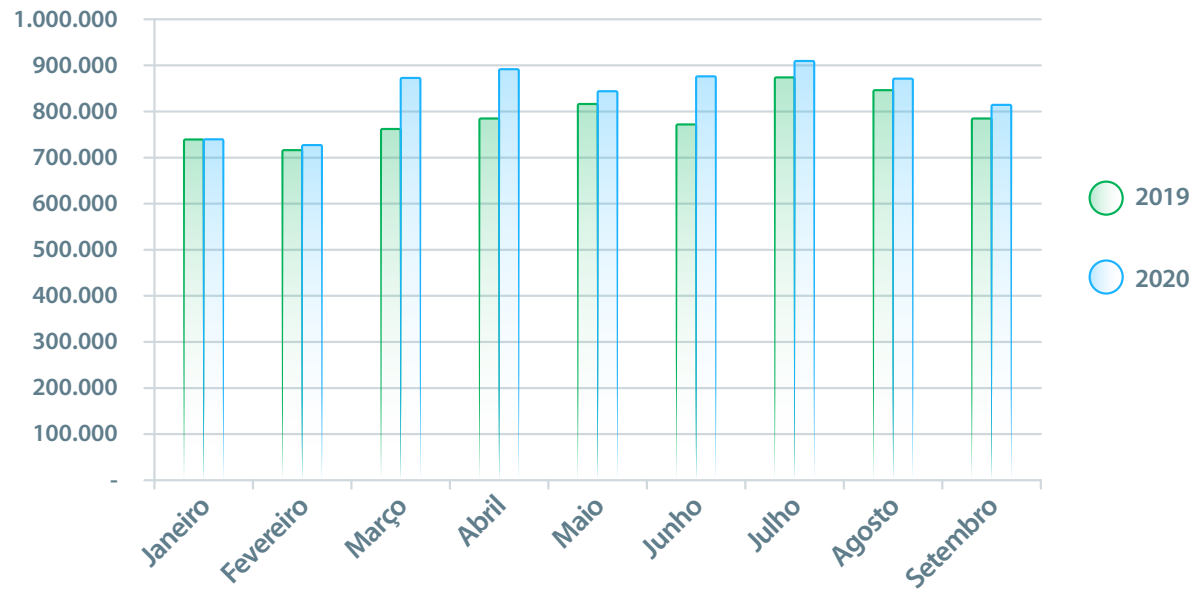
Analisando o ano 2020, é possível observar que o mês de março registrou um rápido crescimento nas vendas totais de GLP. Analisando especificamente o consumo do vasilhame P-13 de GLP, observa-se o aumento de 6,7% nas vendas de 2020 em comparação a 2019, reforçando a expansão da demanda majoritariamente residencial, conforme o dado particular aponta (gráfico 3).

Gráfico 2 – Produção e importação de GLP (m³) | jan-set/2020



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2020a, 2020b).

Gráfico 3 – Vendas de GLP P-13 no Brasil | jan-set 2019/2020 (em m³)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2020c).

Para responder a esse crescimento repentino da demanda foi necessária a adaptação dos fluxos logísticos de importação e movimentação do produto, a fim de garantir o suprimento em todo território nacional. Este aspecto será examinado na seção seguinte.

9.4 Movimentação e condições operacionais do suprimento de GLP

A importância na segurança do abastecimento de energia se constitui no principal objetivo de política energética de qualquer país (PINTO JR., *et al*, 2016). Como destaca Yergin (2014, p. 276) "a preocupação com a segurança energética pode parecer algo abstrato – importante, com certeza, mas vago, de difícil definição. Mas a ruptura e tumulto – e os riscos evidentes – demonstram tanto sua tangibilidade quanto o seu caráter fundamental para a vida moderna. Sem petróleo, praticamente não existe mobilidade, e sem eletricidade – e energia para gerá-la – não haveria a era da internet. Mas a independência dos sistemas energéticos e sua complexidade e alcance crescentes deixam em evidência a necessidade de entendermos os riscos e as exigências da segurança energética no século XXI".

A segurança energética ou do suprimento é o fornecimento ininterrupto de fontes energéticas, de forma economicamente acessível. A garantia do suprimento condiciona as atividades do setor energético e exige, especialmente em momentos de crise, respostas operacionais e regulatórias de curtíssimo prazo, sendo o seu principal objetivo. No caso em tela, o conceito se aplica ao abastecimento primário e secundário (distribuição) de GLP (JANSEN, SEEBREGTS, 2010; IEA, 2012).

O aumento da demanda de GLP em 2020 constitui-se na ilustração exemplar dessa questão. É possível afirmar que o mercado de GLP se revelou robusto o bastante para responder ao aumento da demanda de curto prazo e garantir o suprimento em um vasto território.

No plano operacional, o abastecimento primário de GLP via importação é feito principalmente pelo terminal do Porto de Santos (SP), concentrando a entrega de GLP ao país. Até o mês de abril, houve um avanço de 4,7% nas entregas, representando uma significativa melhora do abastecimento do combustível (ANP, 2020d). Quanto à distribuição, o país possui 177 bases de 19 agentes autorizados no mercado.

O Brasil possui 24 polos de entrega de GLP, dos quais 9 estão localizados na Região Sudeste, 7 na Região Nordeste, 5 na Região Sul e 3 polos na Região Norte. A concentração na porção Sudeste-Sul do país corresponde à região onde estão os maiores centros produtores, bases de distribuição e centros de consumo.

Contudo, a dimensão territorial brasileira exige a ampliação de alternativas à importação do produto em outros estados para facilitar o acesso ao combustível, bem como a expansão da malha de oleodutos/polidutos com saída das refinarias e centrais petroquímicas produtoras de GLP.

Vale ressaltar que a Petrobras concentra quase a totalidade da produção e importação de GLP no Brasil, o que cria uma dependência das atividades da empresa, mas concomitantemente proporciona a centralidade da coordenação dessa etapa da cadeia do GLP.

A Petrobras possui ainda uma rede de dutos específica para o GLP ligando refinarias a terminais de distribuição e unidades de abastecimento primário. Contudo, com o aumento repentino da demanda a estatal reativou mais um oleoduto/poliduto de GLP entre Mauá, a estação São Bernardo do Campo e a Refinaria de Capuava (Recap), a fim de acelerar a ramificação e interiorização da produção. O polo de Mauá (Recap) é um dos principais polos de suprimento do país, funcionando como abastecedor de inúmeros fluxos logísticos de diversas outras regiões do Brasil (ANP, 2020d).

O consumo nacional foi atendido durante o período mais crítico da pandemia e a ANP efetuou um monitoramento mais profundo até o mês de abril, constatando que o fornecimento estava controlado e normalizado. Houve apenas interrupções pontuais em determinados locais do país.

Entretanto, a dependência de uma restrita infraestrutura coloca o setor com algum risco de falhas. Nesse sentido, é inequívoca a necessidade de expansão da infraestrutura, dotando o país de mais terminais de importação e armazenagem de derivados, em diferentes regiões do país.

9.4.1 Mercados estaduais: acelerado crescimento das vendas de GLP

A demanda de GLP é particular em cada região brasileira e em cada estado. O consumo regionalizado ou estadualizado do combustível é reflexo do desempenho econômico, conjugado com o quadro de fontes de energia disponíveis – combustíveis e outras fontes secundárias – com as quais o GLP compete no mercado energético. Dessa forma, a performance do setor de GLP é determinada principalmente pelas condições de acesso ao gás natural e pelo preço do GLP em comparação às outras fontes energéticas, particularmente, matéria orgânica inflamável (lenha). O volume habitualmente consumido depende ainda do contingente populacional regional/local, nível das atividades comercial e industrial e do panorama do crescimento econômico.

O mercado cativo do GLP é extenso no Brasil e a sua demanda possui certa constância em virtude do seu uso residencial. Na pandemia, as vendas de GLP oscilaram em patamares diferenciados em cada estado, como desdobramento das medidas de isolamento e suspensão de atividades não essenciais. A categoria de vasilhame P-13 do GLP é a mais usada pelo segmento residencial e, por conseguinte, a mais utilizada no Brasil.

Essa condição requer uma capilaridade da logística de distribuição e revenda que garanta o abastecimento do produto com uma cobertura que alcance a totalidade dos municípios do país.

A "sensação de escassez", resultante do receio de desabastecimento de GLP no país, exigiu uma readequação rápida dos fluxos logísticos visando garantir do suprimento do combustível, em particular do vasilhame P-13, em todo território nacional nos períodos de sobressalto da demanda.

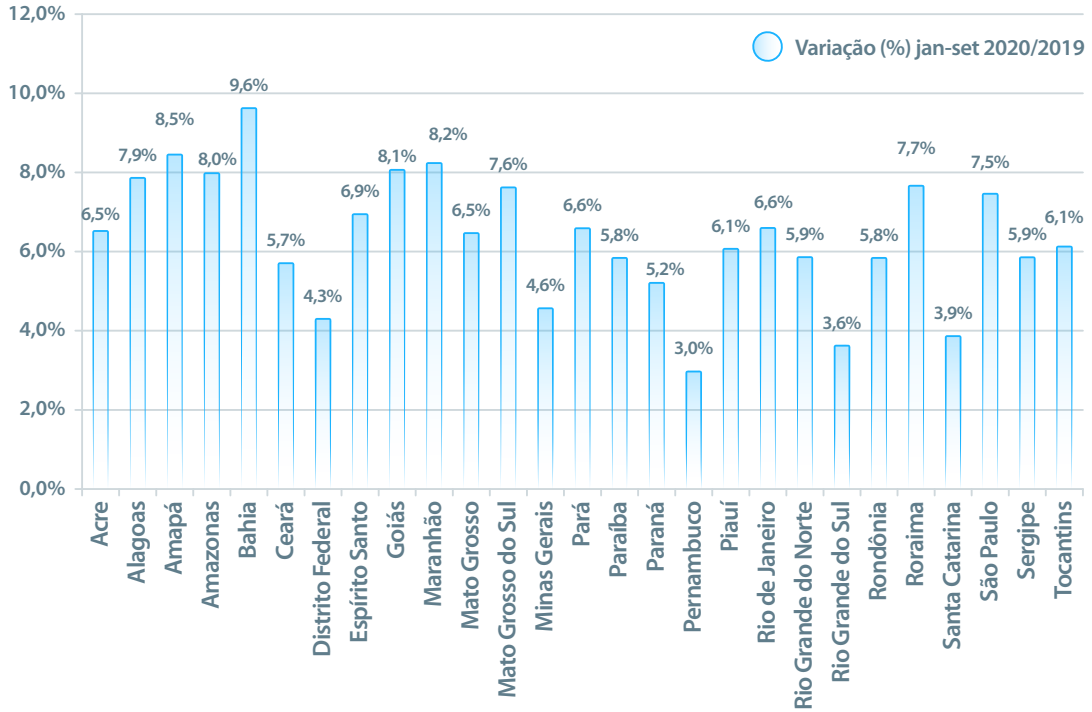
Os gráficos 5 e 6 ilustram este último aspecto. Em um mercado caracterizado, na última década, por um baixo crescimento da demanda (menos de 1% a.a na década anterior), observa-se que as vendas de GLP P-13, em 2020, registraram um crescimento significativo em todos os estados. Em uma análise mais focalizada, considerando o período março-julho de 2020 – momento mais crítico do conjunto de restrições associadas à pandemia do COVID-19 – é possível constatar, comparado ao o mesmo período do ano anterior, o expressivo crescimento da demanda de curto prazo.

Portanto, o crescimento das vendas nos estados indica o aumento do consumo residencial, refletindo a conjugação dos seguintes fatores: i) paralisação de inúmeras atividades econômicas; ii) isolamento residencial e aumento do período de trabalho remoto; e iii) formação de estoque por parte dos consumidores.

Mesmo com as restrições de infraestrutura de transporte no primeiro elo da cadeia, a demanda nacional foi continuamente atendida pelo segmento de distribuidores. Em maio, constatou-se a continuidade da normalização dos fluxos de abastecimento. Logo, não foram registradas interrupções no suprimento primário e fornecimento do combustível, mantendo-se o nível segurança energética afeito ao *downstream* da sua cadeia.

O aumento momentâneo e rápido do consumo conseguiu ser atendido pelo setor, não sendo verificada uma ruptura do fluxo de GLP tanto no fornecimento primário, quanto no elo da cadeia do *downstream* até o consumidor final em todo o território nacional.

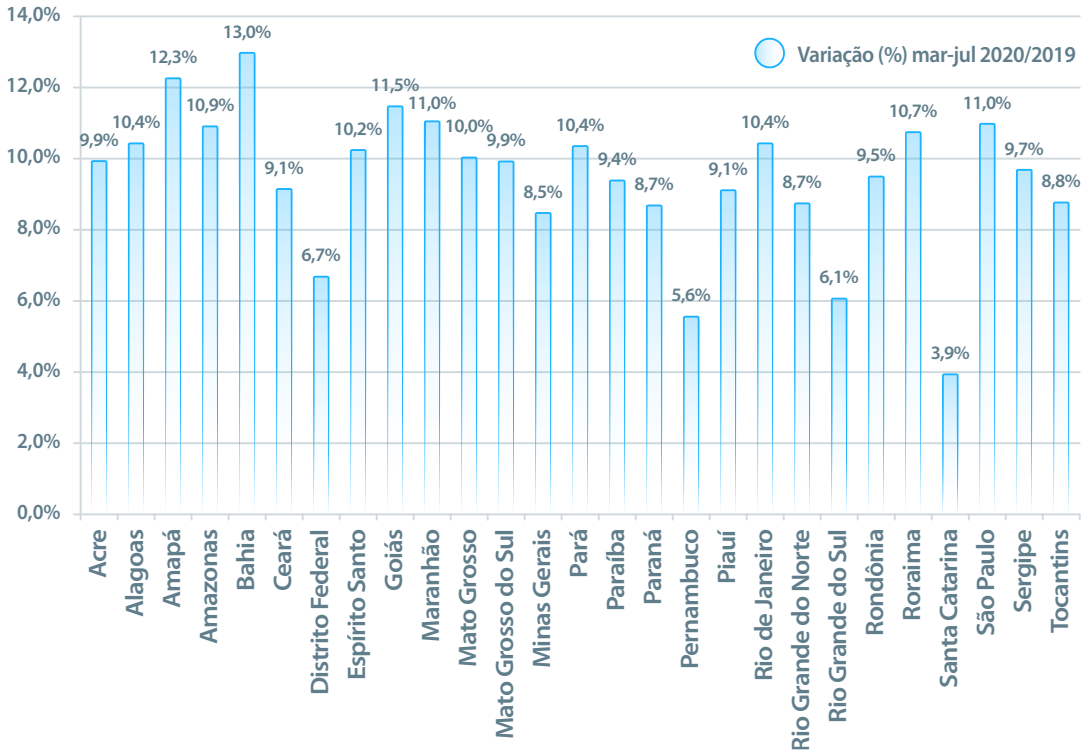
Gráfico 5 – Variação (%) das vendas de GLP P-13 | jan-set 2020/2019 por estado



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2019, 2020c).

Todos os estados apresentaram crescimento das vendas na comparação entre o acumulado de jan-set de 2020 e 2019. Os estados com maior crescimento comparativo em 2020 foram Bahia (9,6%), Amapá (8,5%), Maranhão (8,2%) e Goiás (8,1%). Como o período mais crítico e incerto da pandemia foi entre os meses março-julho, as oscilações foram maiores nesses meses.

Gráfico 6 – Variação acumulada (%) das vendas de GLP P-13 – Comparação março-julho 2020/2019



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2019, 2020c).

Os dados da comparação acumulada março-julho 2020/2019 apontam de forma mais clara a elevação do consumo no momento de maior incerteza quanto à pandemia e de adoção das medidas mais restritivas para o isolamento, o que, consequentemente, ampliou a demanda de GLP.

Em breve síntese, é importante sublinhar alguns traços marcantes do mercado de GLP. O GLP tem a sua inserção consolidada na matriz energética residencial brasileira, sua estocagem é facilitada por suas propriedades físicas e a distribuição ramifica-se por todo o território nacional.

Como destacado ao longo deste Capítulo, a pandemia de COVID-19, ao impor o isolamento social, restrições de locomoção e trabalho remoto, provocou o aumento brusco da demanda de GLP no segmento residencial. Esse efeito sobre as vendas do combustível realinharam a relação entre oferta e demanda, de forma distinta daquela observada, por exemplo, nos mercados de gasolina e diesel.

Por um lado, o aumento da demanda, em virtude do maior consumo no contexto do isolamento foi impulsionado pelo receio de desabastecimento, o que gerou um comportamento de estoque por parte dos consumidores diante da incerteza da crise. Por outro, a expansão repentina da demanda exigiu a reconfiguração das condições de oferta, com aumento das importações de GLP, e também das condições logísticas e operacionais referentes à movimentação do combustível.

Analisando especificamente o consumo do vasilhame P-13, observa-se o aumento de 6,7% nas vendas de 2020 em comparação a 2019, reforçando a expansão da demanda majoritariamente residencial, conforme o dado particular aponta. O sobressalto na demanda, somado à diminuição da oferta interna proveniente das refinarias e centrais petroquímicas, originou a preocupação quanto à manutenção da particular segurança do suprimento do combustível. Esse aumento abrupto das vendas corresponde ao efeito da demanda residencial, somada ao receio de que houvesse desabastecimento de GLP no país.

Cabe salientar que, por ser uma das duas fontes de energia mais usadas nas residências e setor comercial, o GLP teve a sua demanda expandida logo após a instauração do isolamento. Entretanto, a resposta da oferta, especialmente no que tange à logística operacional de movimentação do combustível, foi rápida e eficiente, afastando a possibilidade de ruptura do abastecimento no país.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Dados Estatísticos – Tabela: Produção Nacional de Derivados de Petróleo (metros cúbicos). Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica. Rio de Janeiro: ANP, 2020a. Disponível em: http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos. Acesso em: 25 de setembro de 2020.

_____ . Dados Estatísticos – Tabela: Importações e Exportações (metros cúbicos). Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica. Rio de Janeiro: ANP, 2020b. Disponível em: http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos. Acesso em: 27 de setembro de 2020.

_____ . Dados Estatísticos – Tabela: Vendas, pelas Distribuidoras, dos Derivados Combustíveis de Petróleo. Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica. Rio de Janeiro: ANP, 2020c. Disponível em: http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos. Acesso em: 28 de outubro de 2020.

_____ . Monitoramento do suprimento de gás de cozinha em todo o Brasil. Rio de Janeiro: ANP, 2020d. Disponível em: http://www.anp.gov.br/noticias/5754-monitoramento-do-suprimento-de-gas-de-cozinha-em-todo-o-brasil. Acesso em: 5 de out. de 2020.

_____ . Evolução dos preços de GLP (R$ / botijão de 13 kg) – 2020. Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica – SDR. Rio de Janeiro: ANP, 2020e.

_____ . Evolução dos preços de GLP (R$ / botijão de 13 kg) – 2019. Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica – SDR. Rio de Janeiro: ANP, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2020 – Ano base 2019: Relatório Final. Rio de Janeiro: EPE, 2020a.

_____ . Balanço Energético Nacional 2020 – Ano base 2019: Relatório Síntese. Rio de Janeiro: EPE, 2020b.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Energy Security. Paris: IEA, 2012. Disponível em: http://www.iea.org/subjectqueries/keyresultasp?KEYWORD_ID=4103S. Acesso em: 17 de out. de 2020.

_____ . Key World Energy Statistics 2020. Paris: IEA, 2020a. Disponível em: https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020. Acesso em: 5 de out. de 2020.

_____ . Oil 2020. Paris: IEA, 2020b. Disponível em: https://www.iea.org/reports/oil-2020. Acesso em: 10 de out. de 2020.

_____ . World Energy Investment 2020. Paris: IEA, 2020c. Disponível em:https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020. Acesso em: 12 de out. de 2020.

INTERNATIONAL MONETARY FUND (IMF). World Economic Outlook: A Long and Difficult Ascent. Washington, DC: IMF, out., 2020.

JANSEN, C. J.; SEEBREGTS, A. J. Long-term energy services security: What is it and how can it be measured and valued?. Energy Policy, v. 38, p. 1654–1664, 2010.

PINTO JR., *et al. Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*, Editora Elsevier, Rio de Janeiro, 2016.

YERGIN, D. A Busca: Energia, Segurança e a Reconstrução do Mundo Moderno. Rio de Janeiro: Intrínseca, 2014.

Capítulo 10

Comportamento dos Preços do GLP no Brasil: uma análise nacional e regional[1]

Marcelo Colomer

Aldren Vernersbach

10.1 Introdução

O ano de 2020 foi marcado por profundas mudanças no mercado de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). Se por um lado a nova política de precificação do GLP adotada pela Petrobras aumentou a volatilidade do preço de realização no Brasil, causando movimentos assimétricos de elevação e redução nas margens de distribuição e revenda entre os estados brasileiros, por outro, as crises sanitária e econômica, decorrentes da pandemia do COVID-19, trouxeram impactos para o setor de refino no país, o que desestruturou, momentaneamente, a estrutura nacional de suprimento de GLP.

Pelo lado da demanda, indo na contramão do ocorrido com os demais energéticos, as políticas de isolamento social e o auxílio emergencial concedido à população de baixa renda aumentaram a demanda de GLP, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, onde o diferencial de renda *per capita* foi maior, antes e após a ajuda financeira do governo.

Outro fato importante, ocorrido em 2020, e que precisa ser ressaltado na análise do comportamento dos preços do GLP é a mudança na metodologia de cálculo da margem de distribuição utilizada pela

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada do Texto para Discussão 04/2021, elaborado em abril de 2021, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

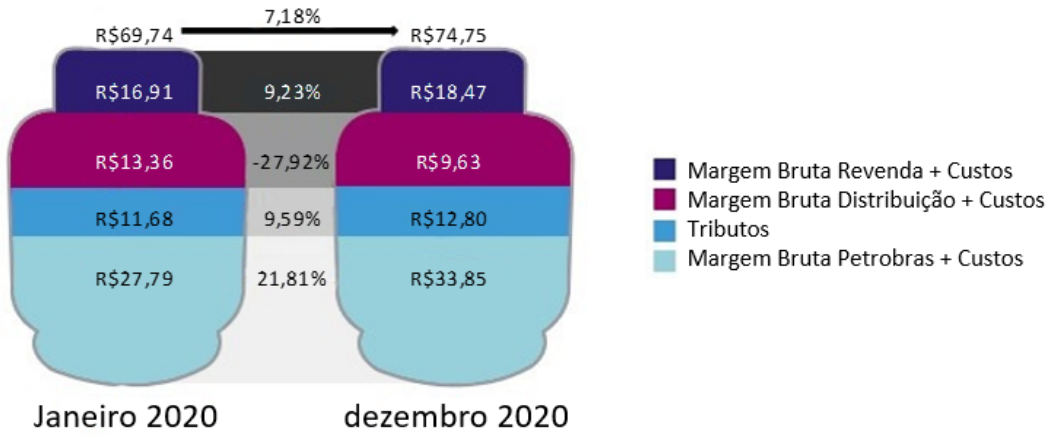
ANP, implementada em agosto, que criou uma descontinuidade na série histórica das componentes de formação do preço desse combustível.

Dentro do contexto acima e não obstante outras limitações de natureza metodológica que serão ressaltadas adiante, a análise de comportamento do preço do GLP em 2020 mostra-se não somente necessária, como também um grande desafio. Diante do exposto, este Capítulo se propõe a trazer algumas possíveis interpretações acerca dos movimentos ocorridos nos preços de realização, nas margens de distribuição, nas margens de revenda e no preço final do GLP em 2020, tanto a nível nacional quanto a nível dos estados da federação. Na segunda seção, será apresentado um breve histórico do processo de formação de preços do GLP no Brasil. A terceira seção, por sua vez, analisa a evolução recente das componentes estruturantes do preço do GLP a nível nacional, enquanto a seção 4 faz a mesma análise no nível dos entes federados.

10.2 Formação dos Preços do GLP no Brasil

O processo de formação de preço do GLP[2] no Brasil reflete, em certo grau, a própria estrutura dessa indústria no país. Isto é, o preço final ao consumidor (preço de venda) é composto por diversas componentes que refletem, em certa medida, os diferentes custos e margens dos elos que compõem a cadeia produtiva do GLP. Nesse sentido, pode-se afirmar que o preço final do botijão será o somatório do preço de importação/produção (preço de realização), tributos, margem de distribuição e margem de revenda. A figura 1 mostra a composição de preço do GLP no Brasil em 2020.

Figura 1 – Composição do Preço do GLP no Brasil (R$/Botijão de 13 Kg)



Fonte: ANP (2021).

2. Os preços analisados nesse relatório são referentes ao recipiente de 13 Kg ou menos, conhecido com P-13. Embora ainda haja alguma diferença entre os preços do P-13 e dos contratos a granel, pode-se identificar certa convergência entre estes dois nos últimos anos.

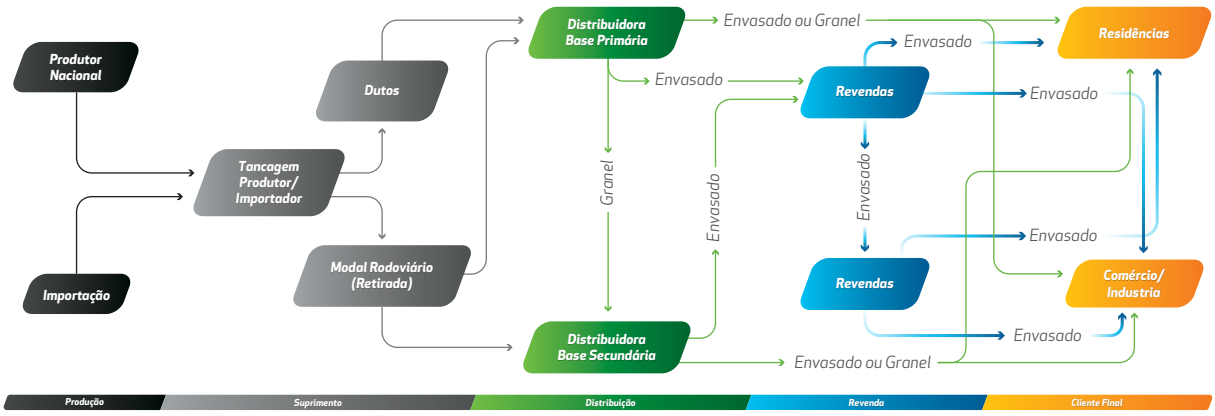
Nesse contexto e considerando a elevada assimetria existente entre as estruturas de mercado de cada um dos segmentos que compõem essa indústria, cada parcela do preço irá refletir, em alguma medida, as diferentes dinâmicas competitivas e os diferentes custos associados a cada etapa de produção. A importação/produção, por exemplo, caracteriza-se por uma estrutura quase monopolística, dominada pela Petrobras, tendo atualmente os seus preços atrelados ao mercado internacional.

Até 2018, a Petrobras controlava 98% da capacidade de tancagem de GLP situada nos portos brasileiros, 99% da capacidade de processamento de gás natural[3] (UPGNs) e 100% da oferta de GLP proveniente da atividade de refino. Em termos da estrutura de abastecimento, em 2019 cerca de 77% do mercado doméstico foram atendidos pela produção nacional e 33% por importações. No que tange à produção nacional, 34% do GLP processado vieram das unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e 76% das refinarias da Petrobras (ANP, 2020).

A etapa de distribuição, por sua vez, é composta por 20 empresas com atuações bastante diferenciadas em cada estado. Os custos logísticos de movimentação do GLP são muito importantes na determinação dos custos de distribuição e, consequentemente, das margens brutas desse segmento. Isso explica por que o mercado relevante das empresas distribuidoras apresenta um recorte geográfico regional e não nacional.

Por fim, a etapa de revenda de GLP no Brasil contava com mais de 67.000 revendedores autorizados pela ANP no ano de 2019, apresentando uma dinâmica competitiva própria dentro da estrutura produtiva (ANP, 2019). A figura 2 apresenta a cadeia de comercialização do GLP no Brasil.

Figura 2 – Cadeia de Comercialização do GLP



Fonte: (SINDIGAS, 2021)

Deve ser ressaltado que o mercado do Gás Liquefeito de Petróleo no Brasil, assim como dos demais combustíveis, caracterizou-se por uma forte intervenção governamental por décadas. A política de

3. A Estação Vandemir Ferreira é a única UPGN que não é de propriedade integral da Petrobras, pertencendo aos concessionários do Campo de Manati (BA), possuindo capacidade para processar 6 MMm3/d de gás natural.

precificação aplicada ao mercado de GLP brasileiro regulamentou e determinou o seu preço aos consumidores finais de 1950 a 2001, acompanhada de subsídios que buscavam definir os preços de varejo abaixo dos níveis de mercado, bem como igualar os preços em todo o país para o GLP utilizado no segmento residencial. Outro mecanismo implementado foi uma espécie de cota para regiões, no intuito de promover uma distribuição mais igualitária do GLP disponível, resultando no desenvolvimento de um sistema de bases de suprimento primário no território brasileiro (LUCON; COELHO; GOLDEMBERG, 2004).

Dessa forma, adotando estratégias de controle e uniformização dos preços em todo o território nacional, tal como ocorria com os demais derivados, e operacionalizadas por meio de subsídios cruzados sobre o transporte e sobre o produto, o Estado Brasileiro manteve o preço do GLP administrado até 1996. A partir do final da década de 1990, inicia-se um lento processo de liberalização dos preços dos combustíveis. A primeira iniciativa no sentido de reduzir a intervenção estatal no mercado de GLP ocorreu com a Portaria MF nº 195/1996, que fixou o preço *ex*-refinaria e liberou os preços dos fretes, das margens de distribuição e das margens de revenda[4].

Dando continuidade à reforma no setor, em 2001, a Portaria Interministerial MF/MME nº 125/2001 liberou os preços do GLP na venda a granel e em botijões. A última etapa do processo de desregulamentação ocorreu em 2002, com a liberação dos preços dos derivados de petróleo nas unidades produtoras e a queda das barreiras comerciais à importação de combustíveis.

Isto posto, com a extinção dos subsídios no país, instaurou-se um livre mercado, levando a Petrobras a repassar os valores do combustível para os consumidores finais, de acordo com o preço internacional do GLP. Assim, o preço do produto sofreu uma elevação contínua e de grande proporção no país, ajustando-se à dinâmica internacional de precificação (LUCON; COELHO; GOLDEMBERG, 2004).

Nesse contexto, entre dezembro de 2001 e julho de 2002, o preço médio nacional de revenda de GLP apresentou aumento de 41% o que levou, inicialmente, a uma inflexão no consumo desse combustível. Reconhecendo a importância do GLP no bem-estar da população de baixa renda, a Resolução CNPE nº 4, de 24 de setembro de 2005 definiu, como de interesse para a política energética nacional, a diferenciação de preço na comercialização do produto destinado exclusivamente ao uso residencial em recipientes de até 13 kg. A resolução acima, no entanto, somente institucionalizou a prática de diferenciação de preço já praticada pela Petrobras desde 2002.

Dessa forma, como observado acima, apesar das reformas realizadas na indústria de energia seguirem uma orientação nitidamente liberal, de fato, o que foi praticado pela Petrobras até 2017 constituiu-se na administração do preço do GLP, principalmente, do botijão de 13 kg (P-13). Com a mudança na orientação política do governo federal em 2016, iniciou-se uma ampla reestruturação da Petrobras no sentido de dar maior autonomia para a empresa na definição de sua política de

4. Observados os preços máximos de venda ao consumidor que, à época, eram divulgados por portarias específicas do Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) do Ministério de Minas e Energia (MME).

preços. Assim, em junho de 2017, a Diretoria Executiva da estatal aprovou uma nova estratégia de comercialização do GLP.

Segundo a Petrobras, os preços do botijão de até 13 kg seriam calculados a partir da média mensal das cotações do butano e do propano no mercado europeu ("Butane NWE CIF ARA" e "Propane NWE CIF ARA") convertida em reais pela média diária das cotações de venda do dólar, conforme divulgada pelo Banco Central (BC), acrescida de uma margem de 5%.

Posteriormente, em 7 de dezembro de 2017, a Petrobras emitiu comunicado informando que após a avaliação dos resultados da política de precificação do GLP, especialmente em relação à alta volatilidade nos preços do mercado de referência e à sazonalidade de inverno, o Grupo Executivo de Mercado de Preços (Gemp) decidiu pela revisão da metodologia de precificação da companhia. Assim, em janeiro de 2018, a Petrobras aprovou a revisão da sua política de preços do GLP de uso residencial (P-13) e definiu novos critérios para aplicação dos reajustes. Naquele momento, definiu-se que os reajustes de preços passariam a ser trimestrais em vez de mensais. Além disso, o período de apuração das cotações internacionais e do câmbio, que definiriam os percentuais de ajuste, seria a média dos doze meses anteriores ao período de vigência ao invés da variação mensal.

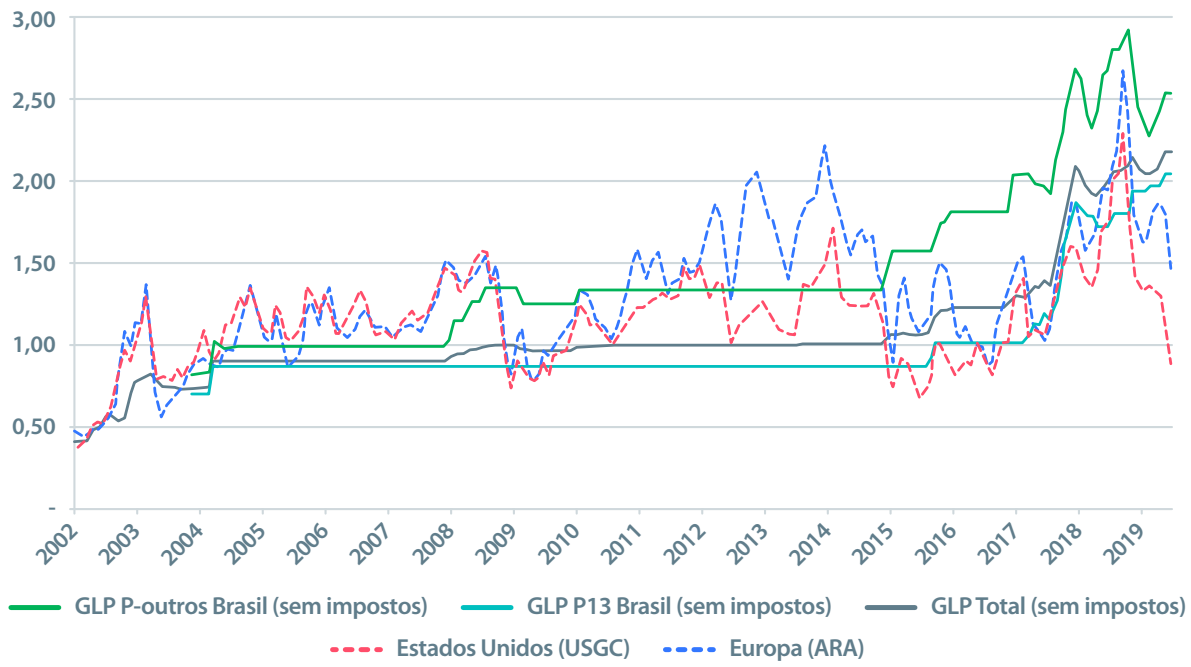
Foi também criado um mecanismo de compensação que permitiria comparar os preços praticados na nova política com os preços que seriam adotados de acordo com a sistemática anterior. As diferenças acumuladas em um ano, ajustadas pela taxa básica de juros Selic, seriam compensadas por meio de uma parcela fixa acrescida ou deduzida aos preços praticados no ano seguinte.

Em 2019, seguindo a recomendação da ANP (ANP, 2019), a diretoria da Petrobras aprovou uma nova revisão da sua política de formação do preço do GLP para os botijões de até 13 Kg[5]. A partir de março de 2020, a ANP unificou o preço do GLP em função do disposto na Resolução CNPE nº 17, de 29 de agosto de 2019, que encerrou, em 01/03/2020, a prática de preços diferenciados para o GLP destinado ao uso doméstico e acondicionado nos recipientes P-13 (CNPE, 2019).

A estatal brasileira passou a adotar como referência o preço de paridade de importação (PPI), similar ao do GLP industrial/comercial, que inclui o preço do GLP no mercado internacional (Mont Belvieu, Texas, US) acrescido dos custos do frete marítimo, despesas internas de transporte, e uma margem para remuneração dos riscos inerentes à operação. Ademais, os reajustes passaram a ser realizados sem periodicidade definida, de acordo com as condições de mercado e análise dos ambientes interno e externo. Com essas alterações, foi extinto o mecanismo de compensação previsto na política divulgada em 18/01/2018 para o preço do GLP envasado de até 13 kg que, como já mencionado, considerava a média móvel das cotações dos últimos 12 meses. A figura 3 mostra claramente a mudança no comportamento do preço do GLP no Brasil ao longo de todo o processo de liberalização dos preços.

5. Mesma política adotada para botijões com capacidade menor do que 13 kg.

Figura 3 – Preços GLP P-13, P-outros e total no Brasil e cesta 50/50 Propano/Butano Estados Unidos e Europa – em R$/kg



Fonte: (ANP, 2019).

O objetivo das sucessivas mudanças na política de preços da Petrobras, ocorridas a partir de 2017, foi de aproximar os preços domésticos do GLP dos preços internacionais. A lógica por trás da política de paridade com o mercado internacional foi a de promover a concorrência através do estímulo à entrada de novos agentes ofertantes, principalmente via importação.

Com a nova política de precificação adotada pela Petrobras, o preço do GLP passou a apresentar maiores flutuações. Nesse contexto, de forma a atenuar os efeitos das oscilações de preço sobre o consumidor residencial, em março de 2021, foi aprovado um decreto (N° 10.638, DE 1° DE MARÇO DE 2021) zerando as alíquotas do PIS e COFINS para o GLP, quando destinado ao uso doméstico e envasado em recipientes de até treze quilos.

No entanto, a solução acima adotada cria, potencialmente, importantes distorções. Primeiramente, uma parcela, mesmo que pequena, dos vasilhames de 13 kg é utilizada pelo setor comercial o que desvia o objetivo inicial do decreto supracitado. O segundo ponto é que a diferenciação de tributação por tipo de uso e tamanho de embalagem cria incentivo à adoção de soluções menos eficientes uma vez que usuários de embalagens maiores são estimulados a migrarem para embalagens menores (menos eficiente para o perfil de consumo desses usuários) em busca de incentivos tributários.

Outra limitação do decreto de 2021 é que a redução ou eliminação dos tributos federais não corrige as elevadas assimetrias existentes nas cargas tributárias estaduais que correspondem, em média,

a 80% do total de impostos cobrados sobre o preço final do botijão de 13 Kg. Segundo estudos da LCA (2021), a carga de ICMS incidente sobre o P-13 é cerca de 8,5 pontos percentuais maior do que a média da economia brasileira.

O estudo acima também mostra que existe uma elevada diferença nas alíquotas do ICMS cobrada sobre o GLP entre os estados brasileiros. Variando entre 12 e 18%, nota-se que, em média, os estados onde a alíquota de ICMS é mais elevada, a participação da lenha nos domicílios de baixa renda tende a ser mais alta o que pode ser uma identificação da importância do imposto estadual sobre a competitividade do GLP.

De fato, a maior volatilidade nos preços de realização decorrentes da nova política de precificação da Petrobras exige que sejam pensados mecanismos de amortecimento das flutuações, principalmente, voltados para às populações de baixa renda. No entanto, políticas de incentivos horizontais acabam por trazer mais distorções do que benefícios. Ademais, é premente a pactuação de um acordo entre todos os entes da federação de forma a reduzir tantos as diferenças regionais na alíquota do ICMS como também a própria alíquota média.

A transmissão da volatilidade dos preços dos mercados internacionais para o mercado doméstico expõe não somente as diferenças na estrutura tributária de cada estado como também as diferenças nas dinâmicas competitivas e nas estruturas de custos de cada empresa distribuidora. Na seção seguinte será analisada a evolução recente dos preços do GLP no Brasil.

10.3 Evolução Recente das Componentes de Formação de Preço do GLP

O ano de 2020 marca um ponto de inflexão na história contemporânea do pós-guerra. Marcado pela crise sanitária desencadeada pela Pandemia do COVID-19, o ano presenciou a maior crise econômica desde 1929. De acordo com o World Bank (2021), somente em 2020, a recessão promoveu uma retração de aproximadamente -4% no PIB global. Na região da América Latina, a contração econômica foi cerca de -6,9% e no Brasil próxima de -4,9%. É possível que os efeitos de longo prazo sobre a economia mundial irão fazer da atual recessão econômica a pior crise já presenciada pelo capitalismo moderno.

A indústria mundial de GLP não escapou dos efeitos da pandemia, embora a resposta de cada mercado tenha sido bastante diferenciada. O uso do GLP como combustível tornou-se uma opção para substituir o uso de combustíveis sólidos (em geral, biomassa) nas residências, evitando os efeitos nocivos sobre a saúde e o meio ambiente ao permitir a redução da exposição a poluentes. Essas características fizeram com que esforços de políticas fossem direcionados para a expansão do uso do GLP como fonte energética a nível global (SHARMA; PARIKH; SINGH, 2019). No Brasil, o uso difundido do combustível é explicado por seus atributos, bem como pela grande penetração

no território nacional desenvolvida ao longo de décadas, consolidando-o como uma das principais fontes de energia residencial. Portanto, a dimensão e especificidade do seu uso explicam o comportamento diferenciado do seu mercado no país.

Nesse sentido, a eclosão da pandemia ao impor o isolamento social, restrições de locomoção e trabalho remoto no Brasil, provocou o aumento da demanda de GLP no segmento residencial. Esse efeito sobre as vendas do combustível realinharam a relação entre oferta e demanda.

O aumento da demanda, em virtude do maior consumo no contexto do isolamento foi também impulsionado pelo fator do receio momentâneo de desabastecimento, o que gerou em algumas regiões do Brasil um comportamento de estoque por parte dos consumidores diante da incerteza da crise. Essa expansão repentina da demanda influencia a definição do preço do produto, ao pressionar e exigir uma oferta imediata.

Outros combustíveis, utilizados para o transporte e demais atividades, tiveram a sua demanda também afetada. No Brasil, por exemplo, verificou-se no primeiro semestre de 2020 uma queda sem precedentes na demanda por combustíveis automotivos, em particular de gasolina. Entre janeiro-setembro, as vendas de gasolina registraram queda de -9,1%, as vendas de diesel diminuíram -1,0%, de óleo combustível -9,1% e de etanol hidratado -16,1% (PINTO JUNIOR & VERNERSBACH, 2020; ANP, 2020c).

A queda do consumo forçou o setor de refino no país a reduzir o seu nível de atividade. Em abril, por exemplo, houve uma redução de 25% no processamento de petróleo quando comparado a abril de 2019 (ANP, 2021). A redução do volume de óleo processado nas refinarias do país afetou, consequentemente, o nível de produção nacional de GLP. Por sua vez, a demanda residencial por "botijão de cozinha", diferentemente dos combustíveis automotivos, não diminuiu, exigindo a busca por novas fontes supridoras. Como já citado, no Brasil, o combustível é majoritariamente usado no segmento residencial, sendo umas de suas principais fontes de energia.

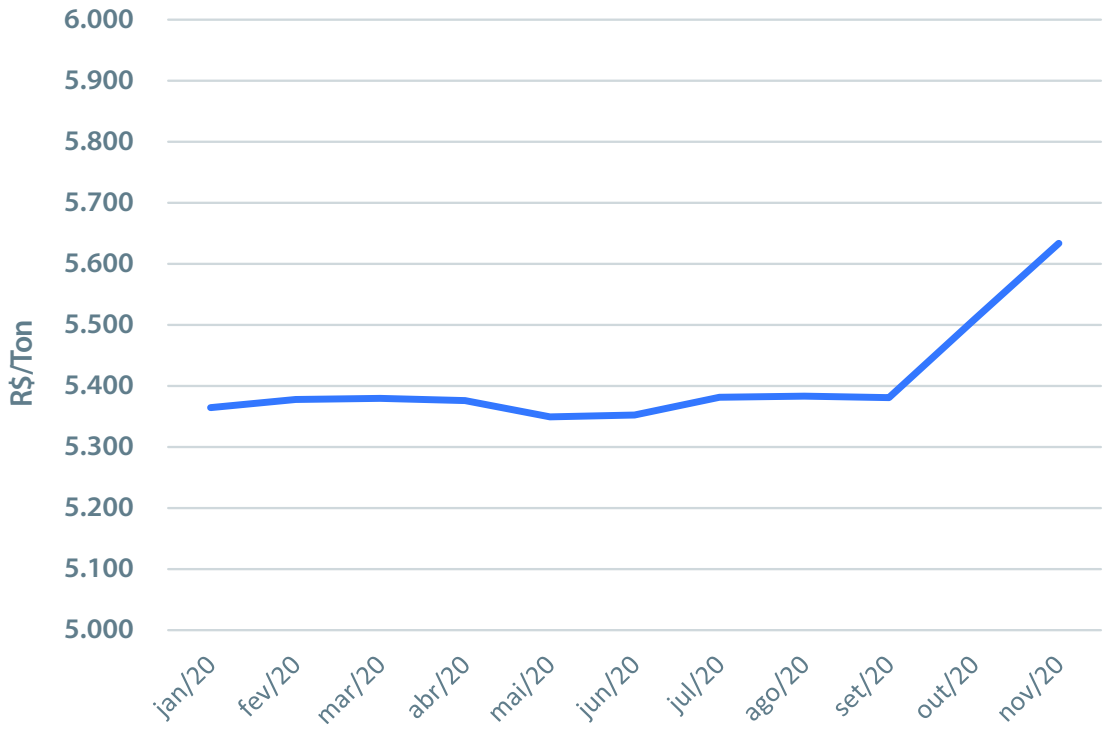
Segundo a ANP, entre janeiro-outubro de 2020, houve um crescimento de 5,73% na demanda por botijões de até 13 Kg (ANP, 2021). Dentro desse contexto, em abril, maio e junho, a Petrobras teve que ampliar as suas importações de GLP para equilibrar o mercado doméstico. Comparados com o mês de março de 2020, os aumentos das importações de GLP em abril, maio e junho foram de 70%, 110% e 100%, respectivamente.

No que tange ao preço do GLP, percebe-se uma reduzida amplitude de variação, com pequenas diferenças no preço ao consumidor final LCA (2021). Em termos reais, considerando o preço do GLP em agosto de 2020 (R$ 70,00), nota-se uma reduzida diferença ao confrontá-lo com janeiro de 2010 (R$ 62,57). Essa oscilação correspondeu a uma variação de apenas 3,6%.

Centrando a análise do preço em 2020, observa-se que a nova política de precificação da Petrobras, as mudanças conjunturais na estrutura de oferta e as oscilações ocorridas nos preços internacionais e na própria demanda, não tiveram grandes impactos no preço final do GLP ao consumidor. Como podemos ver na figura 4, o preço ao consumidor final sofreu pouca oscilação

no mercado brasileiro durante o ano de 2020. A média da variação mensal nos preços finais do GLP (positiva ou negativa) foi de 0,62%.

Figura 4 – Brasil: Preço do GLP ao Consumidor Final (R$/Ton)

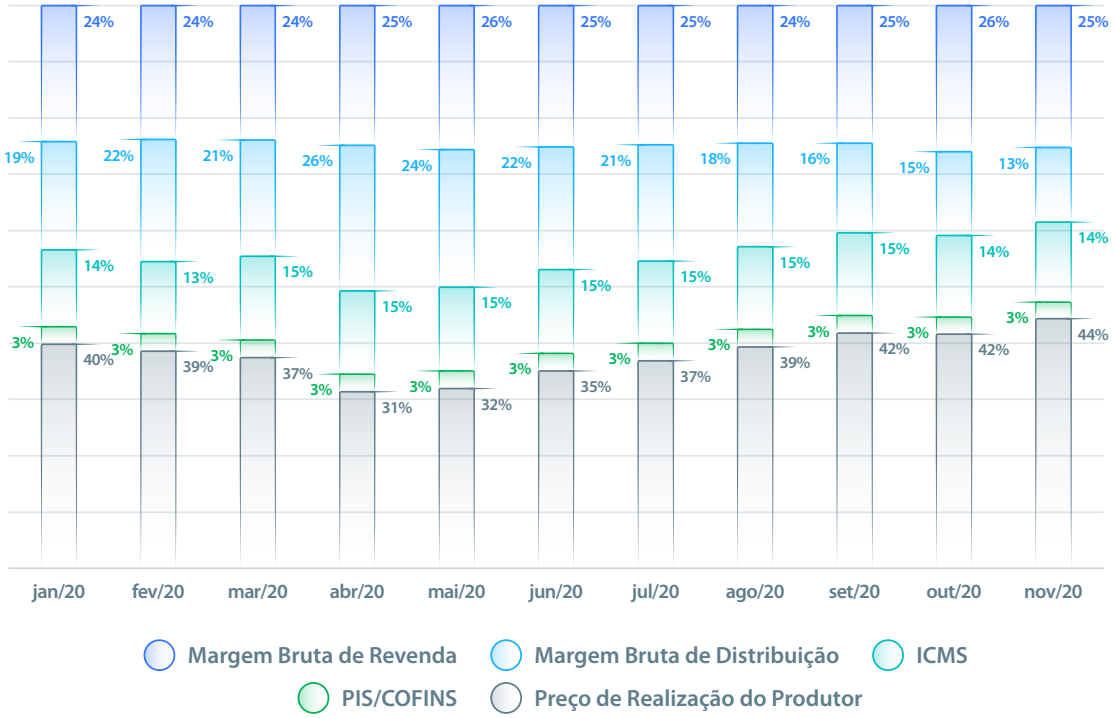


Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

Contudo, essa reduzida variação nos preços finais não reflete os acentuados movimentos ocorridos no preço de realização e nas margens de distribuição e revenda. Quando analisamos as variações nas componentes dos custos ao longo da cadeia produtiva, verificamos que as oscilações no preço de realização, decorrentes das variações nos preços internacionais e na taxa de câmbio do país, foram, de certa forma, contrabalanceadas pelo aumento e depois pela diminuição da margem de distribuição. Isso explica por que o preço final ao consumidor oscilou pouco ao longo de 2020. Podemos ver tal efeito na variação da participação de cada componente no preço final.

A parcela dos impostos e da margem de revenda mantiveram-se basicamente inalteradas no período. Como podemos ver na figura 5, a participação da margem de revenda manteve-se em torno de 25%, a participação dos impostos ficou inalterada em 17%. No entanto, quando analisamos os preços de realização, verificamos que sua participação oscilou entre 44% e 31% no período. No caso da margem de distribuição, sua participação variou entre 13% e 26%.

Figura 5 – Brasil: Evolução das Componentes de Formação de Preço do GLP



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

É importante destacar que a margem de distribuição bruta divulgada pela ANP e utilizada nesse artigo incorpora não somente a parcela de lucro das empresas distribuidoras, mas também todos os custos fixos e variáveis associados à atividade de distribuição. Segundo a EPE (2019), entre os custos variáveis, destacam-se: i) custos com o frete de recebimentos de produtos, assim como de transferência entre bases de distribuição; ii) os custos de armazenagem, que ocorrem quando uma distribuidora utiliza os tanques ou esferas de outra companhia para armazenar produtos em sua custódia; e iii) custos de bombeamento. Todos esses custos podem ser entendidos como custos logísticos de distribuição.

Ademais, até agosto de 2020, a metodologia utilizada pela ANP para o cálculo da margem bruta de distribuição não conseguia diferenciar as empresas distribuidoras das empresas de revenda atacadista. Em outros termos, a metodologia utilizada pela Agência calculava a margem de revenda a partir dos preços praticados exclusivamente nos revendedores varejistas. Dessa forma, a margem bruta de distribuição era calculada de forma residual, incluindo também as margens brutas dos revendedores atacadistas. Segundo estudo da LCA (2021), em 2018 havia 45.790 CNPJs de revendas varejistas e 521 de revendas atacadistas. Vale ressaltar que os atacadistas representaram 42% do faturamento do segmento revenda, o que demonstra a relevância desses agentes na formação de preço do GLP.

O aumento relativo na margem bruta de distribuição ocorrido em 2020 pode ser explicado por alguns fatores. Primeiramente, o aumento do custo logístico de distribuição para alguns estados, decorrente da mudança dos polos supridores para Santos (SP) e Suape (PE), pode ter contribuído com o aumento da margem bruta em alguns estados.

Um segundo fator que pode explicar esse aumento são as diferentes dinâmicas competitivas prevalecentes em cada estado. Esse fato somado ao aumento do poder de compra da população de renda mais baixa, decorrente da implementação do auxílio emergencial como medida de proteção social durante o período de enfrentamento da emergência de saúde pública (BRASIL, 2020), explicam o não repasse da redução dos preços de realização para o consumidor final em muitos estados do país.

Em outros termos, em momentos de queda no preço de realização do produtor e aumento da demanda, algumas empresas do segmento de distribuição podem aumentar suas margens líquidas. Nesse ponto, é importante destacar que, em muitos estados, o aumento da margem bruta de distribuição verificado entre janeiro e agosto de 2020 advém efetivamente de um aumento da margem das empresas atacadistas e não do segmento de distribuição em si.

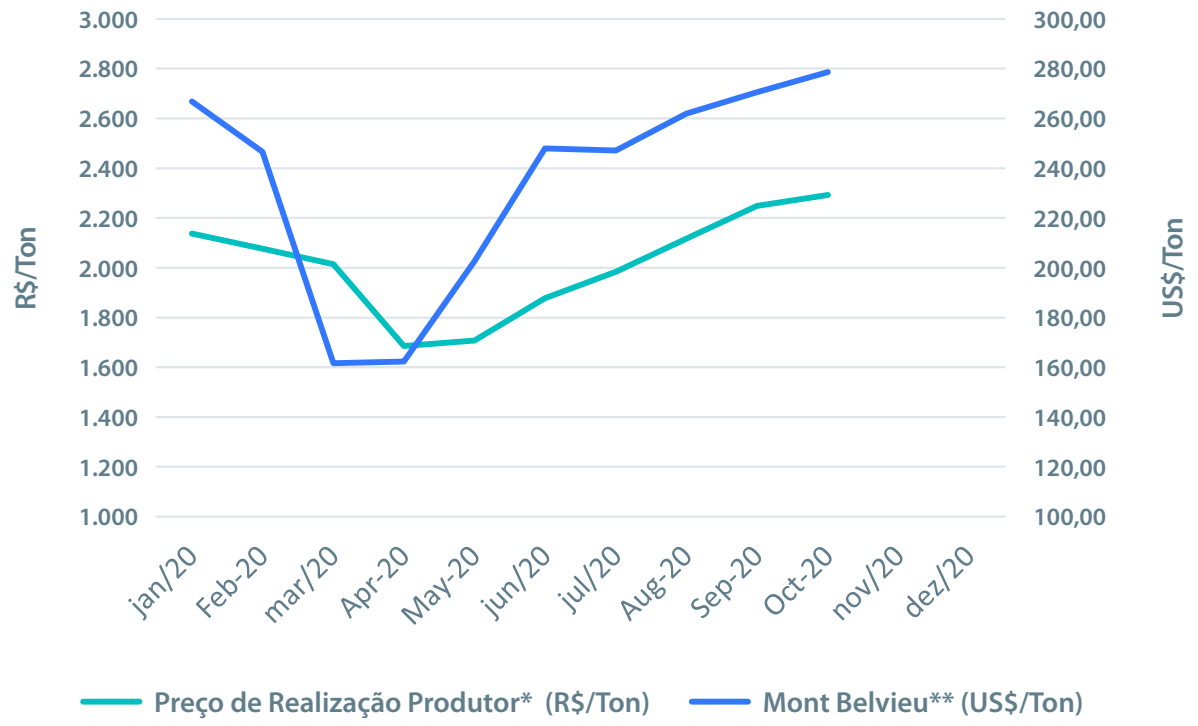
Em face ao exposto, o que se verificou em 2020 no mercado de GLP foi uma redução do preço de realização no primeiro semestre, puxado pela queda nos preços internacionais, acompanhado pelo aumento dos custos logísticos de distribuição e por uma redução da elasticidade-preço da demanda em função da política de ajuda financeira do Estado Brasileiro.

No segundo semestre, há uma reversão na trajetória dos preços internacionais que fez com que o preço de realização assumisse uma tendência de alta até o final do ano. Por sua vez, a manutenção do auxílio emergencial e a retomada gradativa das atividades de serviço e comercial mantiveram a demanda de GLP aquecida.

Nesse contexto, verificou-se no final do ano de 2020 um aumento do preço final ao consumidor. É importante salientar que a redução da margem de distribuição verificada a partir de setembro/outubro decorre de uma mudança na forma de cálculo da ANP, que expurgou parte da margem da atividade de revenda atacadista.

No que diz respeito às variações no preço de realização, tem-se que estas se originam diretamente da mudança na política de preços da Petrobras. Quando comparamos a evolução do preço de realização com a evolução dos preços internacionais do GLP convertidos em reais, constata-se uma estreita relação entre estes. Embora possamos identificar algumas pequenas defasagens temporais (de um a dois meses), percebe-se que o preço da estatal brasileira tem seguido de perto os movimentos no mercado internacional, como podemos ver na figura 6.

Figura 6 – Preço Spot do GLP* no Mercado Norte-Americano



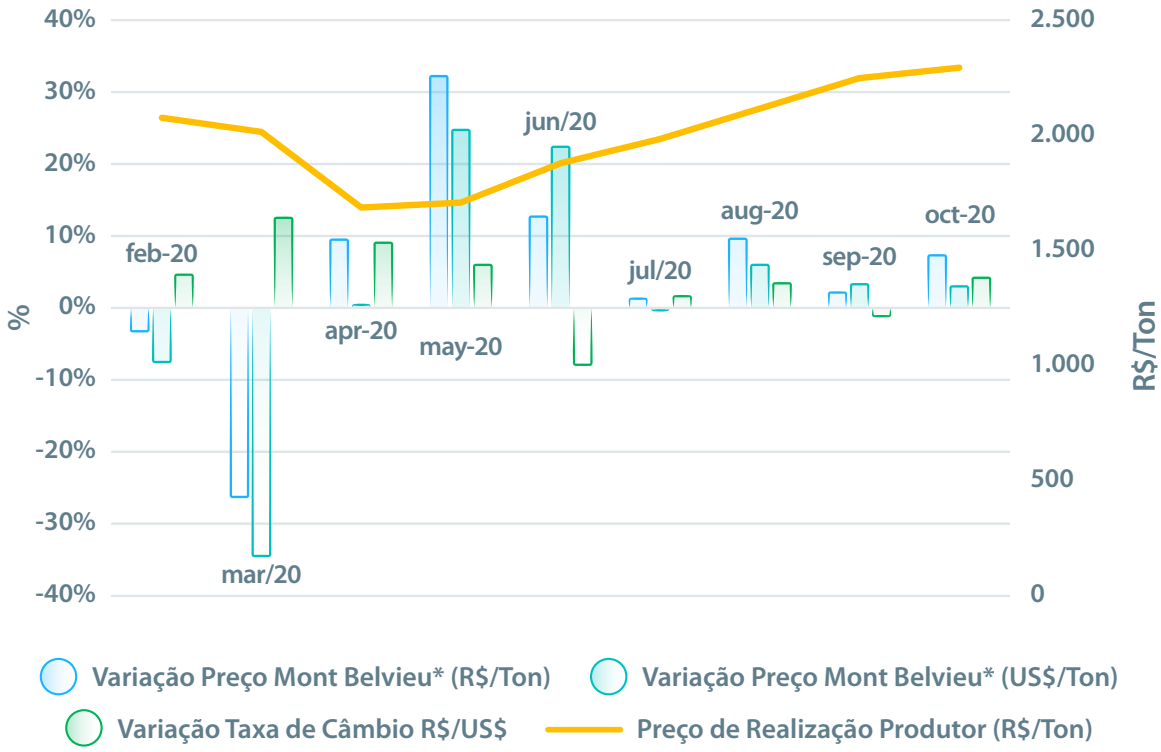
Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).
* Reais correntes. ** Cesta composta por 50% de propano e 50% de butano com cotação em Mont Belvieu.

É importante destacar que a queda verificada, no primeiro trimestre de 2020, no preço do GLP, no mercado norte-americano, foi contrabalanceada pela piora dos termos de troca. Assim, nos quatro primeiros meses de 2020, verificou-se uma queda acumulada de 39% nos preços internacionais do GLP, compensada em parte pelo aumento da taxa de câmbio de 28% no Brasil. Ambos os efeitos são provocados pela queda do nível de atividade econômica nesse período.

Diferentemente do Brasil, onde as regras de isolamento social e o temor de desabastecimento fizeram com que a demanda por GLP se mantivesse resiliente, e até mesmo se elevasse em alguns mercados regionais, nos países desenvolvidos a recessão econômica levou a uma queda acentuada do consumo, o que se refletiu na redução do preço do energético. De fato, somente em outubro de 2020 os preços do propano e do butano no mercado norte-americano retornaram aos patamares anteriores à pandemia.

Pelo lado do câmbio, a deterioração da atividade econômica mundial e nacional levou a uma elevada fuga de capitais que associada à redução das exportações explicam a piora nas contas externas e, consequentemente, na taxa de câmbio. Assim, quando se analisam os preços no mercado internacional, verifica-se que parte da queda observada no início de 2020 foi compensada pela elevação da taxa de câmbio, como podemos ver na figura 7.

Figura 7 – Evolução dos Preços no Mercado Internacional e da Taxa de Câmbio no Brasil



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

A partir de maio de 2020, a tendência de queda no preço internacional do propano e do butano, verificada no início do ano se inverteu. Assim, com o aumento na cotação internacional do GLP e a desvalorização cambial no Brasil, o preço de realização reverteu a sua trajetória de queda a partir de junho e julho de 2020.

Como mencionado anteriormente, existe uma certa defasagem no repasse das variações dos preços internacionais para os preços domésticos. Dessa forma, analisando as variações mensais acumuladas nos preços internacionais e no câmbio, percebe-se que ainda há uma expectativa de aumento ao longo de 2021. O preço internacional do GLP em reais acumula uma variação mensal de 45% em 2020, enquanto os preços de realização no mercado nacional acumulam uma variação de apenas 10%.

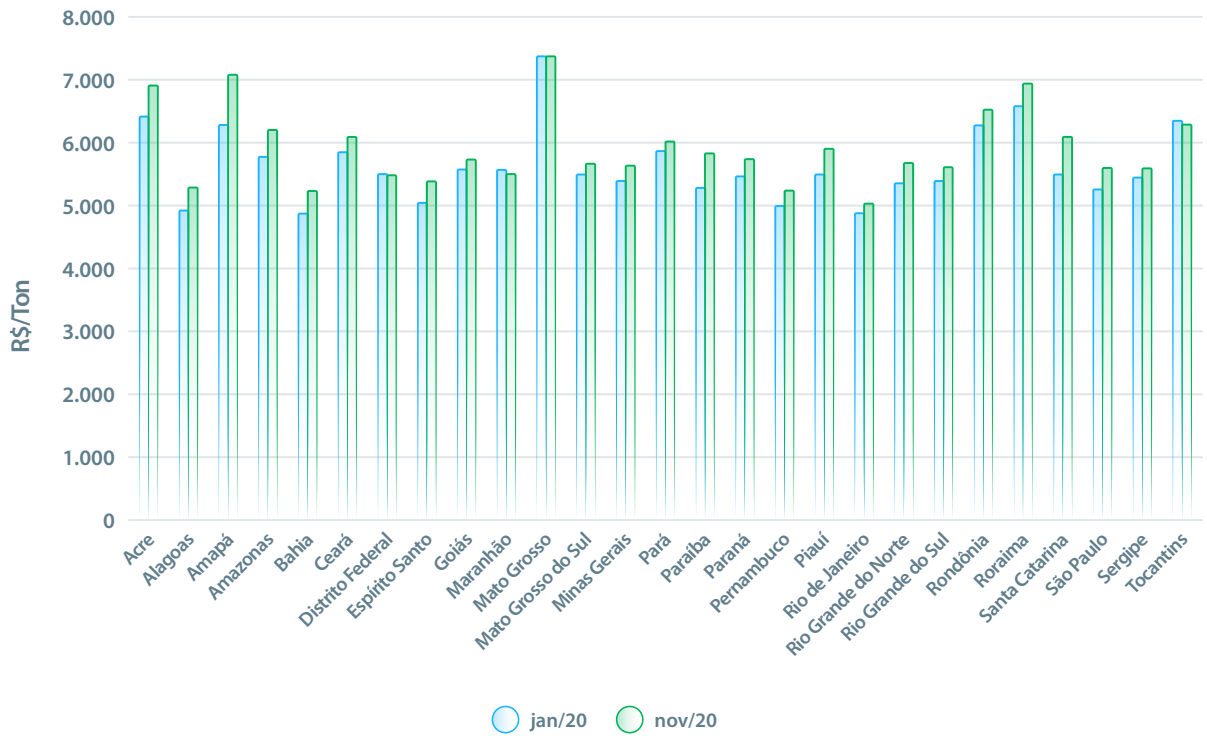
Os movimentos ocorridos nos componentes de preço a nível nacional encortinam as especificidades de cada mercado regional. Assim, embora as mesmas tendências verificadas nos preços agregados também possam ser identificadas nos preços estaduais, existem algumas importantes diferenças na evolução das componentes de preço a nível estadual que reforçam algumas das conclusões trazidas até agora.

10.4 Evolução dos Preços Regionais de GLP

Quando analisamos o comportamento dos preços do GLP nos estados brasileiros ao longo de 2020, podemos entender melhor como a nova política de preço da Petrobras, a mudança na estrutura de abastecimento do mercado nacional e o efeito do auxílio emergencial sobre a renda impactaram os mercados regionais. Como podemos ver na figura 8, tanto os níveis de preço, quanto as taxas de crescimento dos mesmos ao longo de 2020, mostram-se bastante diferenciados entre os estados da federação.

As diferenças nos níveis de preço decorrem de importantes diferenças nos custos logísticos de distribuição e revenda e de diferentes modalidades contratuais praticadas pela Petrobras. As diferenças nas taxas de crescimento, por sua vez, refletem, além dos fatores acima mencionados, as diferenças na dinâmica competitiva dos segmentos de distribuição e revenda e a evolução do mercado de GLP em cada estado brasileiro, como veremos ao longo dessa seção.

Figura 8 – Preço do GLP para o Consumidor Final em Janeiro e Novembro de 2020

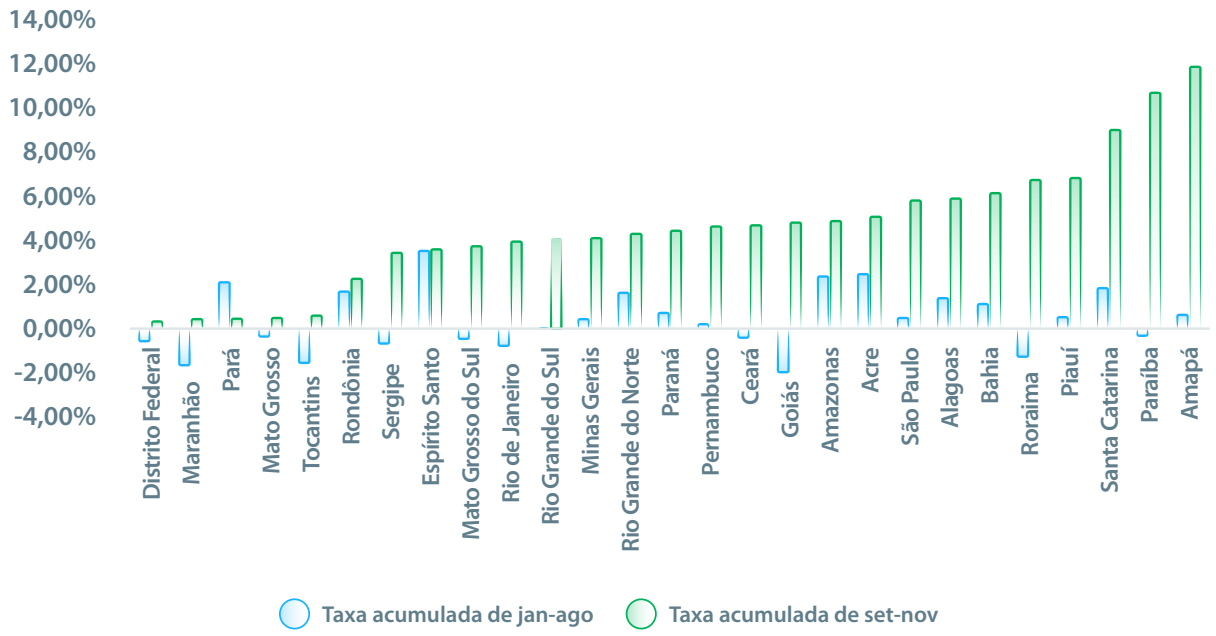


Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

Até setembro de 2020, apesar da queda acentuada dos preços de realização, houve pouca variação do preço final ao consumidor, como podemos ver na figura 9. De fato, o maior crescimento acumulado de preço no primeiro semestre de 2020 ocorreu no Espírito Santo (3,52%), sendo que a média nacional foi de 0,42%.

Como já mencionado anteriormente, a explicação para a relativa estabilidade dos preços finais enquanto os preços da Petrobras apresentavam nitidamente uma tendência de queda reside na captura desse excedente, tanto pelas empresas de distribuição, que viram sua margem líquida aumentar, quanto pelas revendas atacadistas e pelo setor varejista. Essa dinâmica, embora tenha ocorrido em quase todos os estados brasileiros, apresentou comportamento bastante diferenciado em cada região.

Figura 9 – Brasil: Taxa Acumulada de Crescimento* do Preço Final ao Consumidor (GLP P-13) entre janeiro-novembro de 2020



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).
*Somatório das variações mensais nos preços finais no período em questão.

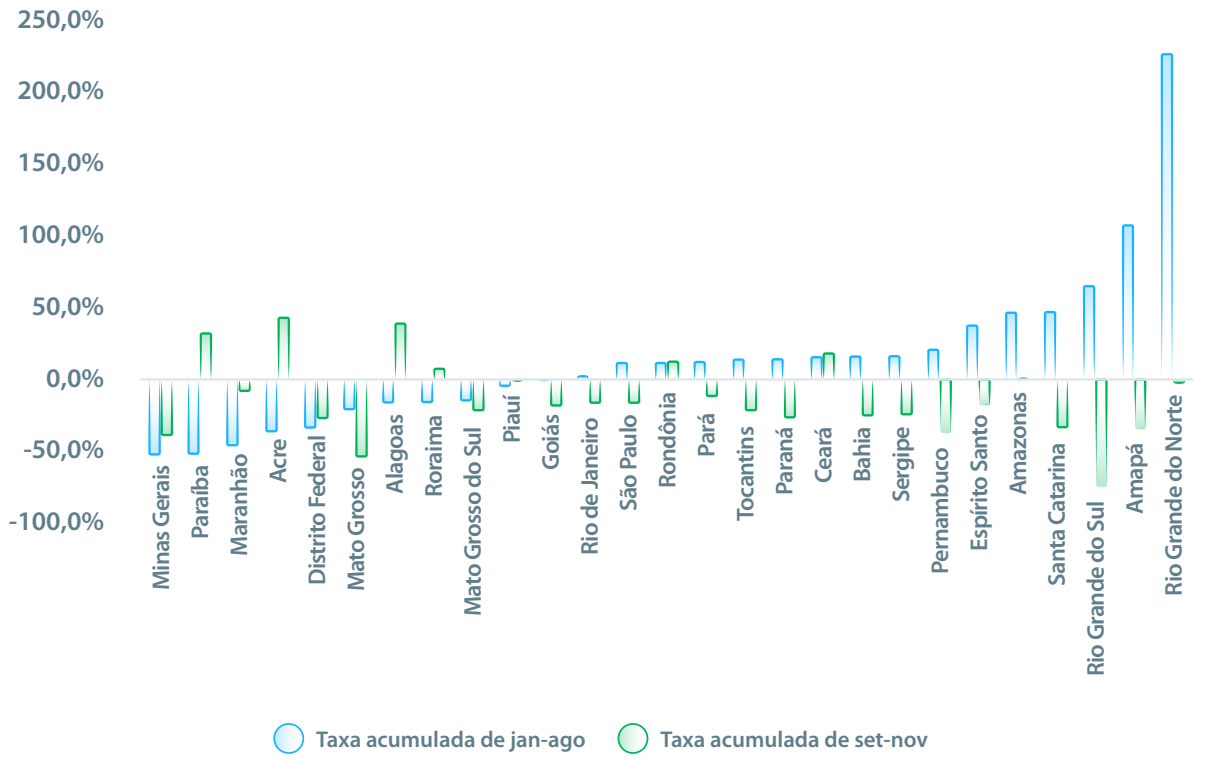
No caso dos estados do Amapá, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Amazonas, a queda do preço de realização foi acompanhada por um substancial aumento da margem bruta de distribuição. Já nos estados do Acre, Alagoas, Paraíba e Distrito Federal, a redução do preço da Petrobras foi captada, em maior parte, pelo crescimento da margem de revenda.

É importante relembrar que até setembro de 2020, os dados de margem bruta de distribuição divulgados pela ANP e usados nesse trabalho não distinguiam a margem efetiva da atividade de distribuição da margem do setor de revenda atacadista.

Dessa forma, nos estados onde o poder de mercado das empresas atacadistas é elevado, o aumento da margem bruta de distribuição pode estar refletindo efetivamente um aumento na lucratividade desse segmento de mercado e não da margem líquida das empresas de distribuição.

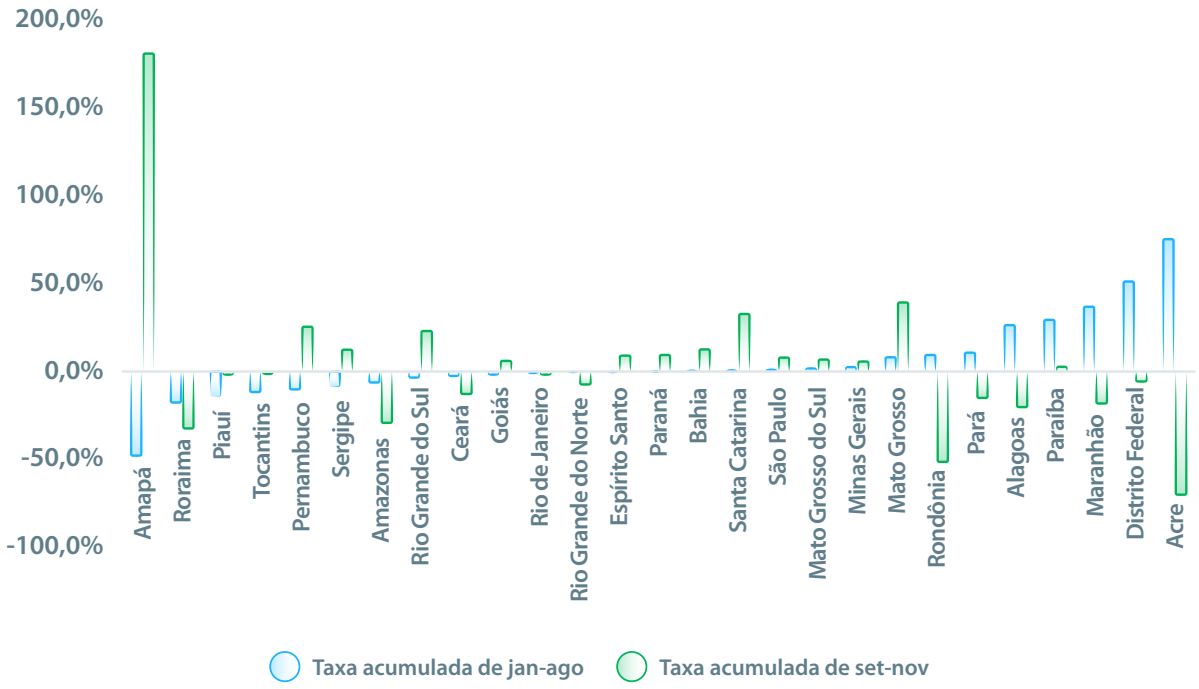
As figuras 10 e 11 a seguir mostram a taxa de crescimento acumulado da margem bruta de distribuição e da margem de revenda de janeiro a agosto de 2020 e, em seguida, de setembro a novembro do mesmo ano.

Figura 10 – Brasil: Taxa Acumulada de Crescimento da Margem Bruta de Distribuição* (GLP P-13) entre janeiro-novembro de 2020



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).
* Como mencionado na seção anterior, a margem bruta de distribuição não reflete o lucro líquido das empresas de distribuição.

Figura 11 – Brasil: Taxa Acumulada de Crescimento da Margem de Revenda (GLP P-13) entre janeiro-novembro de 2020

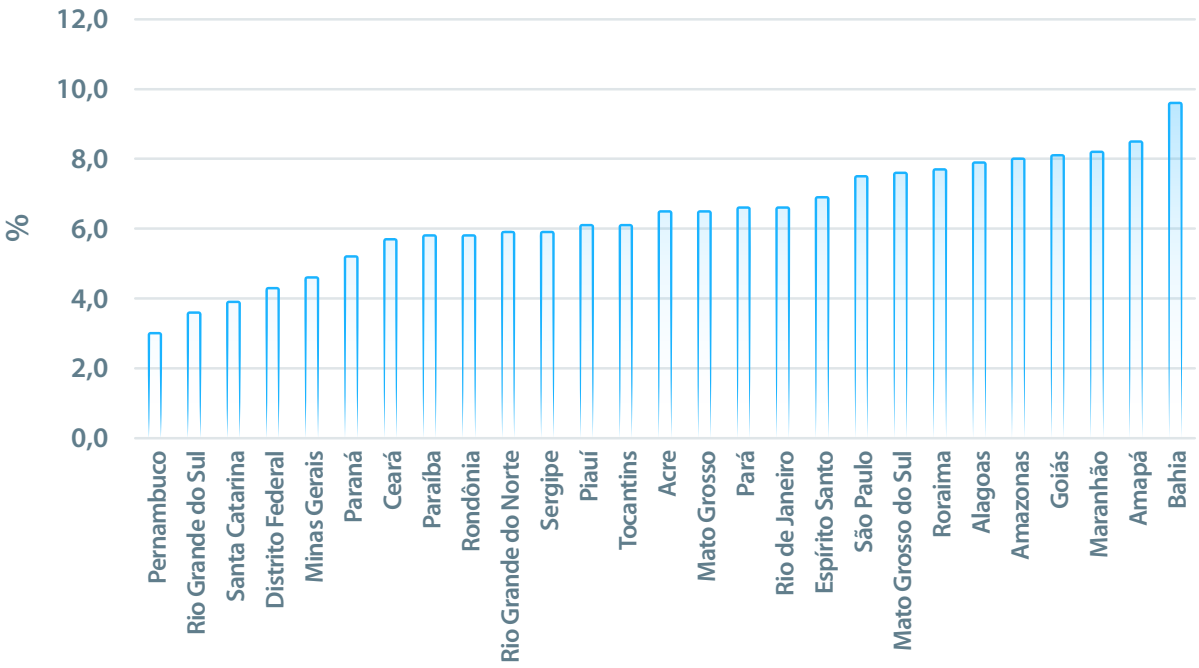


Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

A estabilidade dos preços finais e o aumento das margens de distribuição e revenda em um contexto de aprofundamento do desemprego chama atenção. De fato, como já mencionado nesse texto, a demanda de GLP no setor residencial apresentou um relativo crescimento em 2020. Segundo Pinto Junior & Vernersbach (2020)[6], as vendas de GLP no Brasil, no período de janeiro a setembro de 2020, apresentaram um aumento de 3,4% quando comparadas com o mesmo período de 2019. Em um mercado caracterizado, na última década, por um baixo crescimento da demanda (menos de 1% a.a na década anterior), observa-se que as vendas de GLP P-13 em 2020, registraram um crescimento significativo em todos os estados[7].

6. Essa referência é a base do conteúdo também destacado no capítulo 9 deste livro.
7. Ver cap. 9

Figura 12 – Variação (%) das vendas de GLP P-13 | jan-set 2020/2019 por estado

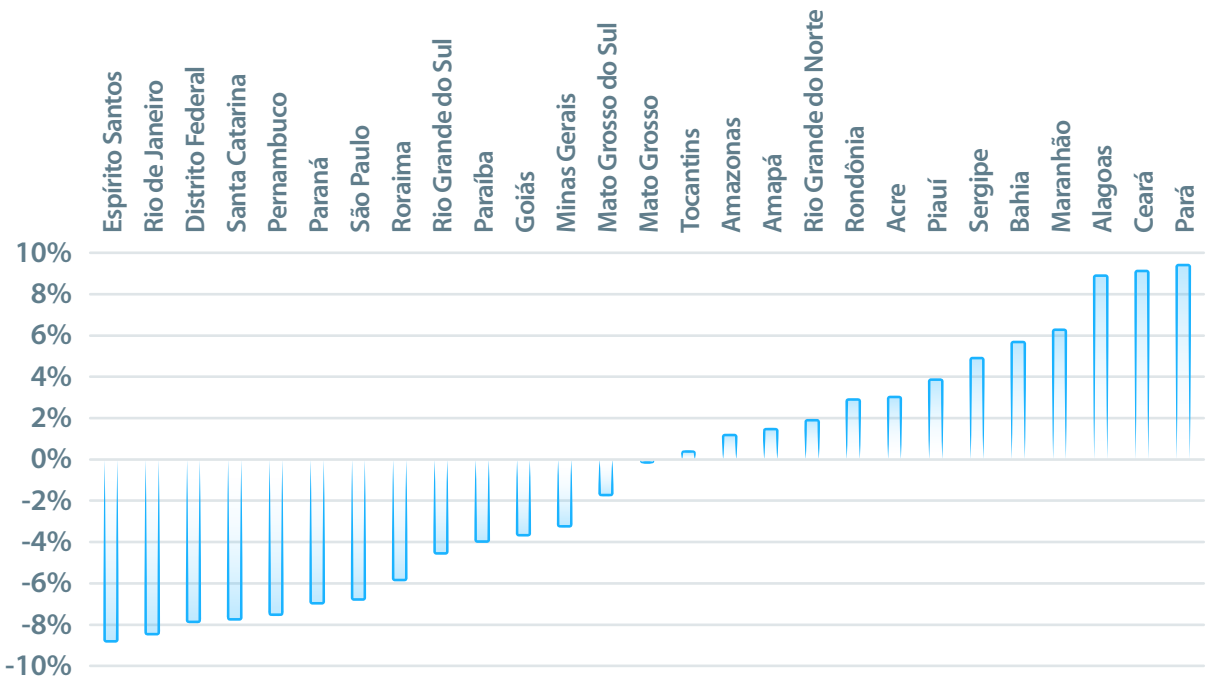


Fonte: (Pinto Junior & Vernersbach, 2020)

Esse crescimento no consumo de GLP, principalmente no setor residencial, pode ser explicado por uma conjugação dos seguintes fatores: i) paralisação de inúmeras atividades econômicas; ii) isolamento residencial e aumento do período de trabalho remoto; iii) formação de estoque por parte dos consumidores; e iv) efeito do auxílio emergencial sobre a renda familiar.

No caso desse último fator, diretamente resultante da paralisação econômica afeita à crise, os dados recentes divulgados pelo IBGE (2020) mostram que em alguns estados brasileiros, como, Pará, Ceará, Alagoas e Maranhão, o rendimento nominal mensal domiciliar *per capita* se elevou em 2020, como pode ser observado na figura 12 abaixo.

Figura 12 – Brasil: Rendimento Nominal Mensal Domiciliar Per Capita (Comparação 2020 e 2019)



Fonte: Elaboração própria a partir de IBGE (2020).

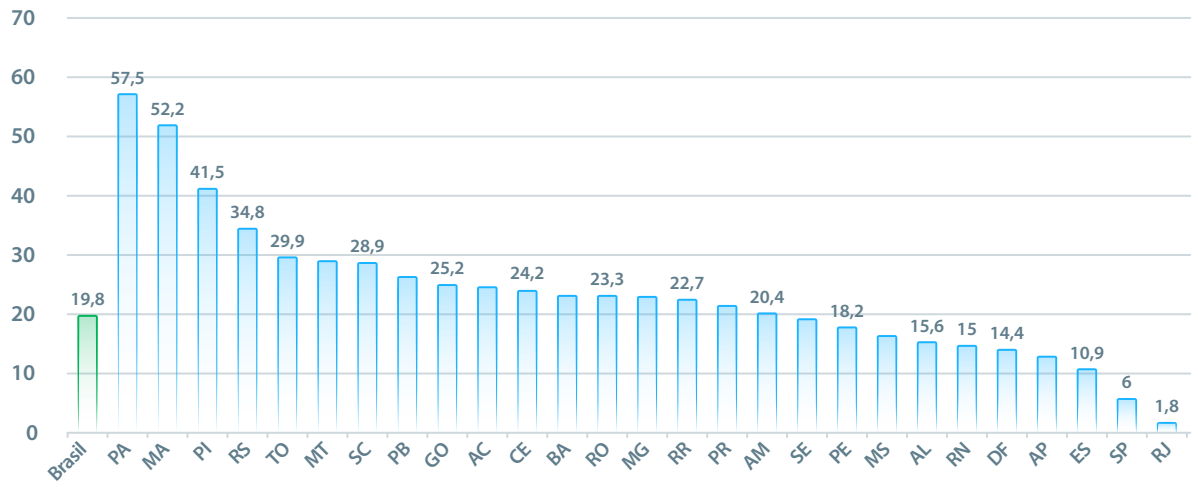
A contribuição do auxílio emergencial para o aumento da renda familiar está diretamente associada ao peso que a renda da parcela mais pobre da população tem sobre o total da renda familiar. Assim, em estados mais pobres e com maiores desigualdades sociais o efeito do auxílio emergencial foi mais perceptível. Ademais, a crise sanitária afetou de forma diferenciada a economia e a renda de cada ente da federação. Isso porque na falta de uma coordenação federal, cada estado adotou políticas de isolamento social próprias, com efeitos diversos sobre economia local.

Outro ponto é que certas atividades econômicas, como, comércio e turismo, são mais sensíveis às medidas de distanciamento social do que outras, como, agricultura e indústria. Nesse sentido, os efeitos da crise sanitária sobre o desempenho econômico irão variar de acordo com a composição setorial do PIB de cada estado.

Os fatores acima explicam por que os impactos das restrições às atividades econômicas (políticas de isolamento social) e do auxílio emergencial foram sentidos de forma bastante assimétrica entre as regiões brasileiras. Em geral, os estados das regiões Norte e Nordeste viram a sua renda domiciliar aumentar em 2020.

O aumento do rendimento familiar ocorrido em alguns estados, conjugado com uma demanda reprimida por GLP, explica o acentuado incremento do consumo do combustível em algumas regiões. Apesar de bastante difundido no consumo residencial, o GLP ainda enfrenta a concorrência da lenha e do carvão vegetal em muitas cidades. Logo, o grau de penetração do GLP nos lares brasileiros apresenta-se bastante diferenciado entre os diversos estados. A figura 14 abaixo mostra que em 2018, por exemplo, 57% dos domicílios no estado do Pará utilizavam lenha ou carvão, enquanto no estado do Rio de Janeiro esse percentual era de 1,8%.

Figura 13 – Uso de Carvão e Lenha no Preparo de Alimentos (% do total de domicílios 2018)



Fonte: IBGE (2018).

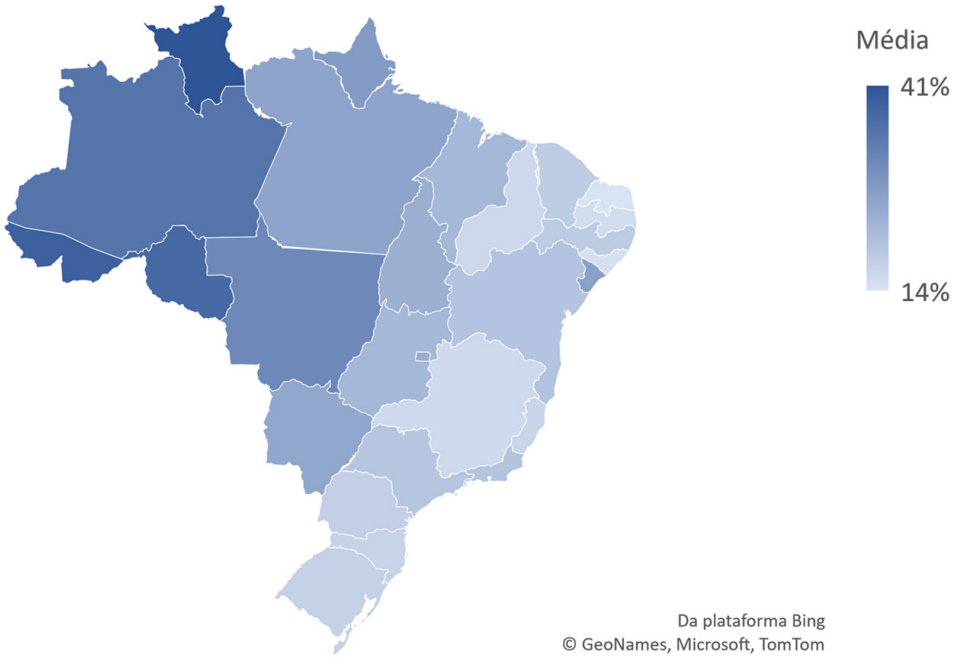
O aumento da renda familiar, nesse sentido, tende a pressionar um crescimento da demanda de GLP nos estados onde a lenha e o carvão ainda apresentam participações elevadas. É importante ressaltar que a substituição energética é um dos principais motivadores de crescimento da demanda de GLP, uma vez que a sua elasticidade renda da demanda mostra-se bastante reduzida a partir de um determinado nível de rendimento familiar. Em outros termos, o consumo *per capita* de GLP tende a crescer pouco com o incremento da renda nos extratos sociais com maior poder aquisitivo.

Uma ressalva a ser feita é que, a substituição da lenha e do carvão pelo GLP exige, muitas vezes, o investimento em novos equipamentos, como, fogão e aquecedores a gás. Dessa forma, os efeitos no consumo de GLP, decorrentes do aumento do poder aquisitivo da população de baixa renda em estados onde a lenha e o carvão têm importância elevada, nem sempre são sentidos de forma imediata.

10.4.1 Variações nas Componentes de Preço nos Estados da Federação

O aumento da demanda de GLP originado dos fatores anteriormente mencionados, explica a resiliência do preço final ao consumidor no primeiro semestre de 2020. Nesse contexto, as diferenças no aumento das margens de distribuição e de revenda verificadas entre os estados brasileiros podem ser explicadas pelas diferentes pressões que o aumento do rendimento familiar teve sobre o mercado de GLP. A esse fator soma-se o fato de que a dinâmica competitiva em cada estado brasileiro, tanto no setor de distribuição quanto nos segmentos de revenda atacadista e varejista, é bastante diferenciada. Nas figuras 14 e 15 podemos ver os estados onde as margens brutas de distribuição e de revenda tiveram o maior peso sobre o preço final do GLP.

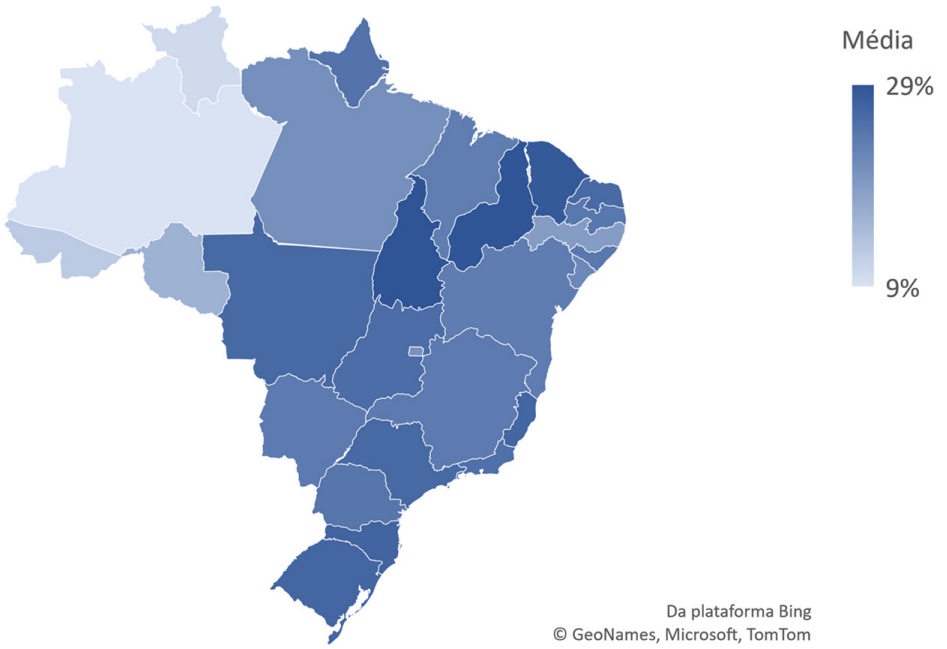
Figura 14 – Brasil: Peso Médio das Margens Bruta de Distribuição sobre o Preço Final em 2020 por Estado



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

É importante ressaltar que a margem bruta de distribuição é influenciada por diversos fatores de forma que as diferenças verificadas no mapa acima não refletem necessariamente variações das taxas de lucratividade das empresas. Em alguns casos, as diferenças nos custos operacionais e no número de revendas atacadistas pode explicar as elevadas margens bruta de distribuição. Nos estados de Mato Grosso, Roraima e Acre, por exemplo, as empresas de distribuição verificaram grandes aumentos nos custos de operação o que poderia explicar, pelo menos em parte, os aumentos nas margens bruta de distribuição em 2020. Esse ponto será explicado melhor ao longo do texto.

Figura 15 – Brasil: Peso Médio das Margens de Revenda sobre o Preço Final em 2020 por Estado



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

Em um cenário de maior volatilidade nos preços de realização do GLP, a dinâmica competitiva nos diferentes mercados estaduais tende a ter efeito substancial na transmissão das variações de custos para o consumidor final. Como já mencionado, em momentos de grandes oscilações nos preços de realização do produtor, algumas empresas do segmento de distribuição podem aumentar suas margens em função do seu maior poder de mercado. Assim como em outros mercados de combustíveis, é possível que exista uma defasagem temporal na transmissão de preços para o consumidor, efeito esse conhecido como "Efeito pena/foguete"[8]. Entretanto, a ocorrência desse efeito no mercado de GLP exige maiores estudos e não faz parte do escopo deste capítulo.

Cabe notar que a relativa estabilidade dos preços finais observada entre janeiro-setembro de 2020 não se manteve no segundo semestre. De fato, a reversão da tendência de baixa no preço do GLP no mercado internacional, verificada já a partir de abril, começou a ter reflexos no preço de realização praticado pela Petrobras. Assim, entre setembro-novembro de 2020, a média da taxa de crescimento acumulado no preço de realização nos estados brasileiros foi de 17%. Nesse contexto, no segundo semestre de 2020 iniciou-se um processo de elevação no preço final do GLP no mercado brasileiro, como mencionado na seção anterior.

8. Sobre este ponto, ver capítulos 7 e 8.

Assim, se até agosto o maior crescimento acumulado no preço final havia sido de 3,52% no estado do Espírito Santo, entre setembro-novembro esse valor chegou a 12% no Amapá. Dessa forma, a média da taxa acumulada de crescimento dos preços finais no Brasil nesse período foi igual a 4,6%, isto é, 10 vezes maior do que a do período janeiro-agosto.

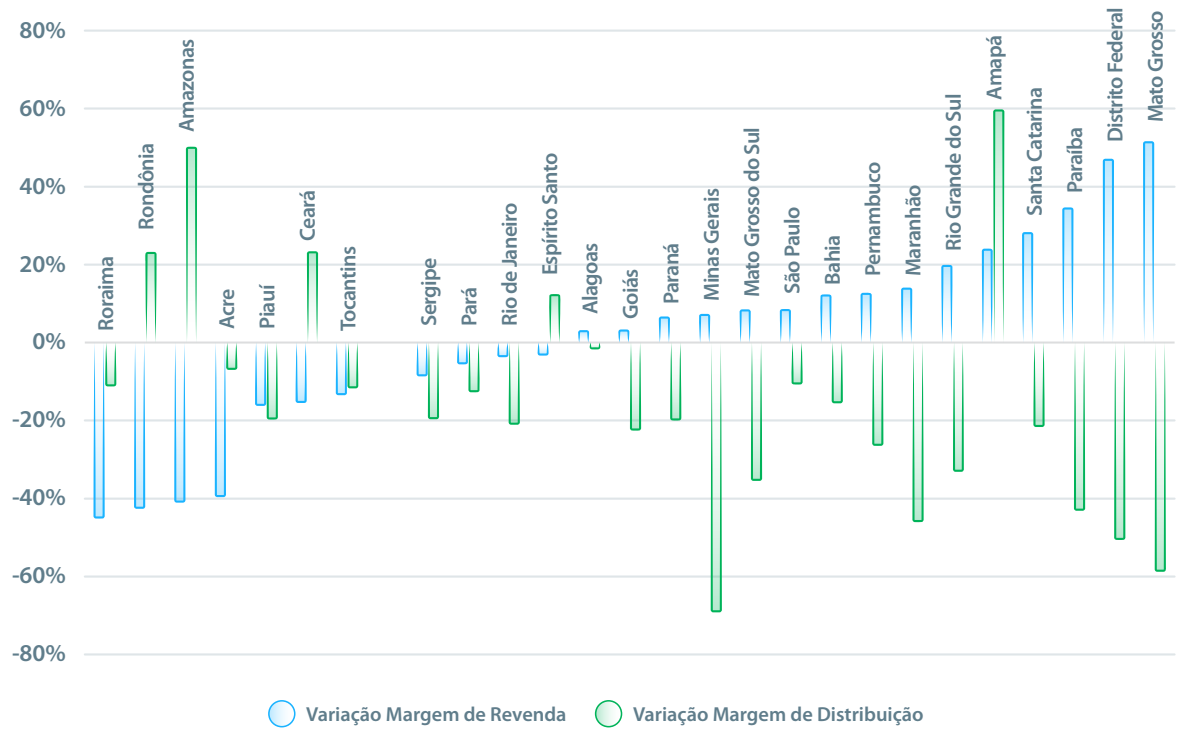
Durante setembro e novembro de 2020, verificou-se também uma redução expressiva das margens de distribuição em vários estados brasileiros, como pôde ser visto na figura 10. No Rio Grande do Sul, por exemplo, houve uma queda acumulada na margem bruta de distribuição de 74% nesse período. Na média dos estados, houve uma redução acumulada de 13% na margem bruta de distribuição.

A redução do peso dessa margem bruta de distribuição sobre o preço final sugere que parte do aumento do preço de realização ocorrido no segundo semestre de 2020, esteja sendo absorvido pelas empresas de distribuição, que estariam voltando para seus patamares normais de margem após aumento verificado no primeiro semestre de 2020. No entanto, é possível que a redução da margem bruta de distribuição deva-se à mudança na metodologia de cálculo adotada pela ANP, que expurga parte das margens da revenda atacadista.

Nesse contexto, analisando a evolução das componentes formadoras de preço do GLP em 2020, percebe-se que a elevação nos preços finais ao consumidor decorre de um acentuado aumento na margem de revenda não compensado pela redução nos demais componentes formadores de preço. No Amapá, por exemplo, a margem de revenda elevou-se 60%, enquanto a margem de distribuição apresentou um crescimento de cerca de 20%.

Em Santa Catarina e na Paraíba, as margens de revenda aumentaram, respectivamente, 28% e 34% ao longo de 2020. O impacto desses aumentos sobre o preço final só não foi maior porque se verificou nesse período uma redução de 21% e 43% na margem de distribuição em Santa Catarina e na Paraíba, respectivamente, como podemos ver na figura 16.

Figura 16 – Crescimento da Margem de Revenda em 2020

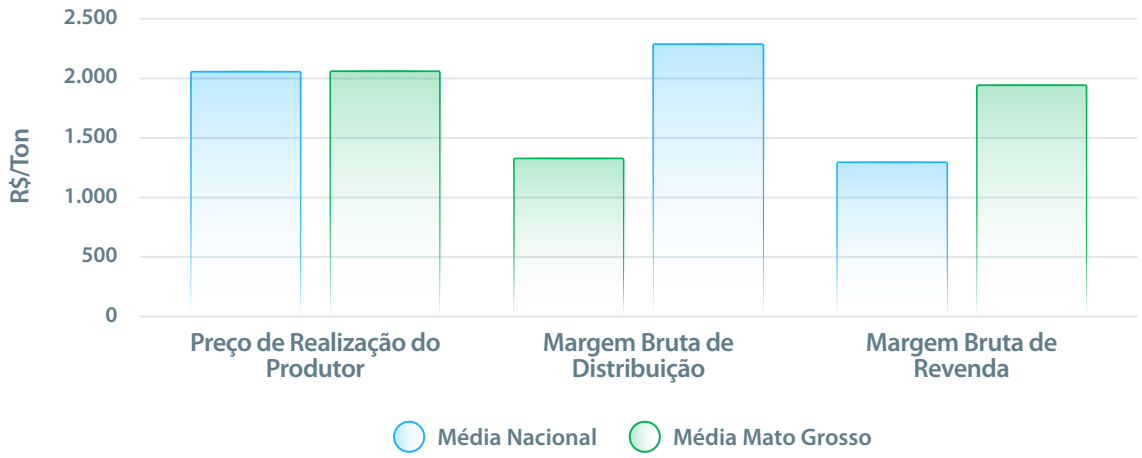


Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

Por outro lado, em alguns estados, como, Maranhão, Mato Grosso, Tocantins e o Distrito Federal, a variação mensal acumulada dos preços finais teve pequenos aumentos ou mesmo uma redução em 2020. No caso de Mato Grosso, Maranhão e do Distrito Federal, apesar do aumento verificado na margem de revenda, houve uma acentuada redução da margem de distribuição. No caso do Tocantins, tanto a margem de revenda quanto a de distribuição tiveram quedas significativas em 2020.

O estado de Mato Grosso é um caso que merece atenção na análise do comportamento dos preços do GLP no mercado brasileiro. A média do preço final do GLP no mercado mato-grossense ao longo de 2020 ficou acima da média nacional, embora o estado tenha sido um dos com menores variações de preço. De fato, o preço ao consumidor final no estado manteve-se ao longo de todo o ano de 2020 em torno de 7.300,00 reais por tonelada, enquanto a média nos estados brasileiros no mesmo ano foi de R$ 5.680,00/ton. O preço mais elevado no estado reflete as diferenças verificadas nas margens de distribuição e de revenda em relação à média nacional, como podemos ver na figura 17.

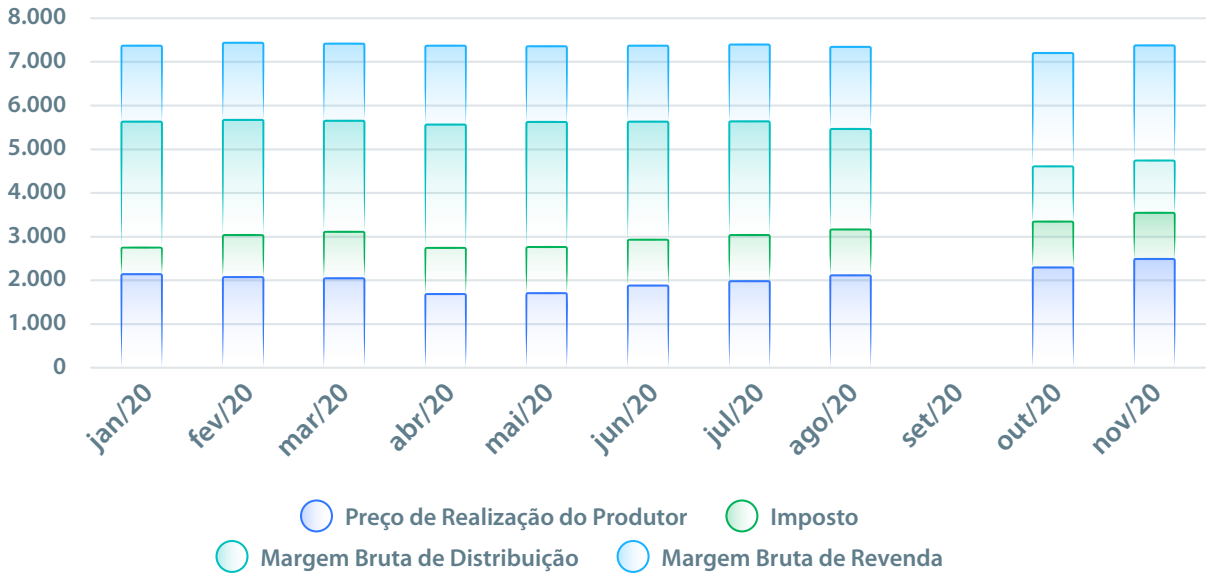
Figura 17 – Componentes de Preço do GLP: Média Nacional e Média de Mato Grosso em 2020



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

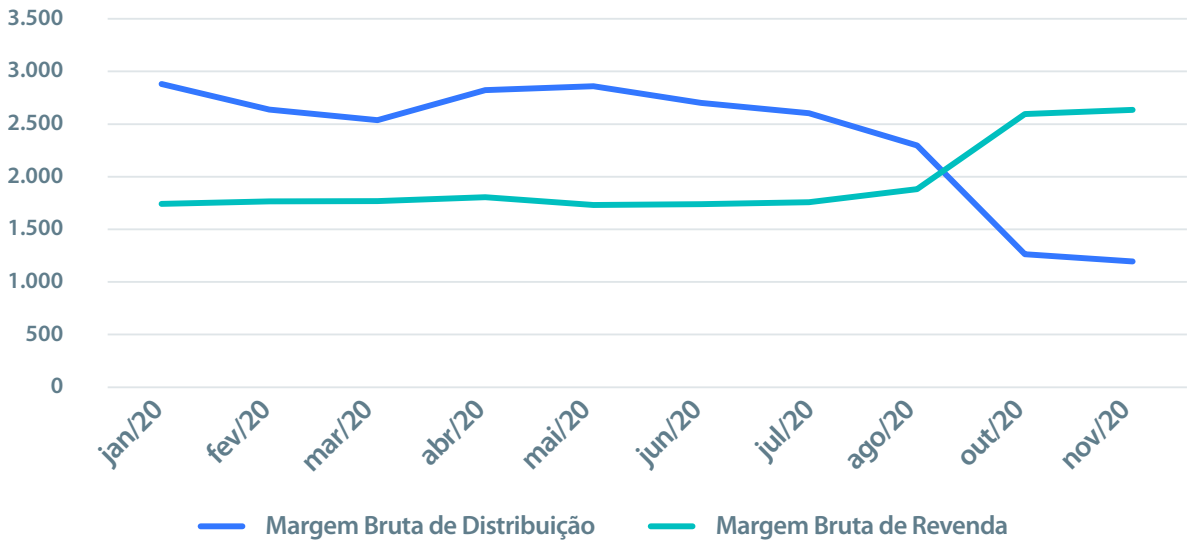
As reduzidas oscilações nos preços finais, contudo, escondem as elevadas oscilações ocorridas nas margens de revenda e distribuição, como podemos ver nas figuras 18 e 19. Em janeiro de 2020, a margem bruta de distribuição correspondia a cerca de 40% do preço final do GLP em Mato Grosso, enquanto a participação da margem de revenda era de 24%. Em novembro do mesmo ano, as margens de distribuição e revenda correspondiam, respectivamente, a 16% e 36% do preço ao consumidor. Essa mudança na composição do preço do GLP no estado de Mato Grosso reflete não somente as mudanças na estrutura de custo do combustível (maior preço de realização nos meses de outubro e novembro e menores custos de transporte), como também os efeitos da mudança na metodologia usada pela ANP, que transferiu o peso das margens da revenda atacadista do segmento de distribuição para o segmento varejista.

Figura 18 – Evolução das componentes de preço do GLP em Mato Grosso



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

Figura 19 – Evolução das Margens de Distribuição e de Revenda em Mato Grosso

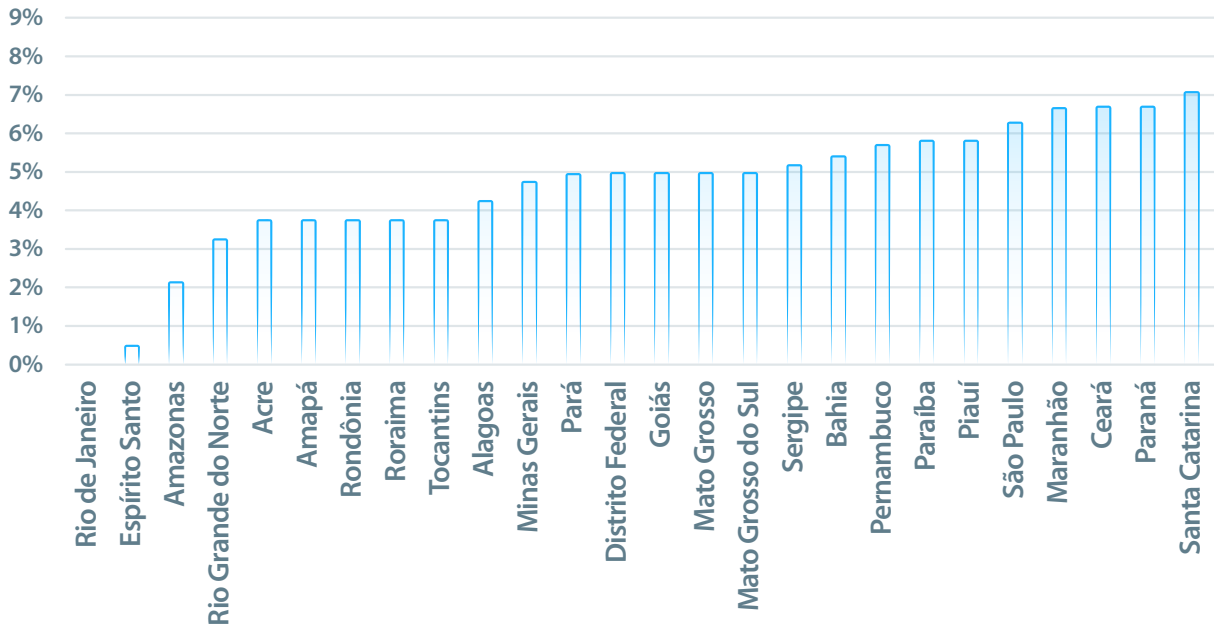


Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

Como já mencionado, os meses de outubro e novembro presenciaram um aumento significativo no preço de realização. Como podemos observar na figura 5 da seção 2, a partir de junho a trajetória de queda do preço de realização praticado pela Petrobras se reverteu. Logo, entre maio e novembro de 2020, verificou-se um aumento de 46% nos preços praticados pela estatal brasileira.

Já nos estados, as oscilações no preço de realização do produtor foram sentidas praticamente na mesma proporção por todos os entes da federação. As maiores diferenças foram percebidas entre o Rio de Janeiro e os estados da região Sul do país, em particular o Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Em junho de 2020, por exemplo, o preço de realização no Rio Grande do Sul foi 15% maior do que no estado do Rio de Janeiro. A figura 21 mostra as diferenças no preço de realização médio por estado em relação ao preço médio praticado no estado do Rio de Janeiro.

Figura 20 – Brasil: Diferença em Relação ao Preço Médio de Realização no Rio de Janeiro (jan-nov 2020)



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2020).

As diferenças entre os preços de realização praticados pela Petrobras decorrem de distintas modalidades contratuais e de diferentes custos associados aos pontos de entrega. Em média, os menores preços de realização ocorreram nos contratos da modalidade FOB (Coari). No entanto, quando analisamos por transação, verificamos que os menores preços ocorreram nos contratos do tipo LCT praticados em Cabiúnas (RJ). Por sua vez, os preços mais elevados foram percebidos nos contratos do tipo EPD praticados em Canoas (RS). Assim, analisando por transação, até maio de 2020, os preços praticados em Mauá (SP) na modalidade LPA foram mais altos do que em Canoas. Após essa data, os preços do GLP para entrega no RS na modalidade EPD superam os preços de SP.

A figura 21 mostra, a partir dos baixos coeficientes de variação verificados dentro de cada modalidade contratual, haver bastante homogeneidade nos preços de realização. A maior dispersão dos dados em relação à média de preço praticada ocorreu na modalidade LCT, em função da diferença entre o preço praticado em Cabiúnas e os preços dos outros contratos nessa modalidade. Quando se exclui o contrato para entrega em Cabiúnas, verifica-se uma grande simetria de preços também nesse tipo de contrato.

Figura 21 – Média Anual do Coeficiente de Variação dos Preços de Realização da Petrobras por Contrato

Sigla	Descrição do Tipo de Contrato	Média Anual do Coeficiente de Variação de Preços em 2020	Preços Médios em 2020 (R$/Ton)
EXA	Entrega por duto a serviço da COMPRADORA, interligado ao Ponto "A" ou Flange de Interconexão dos Ativos, ambos dentro da Área Operacional da Unidade Fornecedora.	2%	2.126,98
LPA	Entrega por duto, ou trecho de duto, a serviço da PETROBRAS, interligado a Flange de Interconexão dos Ativos fora da Área Operacional da Unidade Fornecedora.	2%	2.132,26
LCT	Entrega diretamente no Veículo Recebedor estacionado junto à plataforma da Estação de Carregamento a serviço da PETROBRAS.	3%	2.092,42
FOB	Entrega no flange de entrada do Navio Recebedor atracado no píer do terminal de carregamento a serviço da PETROBRAS.	0	2.024,32
EPD	Entrega no flange de descarga do Navio de Entrega atracado no terminal de descarga a serviço da COMPRADORA.	0	2.186,89
EAA	Entrega a partir de tanque a serviço da PERTROBRAS em terminal aquaviário, ou diretamente do navio, com bombeio por duto a serviço da COMPRADORA, interligado ao Ponto "A" ou a um Flange de Interconexão dos Ativos dentro da área operacional da Unidade Fornecedora.	1%	2.146,13
EAB	Entrega a partir de tanque a serviço da PERTROBRAS em terminal aquaviário, ou diretamente do navio, com bombeio por duto a serviço da PETROBRAS, interligado ao Ponto "A" ou a um Flange de Interconexão dos Ativos dentro da área operacional da Unidade Fornecedora.	1%	2.154,13

Fonte: Elaboração própria com base em dados da Petrobras (2021).

A figura 22 mostra os principais contratos de venda de GLP realizados em 2020 pela Petrobras. Em vermelho estão marcados os preços mais elevados em cada período de vigência e em verde claro os preços mais baixos.

Figura 22 – Preços de Realização Petrobras por Vigência e Tipo de Contrato

	Estado	Modalidade de venda	01/03/2020	18/03/2020	26/03/2020	31/03/2020	23/05/2020	04/06/2020	19/06/2020	23/07/2020	13/08/2020	28/08/2020	20/10/2020	04/11/2020	03/12/2020	07/01/2021
BELÉM	(PA)		2.061,40	1.958,00	1.859,70	1.673,00	1.757,00	1.855,20	1.947,80	2.045,10	2.147,20	2.254,40	2.367,00	2.485,20	2.617,00	2.774,50
SÃO LUIS	(MA)	**EAA**	2.093,90	1.990,50	1.892,20	1.705,50	1.789,50	1.877,70	1.970,30	2.067,60	2.169,70	2.276,90	2.389,50	2.507,70	2.639,50	2.797,50
FORTALEZA	(CE)		2.093,90	1.990,50	1.892,20	1.705,50	1.789,50	1.877,70	1.970,30	2.067,60	2.169,70	2.276,90	2.389,50	2.507,70	2.639,50	2.797,00
BELÉM	(PA)		2.069,40	1.966,00	1.867,70	1.681,00	1.765,00	1.863,20	1.955,80	2.053,10	2.155,20	2.262,40	2.375,00	2.493,20	2.625,00	2.782,50
SÃO LUIS	(MA)	**EAB**	2.101,90	1.998,50	1.900,20	1.713,50	1.797,50	1.885,70	1.978,30	2.075,60	2.177,70	2.284,90	2.397,50	2.515,70	2.647,50	2.805,00
FORTALEZA	(CE)		2.101,90	1.998,50	1.900,20	1.713,50	1.797,50	1.885,70	1.978,30	2.075,60	2.177,70	2.284,90	2.397,50	2.515,70	2.647,50	2.805,00
CANOAS	(RS)	**EPD**	2.111,90	2.008,50	1.910,20	1.723,50	1.807,50	1.908,70	2.001,30	2.098,60	2.200,70	2.307,90	2.420,50	2.538,70	2.710,50	2.868,00
MANAUS	(AM)		2.026,40	1.923,00	1.824,70	1.638,00	1.722,00	1.820,20	1.912,80	2.010,10	2.117,00	2.224,20	2.336,80	2.455,00	2.586,80	2.744,30
IPOJUCA	(PE)		2.073,90	1.970,50	1.872,20	1.685,50	1.769,50	1.857,70	1.950,30	2.047,60	2.149,70	2.256,90	2.369,50	2.487,70	2.575,50	2.733,00
SÃO F. DO CONDE	(BA)		2.066,90	1.963,50	1.865,20	1.678,50	1.762,50	1.850,70	1.943,30	2.040,60	2.142,70	2.249,90	2.362,50	2.480,70	2.612,50	2.770,00
BETIM	(MG)		2.053,90	1.950,50	1.852,20	1.665,50	1.749,50	1.852,70	1.945,30	2.042,60	2.144,70	2.251,90	2.364,50	2.482,70	2.654,50	2.812,00
DQ. DE CAXIAS	(RJ)		1.971,90	1.868,50	1.770,20	1.583,50	1.667,50	1.745,70	1.838,30	1.935,60	2.037,70	2.144,90	2.257,50	2.275,70	2.507,50	2.665,00
SANTOS	(SP)	**EXA**	2.093,90	1.990,50	1.892,20	1.705,50	1.789,50	1.887,70	1.980,30	2.077,60	2.179,70	2.286,90	2.399,50	2.517,70	2.649,50	2.807,00
MAUÁ	(SP)		2.113,90	2.010,50	1.912,20	1.725,50	1.809,50	1.897,70	1.990,30	2.087,60	2.189,70	2.296,90	2.409,50	2.527,70	2.659,50	2.817,00
SÃO J. DOS CAMPOS	(SP)		2.053,90	1.950,50	1.852,20	1.665,50	1.749,50	1.827,70	1.920,30	2.017,60	2.119,70	2.226,90	2.339,50	2.457,70	2.589,50	2.747,00
PAULÍNIA	(SP)		2.093,90	1.990,50	1.892,20	1.705,50	1.789,50	1.877,70	1.970,30	2.067,60	2.169,70	2.276,90	2.389,50	2.507,70	2.639,50	2.797,00
ARAUCÁRIA	(PR)		2.098,90	1.995,50	1.897,20	1.710,50	1.794,50	1.882,70	1.975,30	2.072,60	2.174,70	2.281,90	2.394,50	2.512,70	2.644,50	2.802,00
CANOAS	(RS)		2.053,90	1.950,50	1.852,20	1.665,50	1.794,50	1.850,70	1.943,30	2.040,60	2.142,70	2.249,90	2.362,50	2.480,70	2.652,50	2.810,00
COARI	(AM)	**FOB**	1.963,40	1.860,00	1.761,70	1.575,00	1.659,00	1.747,20	1.839,80	1.937,10	2.039,20	2.149,40	2.259,00	2.377,20	2.509,00	2.666,50
GUAMARÉ	(RN)		2.038,90	1.935,50	1.837,20	1.650,50	1.734,50	1.837,70	1.930,30	2.027,60	2.129,70	2.236,90	2.349,50	2.467,70	2.599,50	2.757,00
PILAR/MAL. DEODORO	(AL)		2.038,90	1.935,50	1.837,20	1.650,50	1.734,50	1.837,70	1.930,30	2.027,60	2.129,70	2.236,90	2.349,50	2.467,70	2.599,50	2.757,00
ARACAJU	(SE)		2.039,90	1.936,50	1.838,20	1.651,50	1.735,50	1.838,70	1.931,30	2.028,60	2.130,70	2.237,90	2.350,50	2.468,70		
ITABUNA	(BA)		2.061,90	1.958,50	1.860,20	1.673,50	1.757,50	1.845,70	1.938,30	2.035,60	2.137,70	2.244,90	2.357,50	2.475,70	2.607,50	2.765,00
JEQUIÉ	(BA)		2.082,30	1.978,50	1.880,60	1.693,90	1.777,50	1.876,70	1.968,70	2.066,60	2.168,70	2.275,30	2.387,50	2.506,10	2.637,90	2.795,40
CABIÚNAS MACAÉ	(RJ)	**LCT**	1.929,90	1.826,50	1.728,20	1.541,50	1.625,50	1.693,70	1.786,30	1.883,60	1.985,70	2.092,90	2.205,50	2.323,70	2.455,50	2.613,00
CACIMBAS	(SP)		1.991,90	1.888,50	1.790,20	1.603,50	1.687,50	1.775,70	1.868,30	1.965,60	2.067,70	2.174,90	2.287,50	2.405,70	2.537,50	2.695,00
B. DO RIACHO	(ES)		1.979,90	1.876,50	1.778,20	1.591,50	1.675,50	1.763,70	1.856,30	1.953,60	2.055,70	2.162,90	2.275,50	2.393,70	2.525,50	2.683,00
CARAGUATATUBA	(SP)		2.036,90	1.933,50	1.835,20	1.648,50	1.732,50	1.820,70	1.913,30	2.010,60	2.112,70	2.219,90	2.332,50	2.450,70	2.582,50	2.740,00
S. MATHEUS DO SUL	(PR)		1.971,90	1.868,50	1.770,20	1.583,50	1.667,50	1.805,70	1.898,30	1.995,60	2.097,70	2.204,90	2.317,50	2.437,70	2.579,50	2.737,00
ITAJAÍ	(SC)		2.106,90	2.003,50	1.905,20	1.718,50	1.802,50	1.900,70	1.993,30	2.090,60	2.192,70	2.299,90	2.412,50	2.530,70	2.710,50	2.868,00
MANAUS	(AM)		2.034,40	1.931,00	1.832,70	1.646,00	1.730,00	1.828,20	1.920,80	2.018,10	2.120,70	2.227,40	2.340,00	2.458,20	2.590,00	2.747,50
GUAMARÉ	(RN)		2.013,90	1.910,50	1.812,20	1.625,50	1.709,50	1.812,70	1.905,30	2.002,60	2.104,70	2.211,90	2.324,50	2.442,70	2.574,50	2.732,00
IPOJUCA	(PE)		2.081,90	1.978,50	1.880,20	1.693,50	1.777,50	1.865,70	1.958,30	2.055,60	2.157,70	2.264,90	2.377,50	2.495,70	2.583,50	2.741,00
SÃO F. DO CONDE	(BA)		2.074,90	1.971,50	1.873,20	1.686,50	1.770,50	1.858,70	1.951,30	2.048,60	2.150,70	2.257,90	2.370,50	2.488,70	2.620,50	2.778,00
BETIM	(MG)		2.061,90	1.958,50	1.860,20	1.673,50	1.757,50	1.860,70	1.953,30	2.050,60	2.152,70	2.259,90	2.372,50	2.490,70	2.662,50	2.820,00
DQ. DE CAXIAS	(RJ)		1.979,90	1.876,50	1.778,20	1.591,50	1.675,50	1.753,70	1.846,30	1.943,60	2.045,70	2.152,90	2.265,50	2.383,70	2.515,50	2.673,00
SANTOS	(SP)	**LPA**	2.101,90	1.998,50	1.900,20	1.713,50	1.797,50	1.895,70	1.988,30	2.085,60	2.187,70	2.294,90	2.407,50	2.525,70	2.657,50	2.815,00
MAUÁ	(SP)		2.121,90	2.018,50	1.920,20	1.733,50	1.817,50	1.905,70	1.998,30	2.095,60	2.197,70	2.304,90	2.417,50	2.535,70	2.657,50	2.825,00
SÃO J. DOS CAMPOS	(SP)		2.061,90	1.958,50	1.860,20	1.673,50	1.757,50	1.835,70	1.928,30	2.025,60	2.127,70	2.234,90	2.347,50	2.465,70	2.597,50	2.755,00
PAULÍNIA	(SP)		2.121,90	2.018,50	1.920,20	1.733,50	1.817,50	1.905,70	1.998,30	2.095,60	2.197,70	2.304,90	2.417,50	2.535,70	2.667,50	2.825,00
ARAUCÁRIA	(PR)		2.106,90	2.003,50	1.905,20	1.718,50	1.802,50	1.890,70	1.983,30	2.080,60	2.182,70	2.289,90	2.402,50	2.520,70	2.652,50	2.810,00
CANOAS	(RS)		2.061,90	1.958,50	1.860,20	1.673,50	1.757,50	1.858,70	1.951,30	2.048,60	2.150,70	2.257,90	2.370,50	2.488,70	2.660,50	2.818,00
Coeficiente de Variação			2%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Preço máximo			2.122	2.019	1.920	1.734	1.818	1.909	2.001	2.099	2.201	2.308	2.421	2.539	2.711	2.868
Preço Mínimo			1.930	1.827	1.728	1.542	1.626	1.694	1.786	1.884	1.986	2.093	2.206	2.324	2.456	2.613

Fonte: Elaboração própria com base em dados da Petrobras (2021).

O modelo de contrato utilizado no fornecimento de GLP mostra-se um dos definidores do preço de realização do combustível. Logo, a variação do tipo contratual também acaba influindo na formação de preço do GLP no mercado. O que se constata é que a dinâmica do preço praticado no mercado do combustível se estende por diferentes dimensões ligadas ao produto e engloba distintas componentes na sua formação.

Cabe ainda destacar outro movimento em um dos elementos que influenciam a formação do preço do GLP, centrando-se em 2020-2021, no que se refere à tributação. Diante das oscilações do preço do combustível em determinadas regiões brasileiras, uma nova mudança no ordenamento legal, afeita ao preço do energético, foi implementada em 2021 na esfera de políticas para o setor.

Como já apontado, a expressiva participação do GLP na matriz energética residencial brasileira gera pressão pela, e sobre a estabilidade do seu preço ao consumidor final. Nesse sentido, a trajetória de elevação do preço do GLP nos meses finais de 2020 em determinadas regiões, incitou a criação de alternativas de caráter tributário para diminui-lo.

A alternativa aplicada foi a isenção de tributos incidentes sobre o GLP de uso doméstico (P-13). Foram zeradas as alíquotas da contribuição dos programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS) e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (Cofins), tributos que compõem o quadro federal da política tributária e que incidem sobre a importação e comercialização do GLP e outros combustíveis. A fixação dessa espécie de subsídio mediante isenção tributária se deu em meio à volatilidade do preço do GLP e oscilações cambiais e do preço do petróleo no mercado global (BRASIL, 2021a, 2021b).

Tal dispositivo de isenção procura tornar-se uma forma de intervir na precificação do combustível, visto que os tributos se incorporam à estrutura de custos do seu suprimento, seja por produção nacional ou importação. Todavia, em face da dinâmica de livre competição e de precificação em paridade internacional do GLP e do petróleo, via política de preços da Petrobras, a influência desse mecanismo de isenção tributária sobre o seu preço de realização ou preço final, não o torna capaz de promover singularmente uma redução perene do preço. Isso ocorre, dado que o mercado funciona dentro de uma lógica internacional de relações entre oferta e demanda da fonte primária (petróleo) e do derivado (GLP). Ainda que o preço do combustível sofresse algum arrefecimento, o mesmo poderia ser apenas momentâneo.

Cabe salientar que, consoante às análises realizadas ao longo desse trabalho, o preço do GLP é delineado pela estrutura de custos nos elos de sua cadeia, pela dimensão das margens em cada segmento, pelo preço internacional do petróleo e do próprio GLP, pela taxa cambial no período de produção ou importação para fornecimento, bem como pelo preço de realização. Nessa dinâmica, em um regime econômico-institucional de competição natural de livre mercado, a conjugação das referidas componentes torna-se a base de definição do preço do combustível.

10.5 Breve Síntese sobre o comportamento recente do Mercado de GLP

O ano de 2020 foi marcado por intensos movimentos nos mercados de GLP, tanto a nível nacional quanto a nível mundial. A combinação entre os efeitos conjunturais trazidos pela crise sanitária e econômica associada à pandemia do COVID-19 com os efeitos estruturais, trouxe importantes oscilações na estrutura de custo e, consequentemente, de preços do combustível no Brasil.

As oscilações no preço praticado pela Petrobras e os efeitos do auxílio emergencial, descortinaram muitas diferenças regionais até então ocultas nas políticas orientadas para a homogeneização dos preços do GLP em território brasileiro. Em outros termos, a paridade dos preços internos de realização com os preços praticados no mercado internacional tende a acentuar os efeitos das diferentes estruturas de custos das empresas de distribuição, assim como das diferentes dinâmicas competitivas de cada mercado estadual.

Isto posto, cabe ressaltar que, apesar de uma política de preços aplicada nacionalmente ao GLP, as dinâmicas díspares a nível estadual influenciam a formação do preço do combustível. Dessa forma, qualquer discussão acerca de mudanças em formatos de precificação precisa considerar as especificidades regionais.

Dentro desse contexto, as diferenças existentes entre os preços finais ao consumidor em cada estado, nem sempre revelam claramente os movimentos ocorridos nas componentes de formação de preço, o que exige um acompanhamento pormenorizado de cada elo da cadeia produtiva do GLP. Assim, qualquer mudança na política de precificação da Petrobras e o potencial aumento da concorrência no segmento de produção/importação demandará maiores esforços de todos os agentes da indústria de GLP.

No caso das empresas distribuidoras e de revenda, a diversificação da oferta e as oscilações mais frequentes nos custos de aquisição do GLP exigirão a modernização não somente nos sistemas de informação e de contabilização de custos, como também maiores gastos com propaganda e marketing. Ademais, oscilações frequentes nos preços de realização podem trazer novos tipos de ganhos financeiros para empresas de distribuição, através de estratégias de arbitragem e de novas modalidades contratuais baseadas em preços futuros.

Importante destacar que a formação de preço do GLP, ao depender da conjugação de diferentes componentes, está sujeita à influência distinta das mesmas sobre o processo de precificação. Dessa forma, como foi apontado, o aumento repentino da demanda no início de 2020 se refletiu em elevações no preço do produto. Contudo, uma grande influência em seu preço não foi verificada quando o preço internacional do petróleo sofreu quedas ao longo do ano. Esse comportamento adveio, justamente, da oscilação de outras componentes, no caso, das margens. Portanto, a determinação do preço do GLP decorre de uma associação e interação volúvel entre as componentes do preço, com especificidades regionais no país.

Referências Bibliográficas

ANP. (2019). *Nota Técnica nº 027/2019/SDR*. Rio de Janeiro: ANP.

ANP. (Fevereiro de 2020). *Preço de Revenda e de Distribuição* . Fonte: ANP: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/precos-revenda-e-de-distribuicao-combustiveis

ANP. (Fevereiro de 2021). *Vendas de derivados de petróleo e biocombustíveis*. Fonte: ANP: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/vendas-

ANPb. Evolução dos preços de GLP (R$ / botijão de 13 kg) – Superintendência de Defesa da Concorrência (SDC). Acesso em: 05 de março de 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/arq-precos/2020-margens-p13-tabela.pdf.

_____ . Dados Estatísticos – Tabela: Vendas, pelas Distribuidoras, dos Derivados Combustíveis de Petróleo. Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica. Rio de Janeiro: ANP, 2020c. Disponível em: http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos. Acesso em: 05 de março de 2020.

_____ . Boletim Abastecimento em Números – Ano 14, nº 63, jan-jun de 2019. Acesso em 6 de fevereiro de 2020. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/ban/boletim-n63.pdf.

BRASIL. Lei nº 13.982, de 2 de abril de 2020. Altera a Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993, para dispor sobre parâmetros adicionais de caracterização da situação de vulnerabilidade social para fins de elegibilidade ao benefício de prestação continuada (BPC), e estabelece medidas excepcionais de proteção social a serem adotadas durante o período de enfrentamento da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente do coronavírus (Covid-19) responsável pelo surto de 2019, a que se refere a Lei nº 13.979, de 6 de fevereiro de 2020.

_____ . Decreto nº 10.638, de 1º de março de 2021. Altera o Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004, que reduz as alíquotas da Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social incidentes sobre a importação e a comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo e querosene de aviação (2021a).

_____ . Medida Provisória nº 1.034, de 1º de março de 2021. Altera a Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, para majorar a alíquota da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido devida pelas pessoas jurídicas do setor financeiro, a Lei nº 8.989, de 24 de fevereiro de 1995, para modificar a concessão da isenção relativa ao Imposto sobre Produtos Industrializados incidente na aquisição de automóveis por pessoa com deficiência, revoga a tributação especial relativa à nafta e a outros produtos destinados a centrais petroquímicas, e institui crédito presumido da Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público e da Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social para produtos destinados ao uso em hospitais, clínicas, consultórios médicos e campanhas de vacinação (2021b).

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). Resolução CNPE nº 17, de 29 de agosto de 2019. Revoga a Resolução CNPE nº 4, de 24 de novembro de 2005, que reconhece como de interesse para a política energética nacional a prática de preços diferenciados para o gás liquefeito de petróleo - GLP destinado ao uso doméstico e acondicionado em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg, e dá outra providência. Acesso em: 5 de março de 2020. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/documents/36074/252491/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_17_2019_Revoga_Res_4_2005_VF.pdf/88cb5781-f5d9-1ef0-2b73-4f469326ea0d.

LCA CONSULTORES. Agenda Positiva para o GLP: diagnóstico e proposições. Versão 05. Rio de Janeiro: LCA, 2021.

LUCON, O; COELHO, S. T.; GOLDEMBERG, J. LPG in Brazil: lessons and challenges. Energy for Sustainable, v. 8 (3), 82–90.

PINTO JUNIOR, H. Q. & VERNERSBACH, A. Comportamento do Mercado de GLP no Brasil em 2020: desafios para adequação a um contexto de crise. Nota Técnica nº 5. Rio de Janeiro: GEE-IE/UFRJ, Sindigás, 2020.

SHARMA, A.; JYOTI, P.; SINGH, C. Transition to LPG for cooking: A case study from two states of India. Energy for Sustainable Development, 51 (2019), 63–72.

SINDIGAS. (16 de Abril de 2021). *Cadeia de distribuição do Setor de GLP*. Fonte: Sindigas: http://www.sindigas.org.br/novosite/?page_id=17530

WORLD BANK. Global Economic Prospects, January 2021. Washington, DC: World Bank, 2021.

Capítulo 11

Reforma Patrimonial do Refino no Brasil: consequências para o mercado de GLP[1]

Carlos Felipe Lodi

Helder Queiroz

11.1 Introdução

A desconcentração industrial prevista com a venda das refinarias da Petrobras, ao longo dos próximos anos, se constituirá, de fato, numa mudança estrutural histórica que deverá criar um novo padrão de concorrência no refino, com a entrada de novos competidores, e engendrando, a reboque, alteração nas condições de concorrência nos demais segmentos a jusante da cadeia.

No longo prazo, a expectativa é de transformação para um mercado mais competitivo em todos os pontos da cadeia petrolífera no Brasil. Entretanto, uma fase de transição bem-sucedida é uma condição essencial para o alcance de tal objetivo.

É de se esperar que, neste contexto de mudança estrutural com novos operadores no refino, surja a necessidade de desenvolvimento e aprimoramento de mecanismos de utilização da infraestrutura de dutos e logística, visando garantir condições de competitividade no mercado através da eliminação de gargalos logísticos.

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada da Nota Técnica 07/2021, elaborada em abril de 2021, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

Tais mudanças deverão suscitar alterações na movimentação e comercialização dos derivados. O mercado de GLP não será uma exceção, em particular, por ter uma composição de oferta ainda dependente de importações e constituída da produção das refinarias, mas também dos volumes de GLP obtidos nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN).

Este Capítulo levanta alguns pontos críticos associados à reforma patrimonial do refino, com ênfase nos impactos para o mercado de GLP. A seção seguinte chama atenção para a relação do contexto de transição energética com a evolução tecnológica recente, no plano internacional, da indústria do refino. A seção 3 reúne os principais drivers da evolução do refino no Brasil, identificando os pilares que irão constituir um novo paradigma na organização do segmento de refino no Brasil. A seção 4 apresenta e discute os principais aspectos da reforma em curso traçando, em seguida, um panorama da oferta de GLP no Brasil. A última seção sumariza as principais mensagens do Capítulo e aponta as questões-chave que emergem da reforma patrimonial, em curso, do segmento de refino no Brasil.

11.2 Atividade de Refino e o Contexto de transição energética: modernização tecnológica e riscos associados à expansão

O processo de reestruturação e a anunciada venda de refinarias da Petrobras ocorre num momento de mudanças estruturais, no plano mundial, das atividades de refino. É importante sublinhar alguns dos principais aspectos dessas mudanças. É importante notar que a dinâmica tecnológica e do movimento de transformação e transição energética estão no centro das mudanças do segmento de refino no plano internacional. Assim, é de se esperar nos próximos anos uma "corrida" pela redução dos custos de refino, acirrando as condições de competição entre refinarias.

Neste contexto, os riscos associados às decisões de investimento, especialmente em novos ativos *greenfield* de refino, se tornaram mais elevados. Sob tais novas circunstâncias, a solução encontrada para as refinarias já existentes tem sido marcada pela realização de investimentos em modernização/flexibilização, destinada a aumentar não somente o rendimento do processamento, mas também o seu perfil qualitativo, com a necessidade de produzir derivados mais leves e médios em resposta ao perfil de demanda. Esta tendência tende a se acentuar, como será visto adiante, dados os riscos associados à expansão da capacidade produtiva e construção de novas unidades de refino no Oriente Médio e Ásia.

E, de fato, os riscos inerentes à atividade de refino tendem a ser crescentes. Pelo lado da oferta o mix de derivados produzido nas refinarias ainda não é flexível a ponto de maximizar e ou priorizar a produção de correntes de um derivado específico.

Tal rigidez, presente no lado da oferta, produz desequilíbrios para o ajuste, a médio e longo prazos, com a demanda de derivados. Esta questão se torna cada vez mais grave na medida em que a demanda de derivados, em todo mundo, passa por mudanças estruturais substantivas. O papel, ainda que modesto, dos biocombustíveis, as alternativas de mobilidade urbana e os preços elevados entre 2004 e 2014 e, por fim, as medidas regulatórias e de política energética visando a substituição de combustíveis fósseis, contribuem para explicar a queda do consumo de derivados, em particular o diesel e a gasolina usados no setor de transportes.

Assim, após um período importante de crescimento da capacidade de processamento de petróleo bruto nas refinarias até o fim dos anos 1990, observa-se uma mudança significativa do perfil da atividade desde 2000.

Em vários países e regiões, as empresas de petróleo têm encerrado a atividade de refino. Isto é resultado do comportamento recente da demanda. Nos países da União Européia e no Japão, a carga processada pelas refinarias passou, na Europa Ocidental, de 13,4 para 12,7milhões de barris/dia ao longo da década 2009-2019[2] .

Desse modo, à parte o crescimento da demanda de derivados e da capacidade de refino na China e também em alguns países do Oriente Médio, como a Arábia Saudita, de um modo geral, observa-se uma desaceleração do consumo de derivados que produz efeitos diretos no segmento de refino. O principal deles é o fechamento de várias refinarias em diferentes países. A capacidade de refino na União Europeia[3] que, em 2009, era de 17,4 milhões de barris/dia foi reduzida para 15,7 milhões barris/dia em 2019. Para o conjunto dos países da OCDE observa-se o mesmo movimento de redução de 45, 7 milhões para 45, 1 milhões de barris/dia.

As unidades de refino mais recentes, construídas na China, Índia e no Oriente Médio têm perfil tecnológico muito distinto do parque construído, em diversos países, antes dos anos 2000.

Tal como mencionado anteriormente, os riscos associados aos investimentos em novas refinarias são crescentes e cada vez mais dependentes da velocidade e dos resultados esperados das políticas de substituição de derivados que começam a ser implementadas após o Acordo de Paris, assinado em 2015.

Esta constatação aponta, por outro lado, para a importância de incorporação, também a ritmo mais acelerado, de tecnologias digitais nas refinarias existentes, buscando através delas a racionalização de processos, a modernização de instalações e um potencial de redução de custos (Pinto Jr., 2017)[4].

Desse modo, no segmento de refino, os avanços tecnológicos recentes, com incorporação de tecnologias digitais, têm permitido o *retrofit* de um grande número de refinarias existentes, visando racionalizar e reduzir os custos operacionais. Além disso, as principais refinarias greenfield, com

2. Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2020

3. Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2020

4. PINTO Jr , H. Q. (2018) *Estudo de sistema produtivo petróleo e gás*/ Instituto Euvaldo Lodi, Brasília : IEL/NC, 2018., disponível em https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/d1/ea/d1ea2a89-bbed-4a65-8d37-381bce6cc8aa/nota_tecnica_-_petroleo_e_gas.pdf

destaque para aquelas construídas na China e no Oriente Médio mais recentemente, também passaram a incorporar as principais tendências associadas à transformação digital. Neste sentido, as refinarias não se distinguem muito das plantas de outros segmentos industriais que buscam adotar os pilares tecnológicos da chamada Indústria 4.0.

Yuan, Qin e Zhao (2017)[5] atentam para a engenharia de sistemas de processo e a chamada *"smart manufacturing"*. A última é entendida como meio de combinar informações e tecnologia de modo a revolucionar o desenvolvimento e aplicação da análise e inteligência industrial para obter ganhos de agilidade, flexibilidade, produtividade e qualidade. As refinarias de petróleo têm buscado uma produção inteligente por meio de avanços na unidade de processamento, na planta, no negócio e na cadeia de abastecimento. As inovações de *"smart manufacturing"* que os autores destacam no refino são:

- instrumentação e sensores avançados;
- otimização e controle de fluxos em tempo real sob incerteza;
- *design* molecular verde para produtos de alto valor agregado;
- análise ajustável de *big data* para otimização de processos, monitoramento e gestão;
- plataformas avançadas de hardware e software;
- tecnologias de modelagem e simulação preventivas.

As oportunidades e desafios que emergem a partir desse avanço na aplicação de inovações e tecnologia no refino coloca em prova questões como: (1) agilidade operacional, (2) construção de um modelo ajustável de gestão de dados, (3) gerenciamento de uma situação anormal e (4) planejamento e programação para de todas as unidades que integram a refinaria de petróleo (Pinto Junior, 2018)[6].

Este é o "novo mundo" da indústria de refino no plano mundial. As mudanças esperadas no caso brasileiro serão examinadas a seguir. Porém, é importante notar que, dada a idade do parque de refino nacional, será indispensável a adoção de estratégias que permitam reduzir custos e tornar competitivos os ativos que serão alienados pela Petrobras.

11.3 Desconcentração do Segmento de Refino: um novo paradigma de abastecimento?

Cabe neste ponto recordar alguns aspectos importantes da trajetória de construção da indústria de refino no Brasil. Como se sabe, um dos objetivos centrais e estratégicos da criação da Petrobras foi a necessidade de reduzir a importação de derivados e inverter a pauta de importações nos anos

5. YUAN, Z.; QIN, W; ZHAO, J. Smart Manufacturing for the Oil Refining and Petrochemical Industry. Engeneering. v. 3 n. 2. p. 179-182. april 2017. Disponível em: http://www. sciencedirect.com/science/article/pii/S2095809917302977.
6. Op cit nota de rodapé 4

subsequentes. Ou seja, o país passou a importar petróleo bruto e refinar derivados. Desde então, a empresa assumiu a importante missão de garantir o abastecimento, a partir de sua operação integrada e otimizada, nos planos nacional e regionais, das atividades de refino, importação e logística.

Assim, desde a década de 1950, o desenvolvimento do parque de refino visava a garantia, em todo território nacional, do abastecimento de combustíveis, cuja demanda crescia a taxas anuais próximas de 10%.

Desse modo, este era o *core business* da empresa até os anos 1970. Apenas naquela década é que a Petrobras passou a atuar na distribuição de derivados, quando foi então criada a BR Distribuidora, para ser mais uma empresa no mercado de distribuição, o qual sempre contou com a participação de várias empresas. Também neste período, especialmente após os choques do petróleo, e visando reduzir a vulnerabilidade face as oscilações dos preços internacionais, foram ampliados os investimentos em exploração e produção offshore, que se revelou muito bem-sucedida ao longo do tempo.

Posteriormente, no fim dos anos 1990, com a Lei do Petróleo e a criação da ANP, a introdução da concorrência passou a ser um objetivo estabelecido no novo marco legal, o que permitiu, por exemplo, a ampliação do número de agentes econômicos no segmento de exploração e produção.

Entretanto, no início dos anos 2000, o ciclo de introdução de pressões competitivas e de liberalização na reestruturação do mercado *downstream* brasileiro se revelou incompleto, pois a Petrobras, na prática, manteve seu poder de monopólio no refino.

Assim, por se tratar de um elo central na cadeia petrolífera, tal condição sempre produziu uma série de efeitos na cadeia a jusante, afetando sobremaneira o padrão de concorrência na distribuição e revenda nos mercados dos diferentes derivados.

A desconcentração industrial prevista com a venda das refinarias da Petrobras se constituirá, de fato, num novo paradigma para a segurança do abastecimento de derivados no Brasil. A mudança estrutural será alcançada apenas a médio e longo prazos, e , caso seja bem implementada e bem sucedida, deverá criar um novo padrão de concorrência no refino, com a entrada de novos competidores, e engendrando, a reboque, alteração nas condições de concorrência nos demais segmentos a jusante da cadeia.

Neste sentido, é de se esperar que as transformações no refino sejam acompanhadas de mudanças regulatórias que possam ser aderentes às características inerentes dessa fase de transição. Em particular, a preocupação central deve ser, prioritariamente, a garantia de suprimento de todos os derivados e biocombustíveis, em todo o território nacional e sua implementação requer atenção especial, tanto no aspecto operacional quanto regulatório.

Cabe ressaltar ainda que a precificação de derivados também será significativamente alterada. Ainda que a Petrobras permaneça como a empresa dominante, as regras de preços serão afetas por algum grau de pressão concorrencial. Dada a relevância e a complexidade destas transformações,

faz-se necessário identificar, priorizar e endereçar as questões operacionais, bem como questões tributárias pertinentes em cada uma das diferentes estruturas de mercado dos combustíveis.

11.4 Reconfiguração Patrimonial do Refino: Impactos para a Oferta de GLP (refino, UPGNs e Importação)

A reconfiguração patrimonial do refino no Brasil resulta da confluência de dois movimentos que ganharam força a partir da segunda metade da década passada. De um lado, a decisão estratégica da Petrobras de intensificar uma gestão ativa de portfólio, visando obter recursos para o equacionamento da dívida financeira da empresa – que se acumulara nos anos anteriores em função dos seus planos de investimentos e da política de preços de derivados praticada – e o redirecionamento dos novos investimentos para o segmento de Exploração e Produção, sobretudo nas fronteiras do chamado Pré-Sal. De outro lado, a emergência de uma política governamental visando tornar mais competitivo o mercado de derivados de petróleo no Brasil, assim como de atrair investimentos para a modernização e ampliação do setor.

Em abril de 2018, a Petrobras veio a público para anunciar seu projeto de desinvestimento parcial de quatro refinarias de petróleo, correspondendo a 40% da capacidade de refino do Brasil, juntamente com suas respectivas infraestruturas logísticas (terminais e oleodutos) de suprimento de matéria-prima e de entrega de derivados de petróleo. De acordo ainda com a essa proposta, os ativos seriam agrupados em dois conjuntos, o primeiro deles na região Nordeste do País (refinarias RLAM-BA e RNEST-PE) e o segundo na região Sul (refinarias REPAR-PR e REFAP-RS), ficando vedada a compra de ambos os "blocos regionais" – como a própria Petrobras denominava esses grupamentos – pelo mesmo grupo econômico, mantendo a vendedora 40% das ações das empresas resultantes dessa reestruturação de seus negócios.

Posteriormente, em junho de 2019, já sob uma nova direção que assumira no início daquele mesmo ano, a Petrobras anunciou um novo projeto que consistia na venda integral de 8 refinarias e respectivas infraestruturas logísticas associadas, representando 50% da capacidade de refino nacional, ficando a empresa com as refinarias, oleodutos e terminais existentes nos Estados de São Paulo e do Rio de Janeiro, contíguos à maior região produtora de petróleo do Brasil e cujas áreas de influência abrangem mais de a metade da demanda de derivados no País. Uma diferença com relação ao projeto anterior é que só lhe foi dada publicidade após a aprovação da Resolução no.9/2019 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), dando diretrizes para a venda conjunta de refinarias e ativos logísticos associados, e da assinatura entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a Petrobras de um Termo de Cessação de Conduta de Prática (TCC) – que estabelece inclusive um prazo máximo para a conclusão da operação.

Soma-se a esse movimento, também como estratégia da Petrobras, as vendas do controle da BR Distribuidora e da totalidade das ações da Liquigas ensejando-se, assim, não só a desconcentração do refino de petróleo e da infraestrutura logística associada, operada pela Transpetro, subsidiária integral da Petrobras, como também a desverticalização de todo o conglomerado estatal, com implicações para competição empresarial em todo o chamado *downstream* e para a segurança do abastecimento, uma vez que em casos de crises a Petrobras sempre se mostrou capaz de articular operacionalmente os seus diversos ativos envolvidos no suprimento de derivados de petróleo para o mercado nacional.

Em síntese, o que chamamos aqui de reforma patrimonial do refino é na verdade o gatilho de uma transformação mais profunda na jusante da indústria petrolífera brasileira, envolvendo a produção, importação, movimentação e distribuição de derivados de petróleo.

É importante mencionar que, a partir de 2016, a Petrobras passou a adotar, de forma contínua, uma prática de alinhamento de preços dos derivados de petróleo às cotações internacionais e às variações cambiais no curtíssimo prazo. A consequente transmissão das volatilidades de ambas as variáveis para os preços finais aos consumidores vem gerando reações por parte de diversos públicos de interesse. Neste contexto, o futuro das práticas de preços desses produtos no mercado brasileiro se tornou uma questão-chave para os analistas financeiros e para os potenciais investidores, já que o principal risco que se aponta neste sentido é que mudanças na orientação das políticas de governo, na conduta dos órgãos reguladores e na estratégia da própria Petrobras interfiram ou ameacem a lógica de preços de mercado considerada nas decisões de investimento.

A principal expectativa com relação à reconfiguração patrimonial do refino é que se estabeleça e intensifique a competição entre os refinadores, através da prática de preços justos, da oferta de produtos e níveis de serviço de qualidade e do estímulo à inovação.

A questão que surge aqui é que, apesar da possibilidade de venda de 50% da capacidade de refino do País hoje controlada pela Petrobras, os efeitos da concorrência devem ser avaliados não só a nível nacional, como também regional e localmente, observando às seguintes características estruturais do setor: (i) diversidade das condições competitivas e das cadeias de valor nos mercados relevantes de cada derivado de petróleo *per se* ; (ii) dispersão geográfica dos ativos de refino, com áreas de influência bem definidas para cada um deles e competição potencialmente limitada às fronteiras dessas áreas e às importações onde a infraestrutura logística independente (ou seja, controlada por operadores logísticos não integrados) permitir uma escala mínima de movimentação; (iii) complementaridade dos perfis de produção das refinarias desinvestidas que antes faziam parte de um todo integrado, pelo menos no curto prazo, até que os novos refinadores façam investimentos em adequação dos respectivos parques; (iv) integração vertical, que é a lógica natural da indústria do petróleo, caso os compradores atuem nas atividades de distribuição e importação de derivados de petróleo.

Pelos marcos regulatórios vigentes para o regime de *open access* de terminais e dutos de petróleo e derivados, o proprietário desses ativos logísticos tem prioridade na reserva de capacidade dos mesmos e a empresa operadora, que deve ser obrigatoriamente subsidiária da detentora dos

ativos de refino, administra e determina as tarifas para os terceiros interessados em utilizar a infraestrutura logística. A questão que se apresenta é que, como a Petrobras está desinvestindo as refinarias e os ativos logísticos associados a elas, a estrita supervisão pelos órgãos reguladores (ANP, em especial) se torna crítica para garantir o livre acesso de terceiros (outros refinadores e importadores) e evitar vantagens competitivas indevidas para os proprietários da infraestrutura logística associada às refinarias.

Como corolário das questões anteriores, o aumento da presença de operadores logísticos independentes, por meio do ganho da concessão de terminais portuários de combustíveis existentes atualmente em portos públicos ou por meio do investimento em novos ativos, é crítica para aumentar a competição no mercado de derivados de petróleo, seja através da importação, seja através do aumento da oferta de modais mais baratos como a cabotagem marítima e fluvial e o dutoviário; deve-se considerar que esta questão está relacionada com a consecução de uma política governamental mais ampla que efetivamente destrave os investimentos privados na infraestrutura logística do País como um todo.

Por fim, mas não menos importante, vem a questão da garantia do abastecimento dos mercados de derivados de petróleo, objetivo precípuo de todas as políticas energéticas nacionais e supranacionais, como no caso da União Européia. No Brasil, historicamente, tal função em termos operacionais vem sendo desempenhada pela Petrobras desde a sua criação, obviamente de comum acordo com as diversas agências reguladoras que se sucederam (CNP, DNC e ANP). A Petrobras foi exitosa em evitar crise graves de suprimento de derivados de petróleo na medida em que estava presente em todo o território nacional e ao longo de toda cadeia de suprimentos, capaz de articular os ativos sob seu controle de forma otimizada.

No cenário de reorganização patrimonial do refino e, de forma mais ampla, de transformação competitiva de todo o *downstream* de petróleo no País, cabe ao CNPE e à ANP atribuir responsabilidades a todos os atores da cadeia de suprimento e definir fontes de financiamento para a manutenção de estoques estratégicos de derivados de petróleo, além dos estoques comerciais e de segurança a cargo dos diferentes atores de mercado.

No caso da Petrobras, há que se considerar, por um lado, que toda empresa estatal, pública ou de economia mista, tem a obrigação legal exercer uma função social de realização do interesse coletivo ou de atendimento à segurança nacional, conforme definido recentemente pela Lei 13.303/2016; por outro lado há que se definir mecanismos de governança adequados e claros para que a empresa possa ainda exercer, de forma eficiente e eficaz, uma função social em prol da garantia do abastecimento de derivados de petróleo, uma vez que estará concentrada em ativos de refino e logística nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro e desverticalizada na distribuição, ao mesmo tempo tendo que responder empresarialmente às dinâmicas competitivas e gerar valor para seus acionistas.

De acordo com o Anuário Estatístico ANP 2020, em 2019 as vendas de GLP pelas distribuidoras foram de 13.209 mil m^3 e a oferta total desse produto foi de 13.371 mil m^3, sendo 54% oriunda das refinarias; 18% das unidades de processamento de gás natural (UPGNs), 1% das centrais petroquímicas e 27%

a partir de importações. Considerando que só as refinarias e UPGNs da Petrobras produzem GLP e que só a empresa estatal detém a infraestrutura de logística primária para importar o GLP, pode-se dizer que na prática a Petrobras foi, naquele ano, responsável pelo abastecimento desse produto.

Tal perfil das fontes de suprimento que contribuem para a oferta total vem se mantendo relativamente constante na última década, com ligeiras alterações a partir de 2016 em função, principalmente da prática de preços alinhados aos mercados internacionais, ao aumento da capacidade e do processamento de gás natural das UPGNs e maior atratividade das importações com relação ao passado como mostra o gráfico 1.

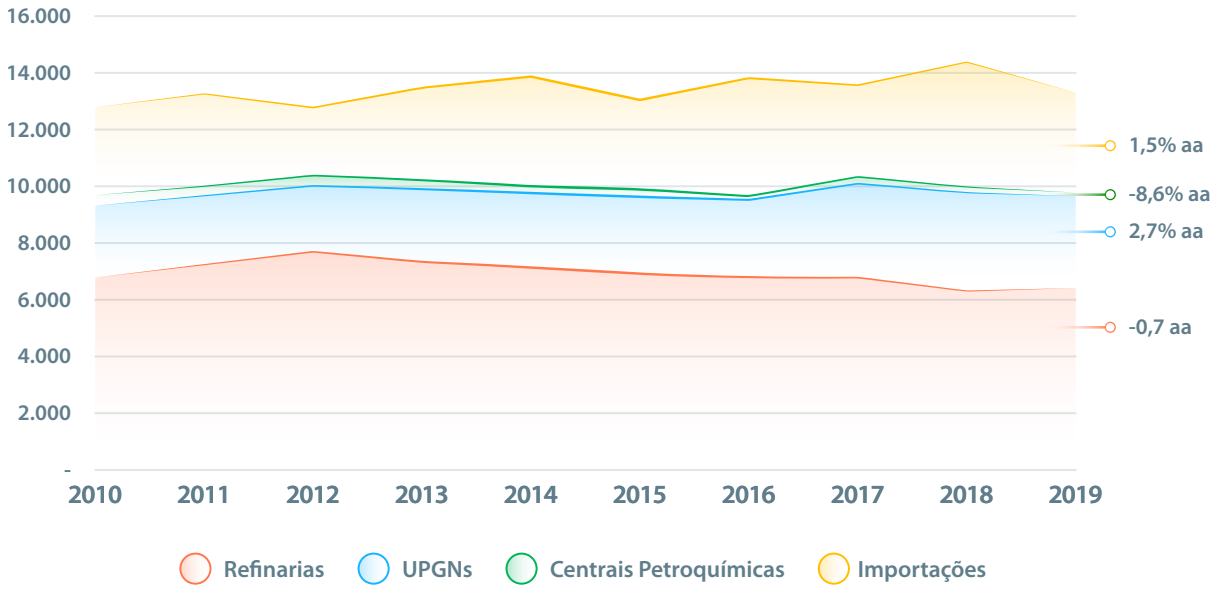
Como já avaliado nos Capítulos anteriores, o ano de 2020, em função da pandemia da Covid-19, alterou significativamente o perfil de demanda de derivados de petróleo em geral e do GLP em particular, cabendo mais adiante aprofundar quão estruturais serão estas mudanças. Contudo, para fins de uma análise preliminar dos impactos para oferta de GLP advinda da reconfiguração patrimonial e refino e do conjunto do *midstream* / *downstream*, esses dados fornecem um bom ponto de partida.

Da mesma forma que o anterior, o gráfico 2 apresenta a evolução do perfil da oferta total de derivados de petróleo no mercado brasileiro. Aqui podem ser notadas mudanças mais significativas, como reversão da tendência de crescimento dos mercados dos derivados devida às seguidas retrações da economia a partir de 2015 e a redução da participação das refinarias com a mudança da prática de preços da Petrobras já citada, aumentando a competitividade dos outros fornecedores internos (UPGNs e centrais petroquímicas) e, principalmente, das importações feitas não só pela Petrobras, mas também por terceiros.

A oferta nacional de GLP no Brasil é composta pela produção realizadas nas refinarias nacionais, pela importação e também pela produção das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs). As UPGNs são unidades industriais muito mais simples do que as refinarias e tem como objetivo separar do gás natural processado a fase gasosa, gás seco (ou seja, o gás pronto para ser transportado, distribuído e comercializado para seus diversos usos) e eventualmente etano, da fase líquida, que novamente é separada em GLP, propano e C5+ (ou gasolina natural, geralmente incorporada às cargas das refinarias e das centrais petroquímicas). Portanto, as UPGNs são projetadas e operadas visando maximizar a produção de gás seco. Da mesma forma que as refinarias, o FUT e o rendimento do gás natural processado em gás seco são os principais macroindicadores da economicidade desses ativos; neste caso a fase líquida extraída, principalmente o GLP são considerados subprodutos e não coprodutos como ocorre nas refinarias.

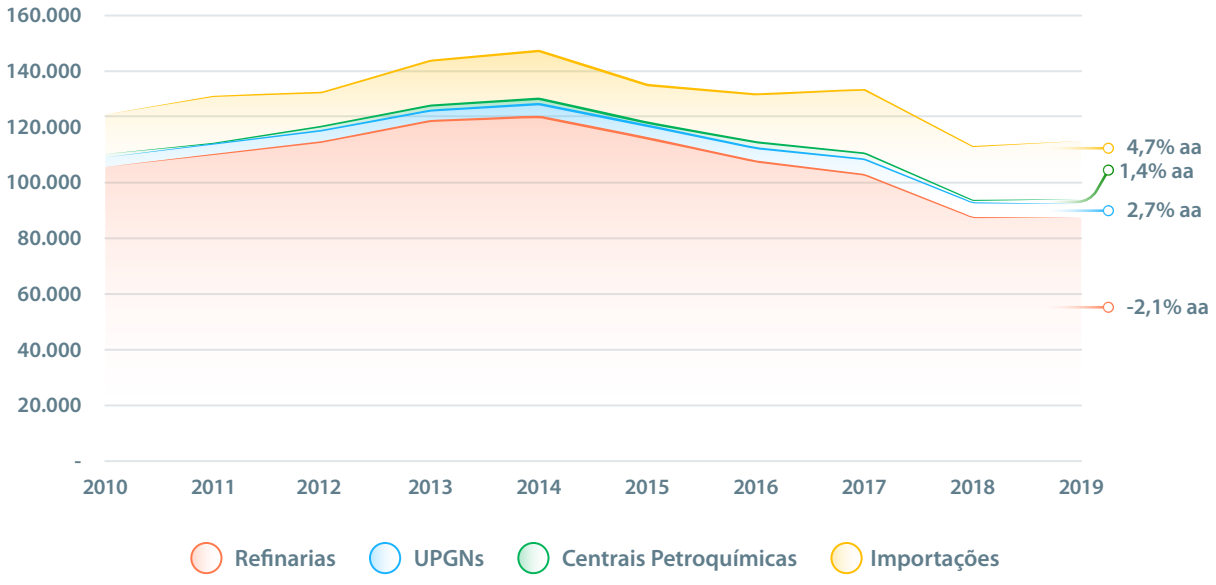
Terminando de passar em revista as fontes de suprimento de GLP para o mercado brasileiro, cabe ressaltar que a Petrobras tem sido, de longa data, a única responsável pelas importações desse produto, por dois motivos principais: o primeiro, porque ela é o único agente econômico que dispõe de capacidade de logística primária para movimentar e armazenar em terminais marítimos próprios e arredados; segundo, porque só a partir de 2016 é que veio a praticar preços alinhados com o mercado internacional para o GLP a granel e,em 2018, tal prática foi estendida para o produto destinado ao envasilhamento do botijão de 13kg.

Gráfico 1 – Oferta Total (mil m³) – 2010–2019



Fonte: Anuário Estatístico ANP 2020

Gráfico 2 – Derivados de Petróleo: Oferta Total (mil m³) – 2019–2019



Fonte: Anuário Estatístico ANP 2020

As tabelas A-1 e A-2, em anexo, apresentam os macroindicadores operacionais das refinarias e UPGNs (capacidade nominal, carga processada, FUT e perfil de produção), referentes ao ano de 2019,

segundo o Anuário Estatístico da ANP de 2020; a tabela A-3, também em anexo, mostra a capacidade dos terminais de GLP, aquaviários e terrestres, também para o mesmo período. Nas três tabelas, os ativos da Petrobras estão segmentados entre aqueles que vão permanecer sob o controle da empresa e os que vão ser desinvestidos de acordo com seus planos de negócios e atualizados à medida que os processos vão sendo oficialmente anunciados por ela.

Embora os processos de desinvestimento encerrem algumas incertezas, inclusive quanto aos prazos para sua concretização, é razoável supor que esse corte adotado com relação aos ativos de refino, de processamento de gás natural e de infraestrutura logística venha refletir as novas participações da Petrobras na oferta interna de GLP.

A Tabela 1 abaixo detalha o balanço de oferta x demanda de GLP a nível regional, também considerando os dados da ANP de 2019. Uma vez concluídos os desinvestimentos, toda a oferta da Petrobras, seja pelas refinarias, seja pelas UPGNs, estará concentrada na região SE, em montante superior às vendas, gerando um excedente cujo destino natural é o abastecimento da região CO, que continuará apresentando um déficit. Cabe notar que é justamente na região SE que existe a maior oferta de capacidade de armazenamento. Os maiores déficits ocorrem nas, respectivamente, nas regiões NE e S, enquanto a região N se mostra marginalmente equilibrada.

Tabela 1 – Balanço de Oferta x Demanda de GLP – 2019

	Refinarias				UPGNs			Oferta Interna Total				Vendas	Excedente / Falta
	Petrobras		Privadas	Total	Petrobras		Total	Petrobras		Privadas	Total		
	Mantidos	Desinvestidos			Mantidos	Desinvestidos		Mantidos	Desinvestidos				
BRASIL	4.199.699	3.041.710	34.471	7.275.880	1.509.832	984.237	2.494.069	5.709.531	4.025.947		9.769.949	13.208.920	- 3.438.971
Região N	–	74.761	–	74.761		797.638	797.638	–	872.399	–	872.399	813.950	58.449
Região NE	–	1.039.198	–	1.039.198	–	186.599	186.599	–	1.225.797	–	1.225.797	3.203.870	- 1.978.073
Região SE	4.199.699	579.971	–	4.779.670	1.509.832	–	1.509.832	5.709.531	579.971	–	6.289.502	5.740.490	549.012
Região S	–	1.347.780	34.471	1.382.251	–	–	–	–	1.347.780	34.471	1.382.251	2.311.080	- 928.829
Região CO	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1.139.530	- 1.139.530

	Terminais												
	Aquaviários							Terrestres					Total
	Uso Privativo			Portos Públicos			Total	Transpetro/Petrobras			Outros OLs	Total	
	Transpetro/Petrobras		Total	Transpetro	Outros OLs	Total							
	Mantidos	Desinvestidos						Mantidos	Desinvestidos	Total			
BRASIL	186.275	72.820	259.095	125.940	8.974	134.914	394.009	45.744	16.323	62.067	17.213	79.280	473.289
Região N	–	19.610	19.610	9.535	1.358	10.893	30.503	–	–	–	–	–	30.503
Região NE	–	53.210	53.210	23.871	5.000	28.871	82.081	–	9.783	9.783	–	9.783	91.864
Região SE	186.275	–	186.275	83.002	–	83.002	269.277	15.898	–	15.898	15.096	30.994	300.271
Região S	–	–	–	9.532	2.616	12.148	12.148	–	6.540	6.540	2.117	8.657	20.805
Região CO	–	–	–	–	–	–	–	29.846	–	29.846	–	29.846	29.846

Fonte: ANP

No ano de 2019, mais de 25% das vendas foi atendido por importações feitas pela Petrobras, de forma otimizada, articulando seus ativos de produção e logística. A questão que surge agora, e que será crucial a médio e longo prazos, é como esse sistema deverá funcionar no novo mercado de GLP que advirá após a conclusão dos investimentos feitos pela Petrobras.

11.5 Questões-chave de Longo Prazo da Restruturação do Refino

O objetivo deste Capítulo foi levantar questões qualitativas que, em trabalhos futuros, podem ser mais discutidas e detalhadas.

Tal como mencionado, a mudança estrutural no segmento de refino no Brasil se dá num contexto de transição energética e de grandes alterações na distribuição geográfica da capacidade mundial de refino.

No caso brasileiro, em particular, duas questões merecem destaque. A primeira delas diz respeito a como os agentes de mercado irão tomar suas decisões. Não há dúvida de que a Petrobras continuará buscando maximizar seu resultado operando seus ativos de forma integrada, como tem feito historicamente, com mais sentido ainda já que na região SE suas refinarias, UPGNs e infraestruturas logísticas estão fisicamente interligadas. Em contrapartida, os compradores das refinarias que estão sendo desinvestidas vão objetivar maximizar o resultado de cada uma delas, potencialmente gerando um perfil de produção diferente do que realizado hoje em cada uma delas, o que pode tanto aumentar com reduzir a oferta local de GLP.

Na ausência de um agente dominante em todo mercado, pode-se pensar que os refinadores, Petrobras inclusive, podem usar de contratos comerciais para entre si equilibrarem os respectivos excedentes ou déficits de seus produtos. Uma outra possibilidade – e isso a mais longo prazo – é que naturalmente venha a ser criado um mercado spot onde refinadores e importadores colocam suas ofertas, com o benefício de uma maior transparência de preços.

A segunda questão trata de como a oferta de GLP pode ser ampliada e para isso é importante ter como cenário se o aumento da taxa de crescimento da demanda de GLP vis-à-vis o decréscimo da taxa de crescimento dos combustíveis automotivos, diesel principalmente, como ocorreu nos últimos anos, é uma tendência consolidada para o futuro próximo ou não: isso porque, é a demanda de diesel que puxa a carga processada nas refinarias.

No curto prazo, como as refinarias brasileiras estão com o FUT baixo, há espaço para aumentar a oferta de GLP no contexto de uma recuperação geral da economia e do consumo dos derivados de petróleo em geral. Aumentos de rendimento de GLP para atender a uma aceleração da sua demanda com relação à do diesel, só poderão ocorrer a médio prazo na medida em que os refinadores façam *revamps* em suas unidades, o que pode vir a ser uma oportunidade para os adquirentes dos ativos nas regiões NE e S (como mostra a tabela A-1, os rendimentos médios de GLP das refinarias em desinvestimento são menores do que as que serão mantidas pela Petrobras). Mais adiante, um aumento da oferta de GLP na região NE poderá advir da conclusão do segundo trem da Rnest).

Mais promissor ainda tende a ser o aumento da oferta de GLP a partir das UPGNs, mesmo a curto prazo, uma vez os ativos existentes contam com significativa capacidade ociosa. A médio prazo

e longo prazos, a entrada em operação da UPGN do Comperj e o estímulo à toda a cadeia do gás natural, com a aprovação do novo marco regulatório tendem a alterar estruturalmente o quadro de déficit da oferta interna de GLP. A questão aqui é que a participação da região SE na oferta interna cresce junto.

Esse ponto traz de volta a questão das discrepâncias regionais da infraestrutura logística, principalmente dos terminais marítimos, que precisa ser tratada tanto no curto, quanto no longo prazo. De imediato, ou seja, concluídos os desinvestimentos, como deverão ser programadas as importações e cabotagens de forma otimizada para reduzir o custo do suprimento de GLP para a sociedade brasileira? A longo prazo, como e por quem serão feitos os investimentos para aumentar a capacidade dos terminais? A esse respeito, caberá aprofundar, em outra oportunidade e novos estudos, o papel de operadores logísticos independentes e a priorização de novos terminais portuários de GLP na agenda de concessões de terminais em portos públicos e de autorizações de terminais de uso privativo.

Anexos

Tabela A-1

	Capacidade nominal	Carga Processada	FUT	Produção	Perfil de Produção							
	mil barris/dia			mil m³	GLP	Gasolina A	QAV	Óleo Diesel	Óleo Combustível	Nafta	Outros Energéticos	Outros Não Energéticos
Brasil	2.411	1.751	76%	104.271	7,0%	22,9%	5,8%	39,2%	11,3%	4,3%	0,0%	9,4%
Petrobras	2.376	1.723	76%	102.590	7,1%	22,3%	5,9%	39,5%	11,4%	4,4%	0,0%	9,5%
Mantidos	1.179	892	80%	54.978	7,6%	22,8%	7,8%	35,9%	9,6%	5,3%	0,0%	11,0%
Replan	434	330	80%	19.973	6,7%	24,1%	7,0%	42,8%	4,9%	3,2%	0,0%	11,3%
Reduc	252	192	80%	12.687	10,6%	15,1%	10,3%	23,5%	15,5%	10,4%	0,0%	14,5%
Revap	252	187	78%	11.415	7,2%	21,7%	14,0%	28,1%	13,2%	8,3%	0,0%	7,5%
RPBC	179	133	78%	7.684	5,8%	29,0%	0,0%	46,6%	8,4%	0,0%	0,0%	10,1%
Recap	63	50	83%	3.219	7,9%	33,6%	0,0%	43,8%	5,0%	0,0%	0,0%	9,7%
Desinvestidos	1.197	831	73%	47.612	6,4%	21,7%	3,7%	43,6%	13,4%	3,3%	0,0%	7,8%
Rlam	377	226	63%	12.279	6,7%	22,0%	2,4%	35,3%	27,3%	2,7%	0,0%	3,6%
Refap	220	144	69%	8.015	7,2%	25,7%	2,3%	50,0%	4,1%	4,2%	0,0%	6,5%
Repar	214	169	83%	10.076	7,7%	27,1%	2,5%	46,2%	5,1%	0,0%	0,0%	11,4%
Regap	166	139	88%	8.196	7,1%	25,2%	8,4%	45,1%	4,3%	0,0%	0,0%	10,0%
Rnest	115	83	76%	4.898	2,3%	0,0%	0,0%	65,9%	7,1%	14,6%	0,0%	10,1%
Reman	46	32	72%	1.841	4,1%	35,6%	9,3%	27,8%	8,3%	9,6%	0,0%	5,3%
RPCC	45	32	75%	1.939	5,3%	5,9%	9,1%	15,7%	64,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Lubnor	10	7	72%	369	0,0%	0,0%	0,0%	11,0%	31,2%	0,0%	0,0%	57,8%
Fast/Rlam	4	-	0%	-								
Outros Refinadores	34	28	86%	1.681	2,1%	62,2%	0,0%	24,2%	7,9%	0,1%	0,1%	3,4%
Riograndense	17	15	96%	951	3,6%	42,8%	0,0%	42,8%	7,3%	0,0%	0,2%	3,3%
Manguinhos	10	11	114%	624	0,0%	99,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%		0,0%
Univen	5	-	0%	-								
Dax Oil	2	2	90%	106	0,0%	15,7%	0,0%	0,0%	60,1%	0,0%	0,0%	24,2%

Fonte: Anuário Estatístico da ANP de 2020

Tabela A-2

	Capacidade nominal	GN Processado	FUT	Produção	Perfil de Produção				
	MM m³ / dia estado gasoso			mil bep	Gás Seco	Etano	GLP	C5+	Propano
Brasil	107,2	63,4	59,1%	122.856	80,0%	1,1%	11,7%	4,5%	2,8%
Petrobras	107,2	63,4	59,1%	122.856	80,0%	1,1%	11,7%	4,5%	2,8%
Mantidos	73,3	42,0	57,3%	83.322	52,6%	1,1%	7,9%	3,5%	2,7%
Caraguatatuba	20,0	14,7	73,5%	27.791	86,3%	0,0%	7,8%	5,9%	0,0%
Cabiúnas	25,2	19,7	78,3%	32.337	91,7%	0,0%	5,8%	2,4%	0,0%
Cacimbas	18,1	4,9	27,1%	10.631	70,1%	0,0%	24,2%	5,6%	0,0%
Reduc	5,0	1,6	32,0%	10.558	16,5%	12,6%	28,4%	10,9%	31,7%
RBPC	2,5	0,5	20,0%	987	84,7%	0,0%	2,3%	12,9%	0,0%
Sul Capixaba	2,5	0,6	24,0%	1.017	96,1%	0,0%	0,0%	3,9%	0,0%
Desinvestidos	34,0	21,4	63,0%	39.534	84,9%	0,0%	11,8%	3,0%	0,2%
Urucu	12,2	12,4	101,6%	23.971	82,4%	0,0%	14,7%	2,9%	0,0%
Est. Vandemir Ferreira	6,0	3,3	55,0%	6.117	98,7%	0,0%	0,0%	1,3%	0,0%
Guamaré	5,7	1,4	24,6%	2.746	79,0%	0,0%	16,3%	4,6%	0,0%
Atalaia	3,0	0,8	26,7%	1.531	85,0%	0,0%	11,7%	4,3%	0,0%
Candeias	2,9	2,3	79,3%	2.851	79,1%	0,0%	11,8%	5,9%	3,2%
Santiago	2,0	-	0,0%	-					
Alagoas	1,8	1,2	66,7%	2.318	88,8%	0,0%	8,4%	2,8%	0,0%
Lubnor	0,4	-	0,0%	-					

Fonte: Anuário Estatístico da ANP de 2020

Tabela A-3

Capacidade de Terminais de GLP (m³)													
	Aquaviários							Terrestres					
	Uso Privativo			Portos Públicos			Total	Transpetro/Petrobras			Outros OLs	Total	Total
	Transpetro/Petrobras		Total	Transpetro	Outros OLs	Total							
	Mantidos	Desinvestidos						Mantidos	Desinvestidos	Total			
BRASIL	186.275	72.820	259.095	125.940	9.974	134.914	394.009	45.744	16.323	62.067	17.213	79.280	473.289
Aracruz - Barra do Riacho	107.887		107.887				107.887						107.887
Ilha Redonda	78.388		78.388				78.388						78.388
Madre de Deus		53.210	53.210				53.210						53.210
Coari - Solimões		19.610	19.610				19.610						19.610
Santos - Alemoa				83.002		83.002	83.002						83.002
Ipojuca / Suape				15.898		15.898	15.898						15.898
Belém - Miramar				9.535		9.535	9.535						9.535
Paranaguá				9.532		9.532	9.532						9.532
Itaqui				7.973		7.973	7.973						7.973
Ipojuca/Suape - Tequimar					5.000	5.000	5.000						5.000
Rio Grande - Braskem					2.616	2.616	2.616						2.616
Santarém - Fogás					1.358	1.358	1.358						1.358
Senador Canedo								20.318		20.318		20.318	20.318
Brasília								9.528		9.528		9.528	9.528
Uberlância								9.518		9.518		9.518	9.518
Barueri								6.380		6.380		6.380	6.380
Itajaí									6.540	6.540		6.540	6.540
Itabuna									4.798	4.798		4.798	4.798
Jequié									4.985	4.985		4.985	4.985
Santo André - Utingas										-	12.515	12.515	12.515
Betim - Supergasbras										-	2.581	2.581	2.581
Araucária - Utingas										-	2.117	2.117	2.117

Fonte: Anuário Estatístico da ANP de 2020

Capítulo 12

O Mercado de GLP pós COVID na América Latina: especificidades nacionais e instrumentos de política[1]

Aldren Vernersbach

Helder Queiroz Pinto Jr.

12.1 Introdução

Nos Capítulos anteriores, os estudos aqui apresentados destacaram a evolução de diferentes aspectos operacionais, econômicos e regulatórios do mercado do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) no Brasil. Cabe notar, entretanto, que o GLP é um combustível de notável importância socioeconômica nos demais países da América Latina (AL), com uma demanda consolidada em variados segmentos. O GLP possui mercados distintos e com diferentes dimensões em cada país da região. Contudo, a sua relevância permanece semelhante em todos eles, em decorrência da versatilidade de seu uso, fácil movimentação, custo reduzido em comparação a outras fontes energéticas e baixa emissão de carbono (CO_2).

O uso disseminado do GLP na região é caracterizado pelas diferentes aplicações nas economias locais. Desse modo, a sua inserção ocorre de forma particular nas matrizes energéticas e nas

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada da Nota Técnica 10/2021, elaborada em outubro de 2021, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

matrizes residenciais dos países latino-americanos. Destaque deve ser dado à sua utilização como energético residencial, integrando a cesta básica de produtos consumidos pelas famílias ao longo de décadas em alguns países, como, Brasil, Equador, Peru, México e Argentina.

Em 2020, a eclosão da pandemia de COVID-19 afetou toda a economia global e, especificamente, o mercado de energéticos de forma distinta, uma vez que as fontes de energia estão na base da execução de inúmeras atividades econômicas. O mercado de GLP sofreu os impactos das mudanças na execução das atividades econômicas e sociais provocados pela crise, com rebatimentos diretos no desempenho da economia.

Este Capítulo pretende, ainda que de forma sumária e preliminar, traçar um rápido panorama dos mercados de GLP em alguns países da AL. Vale sublinhar que, em decorrência dos diferentes reflexos da pandemia sobre o consumo de GLP na AL, é importante discutir as circunstâncias e lições oriundas das reações de seu mercado, em face do período atípico. Diante dessa necessidade, ainda mais latente perante a dependência do GLP como fonte de energia dominante nos lares de muitos países da região, inclusive no Brasil, esta nota técnica pretende examinar os mercados regionais mais destacados, nos quais as bases de informações disponíveis permitiram aportar alguns elementos de análise comparativa.

Isto posto, o presente Capítulo se concentrará nos casos do Brasil, Argentina, Colômbia e México, países que possuem um mercado de GLP de diferentes dimensões e variações na formatação de uso do produto. A intenção é apontar consonâncias e contrapontos na relação entre o consumo, políticas para o GLP e políticas socioeconômicas anticrise criadas no período pandêmico mais grave. Logo, o foco será o exame dos efeitos da pandemia no setor de GLP e das políticas que, de alguma maneira, causaram rebatimentos em seu mercado nos países mencionados.

Após esta introdução, a primeira seção irá tratar do mercado de GLP na América Latina, destacando a sua inserção na matriz energética de países da região e condições de sua utilização. A seção dois abordará, num primeiro momento, os efeitos provocados pela pandemia no mercado de combustíveis, destacando o de GLP e, na sequência, irá discutir a relação entre as políticas específicas para o GLP e as políticas socioeconômicas promovidas, durante a pandemia, nos países selecionados: Brasil, Argentina, México e Colômbia.

12.2 O mercado de GLP na América Latina: um breve panorama

O GLP é um combustível de alta participação na matriz energética residencial de países em desenvolvimento. O seu fácil manuseio também contribui para a universalização de seu uso em localidades remotas, proporcionando o acesso a uma fonte de energia para atividades básicas cotidianas. Do total de GLP consumido no mundo, cerca de 9,07 % é demandado pela América Latina

(WLPGA, 2019). Um caso emblemático de relevância do GLP é o Equador, onde o mesmo responde por 85 % da matriz energética residencial[2].

Assim, o GLP se torna uma alternativa de fonte de energia eficiente, uma vez que tais nações são economicamente caracterizadas pelas restrições de renda da população e limitações infraestruturais de logística para a movimentação de outras fontes energéticas e garantia de sua acessibilidade, como, o gás natural. O seu uso se dá principalmente na cocção e transporte, atividades essenciais e que exigem segurança e acesso facilitado a um energético, principalmente em centros urbanos, como, as grandes metrópoles latino-americanas.

Na América Latina, os usos do GLP variam conforme a regulação específica de cada país, que define: (i) utilizações permitidas; (ii) padrões de qualidade e segurança; e (iii) modelo de mercado (formatos de venda e uso da marca). Essas particularidades delimitam o mercado do produto, pois enquadram a sua demanda, além de afetarem a dinâmica de sua cadeia.

No México, o gás liquefeito de petróleo é muito utilizado nas residências, tendo uma participação próxima de 55 % na matriz energética residencial do país. Vale ressaltar que a fonte também tem grande inserção na mobilidade urbana e rural, sendo um dos combustíveis automotivos (autogás) de uso disseminado nas grandes cidades mexicanas, colocando o México como o 7° maior consumidor de GLP na mobilidade (WLPGA, 2019). Quanto à oferta total de GLP mexicana, cerca de 50% são provenientes de importação (AIGLP, 2018a; AIGLP, 2018b).

Desse modo, no caso mexicano, a regulação do setor conduziu o desenvolvimento de uma importante infraestrutura e logística para a distribuição e abastecimento do derivado no país, considerando a permissão do seu uso também no transporte. A malha dutoviária é formada por 4 dutos com 2.043,62 km de extensão e capacidade total para transportar 333 milhões/barris de GLP [3] (CRE, 2021). Além disso, em seu modelo de mercado é permitida a venda de GLP sem a especificação da marca da distribuidora, o que implica em questões ligadas à rastreabilidade do produto e custos de fiscalização da qualidade e segurança. Tais traços da regulação do mercado acabam determinando os padrões de segurança e modelam as relações entre consumidores e distribuidores de GLP no México.

Já no Brasil, o uso do GLP é mais restrito, sendo vedada a sua utilização em motores automotivos (BRASIL, 1991). Com isso, a aplicação do combustível concentra-se nas residências brasileiras, com participação de aproximadamente 27 % na matriz residencial do país e 3,3 % na matriz geral (EPE, 2020; 2021).

O consumo de GLP nas residências do Brasil responde por aproximadamente 80 % do consumo total do derivado. Ressalte-se que mesmo sendo proibido o uso em outras aplicações, existem discussões acerca do tema, enquanto a limitação de uso em atividades industriais ainda exige meios de

2. Apesar da importância do GLP na matriz do Equador, o mercado do país não será aqui analisado, pois caracteriza-se como um monopólio estatal, com política de controle de preços e ampla política de subsídios, o que o torna incompatível com o objetivo de análise deste Capítulo.

3. O México possui uma capacidade de armazenamento de 5,574 bilhões de barris de GLP em 34 locais; 3 dutos de distribuição; 1.156 plantas de distribuição; e 3.628 estações de abastecimento (CRE, 2021).

garantia de maior oferta, usos variados e a própria consolidação da adoção do energético como uma alternativa de energia [4] (EPE, 2020).

No caso da Argentina, autossuficiente em GLP, a aplicação do derivado ocorre majoritariamente no segmento doméstico, com sua participação na matriz energética residencial alcançando cerca de 41 % (AIGLP, 2018). O uso do GLP se dá de forma conjunta com o gás natural, um energético concorrente na zona onde existe a malha nacional de gasodutos.

Tal configuração gera a competição no fornecimento (distribuição) e também torna o mercado de GLP circunscrito e condicionado à disponibilidade, economicidade do gás natural e acesso à sua rede de distribuição, já amplamente desenvolvida no país. Vale frisar que, como no México, o combustível pode ser utilizado na mobilidade, contudo, a sua inserção na matriz de transporte argentina ainda é diminuta.

Na Colômbia, o GLP tem participação de 8 % na matriz energética residencial. Todavia, existem outras aplicações permitidas para o combustível, um resultado da política de diversificação da matriz e acesso aos energéticos no país (AIGLP, 2018). Assim, como nos casos do México e Argentina, o uso do GLP passou a ser permitido na mobilidade automotiva – uso veicular (AutoGLP) – a partir do ano de 2020, além da permissão de uso no transporte aquaviário fluvial (NautiGLP) (MME COLÔMBIA, 2020; GASNOVA, 2020a).

Essas novas possibilidades de aplicação proporcionam automaticamente a expansão do mercado do produto no país, podendo criar demandas variadas aos produtores e distribuidores de GLP. Logo, é possível que o mercado colombiano passe a registrar uma trajetória de crescimento do consumo em diferentes segmentos econômicos, em face da competição do GLP com outros combustíveis em suas novas aplicações energéticas.

Quanto às particularidades do mercado latino-americano, cabe sublinhar que o enchimento fracionado de cilindros de GLP é proibido nos países aqui analisados. Na AL, o Paraguai é o único país a permitir que os recipientes sejam abastecidos pelos consumidores de forma fracionada em estações (AIGLP, 2018b). A proibição desse tipo de venda na maioria dos países se baseia na fragilidade da segurança nesse modelo, elevados custos regulatórios para a fiscalização, obstáculos a uma dinâmica mais fácil de transporte de seus recipientes e custos econômicos.

Essas distinções entre os mercados de GLP na América Latina ocorrem em virtude da regulação aplicada ao setor, o que determina os seus usos e as regras de manejo do combustível. Além disso, o mercado de GLP ainda é condicionado à disputa com outras fontes de energia. O gás natural é um produto concorrente do GLP, o que torna a disponibilidade de sua infraestrutura de transporte e distribuição um fator que restringe ou favorece o uso do GLP em residências e no segmento comercial.

4. Está em tramitação na Câmara dos Deputados brasileira o Projeto de Lei nº 5.073/20, uma proposta de ampliação dos usos do Gás Liquefeito de Petróleo, visando permitir variadas aplicações do combustível (BRASIL, 2020).

Pode-se observar ainda que a inserção do GLP nas matrizes energéticas da América Latina e a regulação do seu uso são fatores definidores da configuração do seu mercado, da sua dimensão e da diversificação dos segmentos intramercado na região. Portanto, ao longo do período de maior crise pandêmica, os efeitos sobre os mercados de GLP nos países analisados se deram em consonância à aplicação permitida do GLP.

Isto posto, a lógica do setor indica que mercados mais concentrados na utilização do combustível no segmento residencial podem ter registrado aumento no consumo. Já em mercados onde o uso também é permitido na mobilidade, podem ter sido registradas quedas ou estabilidade no consumo.

Seguindo o sentido dessa análise, e considerando ainda a importância da manutenção do acesso ao GLP com fins de garantia da segurança energética, serão analisados na seção seguinte os dados acerca do nível de demanda (vendas) e sua relação com políticas sociais e anticrise, concebidas pelos governos dos países selecionados para exame nesta Nota Técnica.

12.3 Efeitos da pandemia e respostas de políticas: rebatimentos no mercado de GLP

A pandemia criou uma crise global sistêmica, afetando diretamente alguns setores econômicos, ao exigir a paralisação abrupta de suas atividades e, indiretamente outros, por promover um efeito irradiador na economia, gerando a queda na demanda de inúmeros bens e insumos consumidos por variadas indústrias.

A demanda por energia teve queda de -5 % em 2020. Já a demanda por petróleo diminuiu 8 % (IEA, 2020). No caso do setor de combustíveis, os reflexos da pandemia de COVID-19 se deram de maneira diferenciada, posto que os diferentes mercados de combustíveis têm estruturas e usos multivariados. Sendo assim, os mercados dos combustíveis utilizados na mobilidade foram os mais afetados ao longo da crise, com grandes reduções do consumo em função do avanço das restrições de locomoção para controlar o contágio global.

O consumo de gasolina e diesel registraram quedas sucessivas ao longo do período mais alarmante da pandemia. No Brasil, houve uma redução de -13,3 % nas vendas de gasolina na comparação do mês de abril 2019-2020. Entre fevereiro-junho de 2020 a queda foi de -11,7 %. Já o diesel teve uma diminuição de -13,9 % no seu consumo em abril de 2020 comparado a abril de 2019 (ANP, 2021b).

Os efeitos também foram sentidos no setor de biocombustíveis, como, no mercado de etanol, usado na mobilidade. As suas vendas em abril de 2020 tiveram queda de -33,4 % quando comparadas a abril de 2019. Entre fevereiro-junho de 2020 a queda foi de -24,6 %, indicando o efeito do isolamento social sobre o mercado de combustíveis para locomoção (ANP, 2021b).

Como destacado, os reflexos nos mercados de combustíveis são diferenciados de acordo com a utilização dos produtos. Assim, como o isolamento social obrigou a permanência nas residências por períodos mais longos, o consumo de combustíveis de uso doméstico registrou elevação, em particular, o gás natural e o gás liquefeito de petróleo.

Desse modo, a relação entre o isolamento social e as vendas do GLP mostra-se inversa, uma vez que o seu consumo se expande no segmento residencial, notadamente, em áreas desprovidas de acesso à rede de gás natural. Além disso, e ainda que necessitando de confirmação a partir de análises mais robustas de dados do ano corrente, é possível supor que os locais com populações mais carentes, e onde políticas de auxílio foram implementadas, também podem ter contribuído para a expansão do consumo de GLP. Essas relações serão tratadas nas subseções seguintes, buscando colocar em tela os efeitos da pandemia sobre o mercado e as suas reações.

Ressalte-se que a crise resultante da pandemia de COVID-19 ocorreu nos aspectos sanitário, econômico e social, devido às medidas tomadas para minimizar o seu agravamento. A alternativa inicial e mais eficaz na emergência foi a declaração do isolamento social a nível global como a única maneira de impedir a saturação das redes hospitalares e o colapso dos sistemas de saúde no mundo, resultando na paralisação de inúmeras atividades econômicas não essenciais. Com isso, a crise afetou a trajetória de consumo de vários bens e insumos, bem como a sustentação geral dos empregos.

Os governos ao redor do globo buscaram formas de garantir a acesso a uma renda mínima à população mais carente e impedir um colapso econômico. Muitos países adotaram a concessão do auxílio emergencial como uma política socioeconômica anticíclica, visando garantir as condições humanas de subsistência.

O acesso à energia foi essencial durante tal período de crise extrema. Em países em desenvolvimento, o acesso ao GLP mostrou-se ainda mais imprescindível, como nos países aqui analisados. Em certa medida, as políticas públicas de auxílio financeiro podem ter criado as condições de acesso ao energético para classes que se deparavam com restrições econômicas. Essa relação será observada no caso particular de cada país.

12.3.1 Brasil

No Brasil, dentre os dispositivos criados para mitigar a crise econômica e o consequente aumento do desemprego, pode-se destacar a concessão do auxílio emergencial à população de baixa renda, desempregada e em desalento. O programa de transferência direta de renda foi iniciado em abril de 2020 e, posteriormente, ajustado e prorrogado até dezembro de 2021.

O auxílio emergencial no valor inicial de R$ 600,00 foi concedido a trabalhadores informais, microempreendedores individuais, contribuintes individuais da Previdência Social e desempregados (BRASIL, 2020a). O efeito objetivado por tal política foi a sustentação das condições básicas à

subsistência, o que inclui alimentação e acesso à energia residencial [5]. Ressalte-se que o Brasil não dispõe de uma política de subsídios para o consumo de GLP, fonte residencial relevante. Portanto, o consumo do mesmo pode apresentar oscilações nas classes sociais mais baixas.

No período de eclosão e agravamento da pandemia (fevereiro-julho de 2021), o consumo de GLP no Brasil teve um crescimento aproximado de 22,6 %. Na comparação 2019-2020, destaca-se o mês de março com aumento de 11,9 % nas vendas, seguido do mês de abril com 3,9 % de crescimento (ANP, 2021b). Duas variáveis contribuíram para tal elevação. Em um primeiro momento o receio de escassez e desabastecimento. Já a partir do mês de abril, a concessão do auxílio emergencial mostra-se um dos fatores de promoção de maior acesso ao GLP.

De acordo com Pinto Junior & Vernersbach (2020), em um mercado caracterizado, na última década, por um reduzido crescimento da demanda (menos de 1% a.a na década anterior), nota-se que as vendas de GLP P-13 em 2020 (usado em residências), registraram um crescimento em todos os estados do país. Desse modo, o auxílio financeiro concedido pelo governo passou a garantir uma maior acessibilidade econômica do produto.

Tal elevação das vendas de GLP no período pandêmico reflete a demanda ainda reprimida, não realizada devido ao preço que ainda torna o combustível uma alternativa de energia moderna mais custosa para certas faixas de renda no país. Comprova essa observação o fato de que na comparação 2019-2020, no consumo final de energia nas residências, o GLP registrou um crescimento de 3,7 % e no consumo total 2,7 % (EPE, 2021) [6].

Entretanto, mesmo com o aumento do consumo do GLP, cabe destacar que a deterioração da economia brasileira, com queda de -4,8 do PIB *per capita* em 2020, parece ter provocado também a migração para o consumo de lenha. A participação do GLP no consumo residencial de energia passou a ser de 24,4 % ao final de 2020, enquanto o uso da lenha alcançou 26,1 % do consumo nas residências no mesmo ano. A acentuação dos efeitos danosos da pandemia à economia e o empobrecimento da população refletem-se em tal redução do uso do GLP e adoção da lenha.

Portanto, observa-se que a renda extra proporcionada pelo governo federal promoveu o uso do GLP por residências que, até então, tinham restrições de renda impeditivas do uso do produto. Contudo, o consumo de GLP foi possível até certo nível de alta de seu preço e deterioração da renda. Comparando abril/2020 e abril/2021, o preço médio de distribuição do GLP avançou 21,7%, enquanto o preço ao consumidor avançou 21,2%. Já entre janeiro-agosto de 2021, houve aumento de 21,62 % (MME, 2021; ANP 2021c).

Diante do retrocesso observado na adoção do GLP como fonte segura de energia em fins de 2020, a ampliação de programas de transferência de renda ou criação de política específica de acesso ao

5. O governo federal também concedeu um subsídio para a eletricidade. Um desconto tarifário foi aplicado no fornecimento de energia elétrica dos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda (BRASIL, 2020b).

6. O consumo residencial total de energia no Brasil registrou aumento de 3,4 % entre 2019-2020 (EPE, 2021).

combustível, apresentam-se como mecanismos de política econômica e social com potencial de proporcionar maior bem-estar à população de baixa renda no país.

12.3.2 México

No México, historicamente, o GLP e outros derivados fósseis eram subsidiados para todos os consumidores. Contudo, com a Reforma Energética de 2013 e a "*Ley de Hidrocarburos*" de 2014, executada a partir de 2017, houve a liberalização do seu preço de mercado. Atualmente, não existem políticas de incentivos ao uso do GLP ou de concessão de benefícios e subsídios, no intuito de permitir acesso ao energético, muito utilizado nas residências do país (IISD, 2018; AIGLP, 2018).

Com o início da pandemia e deflagração da crise econômica, o governo federal mexicano concebeu uma série de políticas de assistência à parcela da população desempregada, em situação de pobreza e cujo setor foi afetado pela crise. Foi concedido crédito de apoio a microempresas e trabalhadores autônomos no valor de 25 mil pesos, sendo ainda concedido o auxílio para pagamento de aluguéis (GOBIERNO DE MÉXICO, 2021b).

Porém, diferentemente de outros países latino-americanos, não foi criado de imediato um auxílio financeiro direto para os desemparados na eclosão da pandemia. Logo, o México não concebeu um mecanismo de grande amortecimento dos efeitos socioeconômicos da paralisação das atividades produtivas, o que ampliou a deterioração de sua economia em 2020.

Quanto aos impactos no mercado de GLP, é preciso considerar que o México possui uma rede de dutos e outras infraestruturas bem desenvolvidas para viabilizar o seu uso na mobilidade e nas residências. Dessa forma, a configuração das aplicações do combustível delimita os efeitos da pandemia no mercado.

Os dados do setor de GLP no México mostram que em abril de 2020 houve uma redução de -17,15 % nas vendas em comparação a abril de 2019. Essa queda brusca relaciona-se com a diminuição dos deslocamentos em virtude das restrições de mobilidade na pandemia. Nos meses seguintes as reduções foram menores. Em maio de 2020 a queda foi de -2,3 %, em junho de -2,3 %, julho -0,83 e agosto queda de -4,13 %. Essa tendência de redução nas vendas aponta para a possível queda do consumo na mobilidade, o que se mostra como uma consequência bastante factível (SENER, 2021).

Tal como já mencionado, como o GLP não tem o uso exclusivo na mobilidade automotiva e também é utilizado em residências mexicanas, pode ter ocorrido um efeito de contrabalanço por parte do consumo residencial em face do isolamento exigido no período mais grave da pandemia. Desse modo, a não ocorrência de quedas tão drásticas no consumo indica tal dinâmica, desenhando esse cenário para o mercado de GLP mexicano (SENER, 2021).

É importante sublinhar nessa dinâmica do mercado que, mesmo com um provável efeito compensatório das vendas do combustível para o segmento residencial, os registros de diminuição de seu consumo podem indicar restrições do seu acesso por classes sociais de baixa renda. Isso pode

ter ocorrido, dada a inexistência de um auxílio emergencial para a população – diferentemente do que foi feito em outras nações – podendo ter provocado uma diminuição do acesso ao combustível a essa parcela com restrições orçamentárias, ainda mais aprofundadas com a crise econômica na pandemia. Uma análise mais detalhada em posteriores pesquisas pode esclarecer as consequências nesse sentido.

12.3.3 Colômbia

Na Colômbia, após a declaração da pandemia, o governo concedeu assistência financeira para suprir a subsistência da população desempregada ou na informalidade. Entretanto, particularmente para o acesso ao GLP, o país já possui um programa de subsídios, provendo as condições financeiras para a manutenção do consumo do energético.

O *Ministério de Minas e Energía* colombiano desenhou uma política de subsídios ao consumo de cilindros em 2013 (COLÔMBIA, 2013). A política é focada em faixas de renda mais baixas e implementada em cinco departamentos: Caquetá, Cauca, Nariño, Putumayo e San Andrés, Providencia e Santa Catalina. O subsídio é de 50% do consumo no estrato 1, e 40% no estrato 2 (faixas sociais definidas pelo governo), sobre a base do consumo básico mensal máximo de 14,8 Kg por residência (MME COLÔMBIA, 2016; 2017).

Quanto ao consumo de GLP no país, em 2019 foram registrados cerca de 628 milhões/m^3 de GLP vendidos, já em 2020 o consumo alcançou 665 milhões/m^3, um crescimento de 5,98 %. Em 2020, ano de eclosão da pandemia, o consumo do GLP manteve-se em crescimento (GASNOVA, 2020b).

Entre fevereiro-julho de 2020, período de agravamento da crise, o consumo de GLP envasado teve um crescimento de 14,47 %. Na comparação de 2019-2020, o mês de julho/2020 teve um crescimento relevante de 4,89 %. Essas elevações relacionam-se com o momento de maiores restrições de locomoção e permanência nas residências, levando à maior demanda pelo combustível (GASNOVA, 2020b).

Vale ressaltar que ainda em 2020, o governo colombiano fez o ajuste de recursos voltados ao desenvolvimento da infraestrutura para o GLP e distribuição aos consumidores, visando massificar o seu uso na área rural e nos estratos sociais mais baixos nos centros urbanos. Foram destinados $ 70 bilhões de pesos para prestação do serviço público de fornecimento do combustível (MHCP, 2020).

Logo, o aumento da renda via auxílio financeiro não demonstra, necessariamente, o aumento do consumo em face da elevação da renda, posto que o GLP já é subsidiado no país. Justamente essa política de subsídios focalizados torna-se um esteio do acesso ao produto, impedindo a migração para outras fontes menos seguras e mais poluentes. Logo, a grande expansão das vendas de GLP está ligada ao isolamento social para debelar a crise sanitária, levando ao maior consumo do combustível nas residências.

De todo modo, nota-se que a política colombiana de subsídios é um fator importante na sustentação do consumo do produto, tendo garantido o acesso ao mesmo em um período de deterioração das

economias globais. O sistema funciona como um amortecedor de oscilações da renda e efeitos sobre o acesso ao GLP, pois garante o seu consumo pelas famílias colombianas nas faixas de renda mais baixas.

12.3.4 Argentina

Ao longo do período mais grave da pandemia na Argentina, não houve acréscimo na concessão de subsídios específicos já existentes para a aquisição de GLP, focado na parcela da população com baixa renda no país.

A legislação argentina já determina a manutenção do "*Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de GLP*", destinado a subsidiar a aquisição de GLP por famílias de baixa renda e financiar a expansão da malha de fornecimento de gás natural em regiões ainda não atendidas por tal infraestrutura (ARGENTINA, 2005).

A regulação define um preço diferencial para os consumidores residenciais de GLP em recipientes de 10 kg, 12 kg e 15 kg, em todo o território das províncias de Corrientes, Chaco, Formosa e Misiones, e norte da província de Santa Fé. O fundo é alimentado pelos recursos de multas aplicadas no setor e contribuições que a autoridade reguladora acorda com os operadores (ARGENTINA, 2007).

Quanto ao período grave da pandemia, o governo argentino criou um auxílio emergencial no valor de 10 mil pesos, concedido em abril, junho e agosto de 2020. Além disso, elaborou-se um programa de concessão de 3.000 mil pesos para cidadãos beneficiários de planos sociais e aposentados com renda mínima. Foi concedido também microcrédito às pequenas e médias empresas e criado o *Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción* (ATP), por meio do qual o Estado postergou contribuições patronais, arcou com 50 % dos salários do setor privado e ampliou o seguro desemprego. O intuito foi fornecer mais alternativas de renda à população e sustentar empregos ao longo do período de isolamento social (MJDH, 2020a; 2020b).

No caso da Argentina, a análise do comportamento do mercado de GLP por meio das vendas não foi possível, em virtude da indisponibilidade dos dados específicos até o momento de produção desta nota.

De todo modo, é importante sublinhar a relevância do subsídio ao GLP no país. Essa política tornou-se ainda mais destacada em um cenário de crise econômica e redução de emprego e renda, como o desenhado pela pandemia. A existência do esquema de subsídio serve de esteio ao consumo, evitando a migração para o uso de fontes de energia não seguras e muito poluentes.

O Quadro 1 a seguir sumariza as principais informações quanto ao mercado de GLP nos países analisados e destaca as políticas existentes e as criadas como mecanismos anticrise durante a pandemia.

Quadro 1 – Mercado de GLP na América Latina: subsídios e políticas anticrise na pandemia 2020

País	Uso residencial (%)	Permissão de uso na mobilidade	Política de subsídios	Políticas anticrise	Política de auxílio emergencial	Mercado de GLP na pandemia
Brasil	80 %	Não permitido	Não possui	Concessão de microcrédito, proibição de despejo, subsídio às classes de baixa renda para consumo de eletricidade, pagamento de salários	Concessão de auxílio em 2020–2021	Aumento do consumo de GLP no segmento residencial; contribuição do auxílio para consumo por classes sociais de baixa renda
Colômbia	8 %	Permitido	Subsídio focalizado em classes sociais e regiões	Concessão de microcrédito, refinanciamento de dívidas	Concessão de auxílio em 2020	Aumento do consumo de GLP nas residências; subsídio do GLP serviu de sustentáculo do seu consumo
Argentina	41 %	Permitido	Subsídio focalizado em classes sociais e regiões	Concessão de microcrédito, pagamento de salários, proibição de despejos, refinanciamento de dívidas	Concessão de auxílio em 2020	Dados específicos não disponíveis
México	55 %	Permitido	Não possui	Concessão de microcrédito, refinanciamento de dívidas	Não houve concessão de auxílio financeiro direto	Pequenas reduções das vendas de GLP, com possível efeito contrabalanceador entre diminuição do uso na mobilidade e aumento no segmento. Provável queda no consumo de classes sociais de baixa renda

Fonte: Elaboração própria com base em (GOBIERNO DE MÉXICO, 2021; BRASIL, 2020a, 2020b; ARGENTINA, 2005, 2007; MJDH, 2020a; 2020b; COLÔMBIA, 2020; MHCP, 2020; MME COLÔMBIA, 2016, 2017; AIGLP, 2018a).

É possível notar, a partir do exame do quadro comparativo que, por um lado, as especificidades nacionais dos mercados de GLP são bastante significativas; e, por outro, o Quadro 1 ilustra a importância do uso de instrumentos de políticas públicas e da regulação dos mercados para o desenvolvimento do uso do GLP. Além disso, a pandemia exigiu respostas governamentais, em matéria de concessão de auxílios específicos para a população de baixa renda.

Ainda que a análise acima requeira maiores aprofundamentos, é possível notar, em breve síntese, que nos países latino-americanos, à imagem do que ocorreu em outras regiões, a pandemia de COVID-19 afetou de diferentes formas os mercados de combustíveis. Isso decorre evidentemente do isolamento social necessário para controlá-la até a descoberta da vacina e sua ampla aplicação. Desse modo, a locomoção a nível global foi reduzida, levando à queda no consumo de fontes de energia utilizadas na mobilidade.

No caso do GLP, usado principalmente como fonte energética no segmento residencial, não foram verificadas reduções drásticas nas vendas no período mais grave da pandemia nos países analisados. Cabe destacar que, especificamente no caso do Brasil, as vendas de GLP se elevaram em decorrência do isolamento social e da demanda ainda reprimida por restrições de renda da população. Nesse

sentido, o auxílio emergencial concedido para mitigar a crise econômica tende a ser um dos promovedores do maior consumo de GLP no país.

Entretanto, comparando-se os casos de Brasil, Colômbia, México e Argentina, nota-se que a política social de concessão de subsídios foi essencial para amortecer os efeitos econômicos da pandemia sobre o mercado de GLP. O Brasil e o México são dois países que não subsidiam o combustível para classes sociais de baixa renda. A falta de um mecanismo garantidor de uma fonte de energia tão básica reflete-se no aumento do uso de lenha e outros materiais para a cocção em residências em fins de 2020, o que contribui para a piora a qualidade de vida da população mais pobre do país.

É importante destacar que os programas de subsídios permanentes ao consumo de GLP em países latino-americanos permitem o acesso a um combustível moderno nas residências das famílias com restrição de renda, evitam a pobreza energética, problemas decorrentes da poluição doméstica e oscilação da acessibilidade do GLP em períodos de crise econômica. Na Colômbia, o programa de subsídio é um exemplo de esteio criado para promover o uso de energia barata e limpa no país, garantindo acesso ao GLP para os estratos sociais com menor renda.

Destaque-se ainda a solução da Argentina, com a criação de um fundo destinado ao subsídio do acesso ao GLP por famílias de baixa renda e, concomitantemente, voltado ao financiamento da expansão da infraestrutura de distribuição em regiões menos desenvolvidas do país.

No caso do Brasil, programa semelhante foi descontinuado e, atualmente, o país não possui um programa social específico para a aquisição de GLP pela parcela sem acesso a um energético moderno. Uma solução que possibilitasse o subsídio do GLP poderia expandir o acesso a um energético menos poluente, ampliar a segurança energética e as condições de bem-estar da população desempregada e desamparada no país.

Em todos os casos mencionados acima, é indispensável o acompanhamento e atualização das informações sobre o mercado de GLP, a fim de detectar os principais traços estruturais e conjunturais associados à recuperação das atividades econômicas e sociais que contribuirão para delinear a evolução futura das estruturas de oferta e de demanda de GLP nos países aqui examinados.

Referências Bibliográficas

ARGENTINA. Ley nº 26.020, 4 de octubre de 2005. Congresso de la Nacion Argentina. Acesso em: 18 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26020-105181/actualizacion.

_____ . Ley nº 26.314, 12 de diciembre de 2007. Congresso de la Nacion Argentina. Acesso em: 18 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26314-135642/texto.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2021. Rio de Janeiro: ANP, 2021a. Acesso em: 3 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2021.

_____ . Vendas, pelas distribuidoras, dos derivados combustíveis de petróleo (m^3). Rio de Janeiro: ANP, 2021b. Acesso em: 3 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos.

_____ . Evolução dos preços de GLP janeiro-agosto 2021 (R$/botijão de 13 kg). Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC. Rio de Janeiro: ANP, 2021c. Acesso em: 12 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/arq-precos/tabelas/2021-margens-p13-tabela.pdf.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GASNOVA). Informe Anual del Gas Licuado de Petróleo (GLP) 2020. Bogotá: Gasnova, 2020a. Acesso em 16 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gasnova.co/wp-content/uploads/2020/11/InformeGLP2020_NEWWEB.pdf.

_____ . Informes Estatísticos del Gas Licuado de Petróleo (GLP) – Diciembre 2020. Bogotá: Gasnova, 2020b. Acesso em: 15 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gasnova.co/documentos-clave-gasnova/.

ASOCIACIÓN IBEROAMERICANA DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO (AIGLP). Outlook AIGLP 2016/2017. Santiago: AIGLP, 2018a. Acesso em 10 de setembro de 2021. Disponível em: https://aiglp.org/src/uploads/2021/01/outlook-de-la-aiglp.pdf.

_____ . Benchmark do Mercado de GLP Envasado na América Latina. Santiago: AIGLP, 2018b. Acesso em 10 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/abastece-brasil/resolucao-cnpe-no-12-2019/contribuicoes-dos-interessados/sindigas/benchmark-regional-aiglp-e-accenture-pwbmwrvn.pdf.

BRASIL. Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991. Define crimes contra a ordem econômica e cria o Sistema de Estoques de Combustíveis. Acesso em: 10 de setembro de 2021. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8176.htm.

_____ . Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 5.073/2020. Libera o uso do gás de cozinha para outras finalidades que não a cocção de alimentos, sem que isso constitua crime contra a ordem econômica. Acesso em: 10 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.camara.leg.br/propostas-legislativas/2264912.

_____ . Lei nº 13.982, de 2 de abril de 2020. Altera a Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993, para dispor sobre parâmetros adicionais de caracterização da situação de vulnerabilidade social para fins de elegibilidade ao benefício de prestação continuada (BPC), e estabelece medidas excepcionais de proteção social a serem adotadas durante o período de enfrentamento da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente do coronavírus (Covid-19) responsável pelo surto de 2019, a que se refere a Lei nº 13.979, de 6 de fevereiro de 2020. Brasília: Governo Federal, 2020a. Acesso em: 12 de setembro de 2021. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2020/Lei/L13982.htm.

_____ . Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020. Dispõe sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, e da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente da pandemia de coronavírus (covid-19). Brasília: Governo Federal, 2020b. Acesso em 14 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/medida-provisoria-n-950-de-8-de-abril-de-2020-251768271.

COLÔMBIA. Decreto nº 2.195, 7 de octubre de 2013. Por el cual se establece el otorgamiento de Subsidios al Consumo de GLP distribuido por cilindros. Acesso em: 18 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1416554.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2021. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Acesso em: 12 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN_S%C3%ADntese_2021_PT.pdf.

_____ . Balanço Energético Nacional 2020. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Acesso em: 12 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020.

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA DE MÉXICO (CRE). Estadística Básica – Agosto 2021 – Dirección general de Gas LP. Acesso em 20 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/667210/Estad_sticas_B_sicas_en_Materia_de_Gas_LP.pdf.

GOBIERNO DE MÉXICO. Apoyos financeiros a microempresas y trabajadores independentes. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2021a). Acesso em 16 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gob.mx/covid19medidaseconomicas/acciones-y-programas/apoyos-financieros-a-microempresas-y-trabajadores-independientes.

_____ . Datos Abiertos (2021b) Acesso em: 16 de setembro de 2021. Disponível em: https://datos.gob.mx/busca/dataset?organization=sener&tags=energia-y-medio-ambiente&page=7.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook 2020. Paris: IEA, 2020.

INTERNATIONAL INSTITUTE FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT (IISD). Mejorando y refocalizando los subsidios a la electricidad Opciones para su optimización en México. Alianza Energética entre México y Alemania (AE) y de Convergencia de la Política Energética y de Cambio Climático (CONECC). Acesso em 22 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/SubsidiosElectricos-MEX.pdf.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo – Número 184/Abril de 2021. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo. Brasília: MME, 2021. Acesso em 12 de setembro de 2021. Disponível em: file:///C:/Users/HOME/Documents/Downloads/04.%20Relat%C3%B3rio%20mensal%20de%20mercado%20abr-21%20184.pdf.

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO (MHCP). Decreto nº 845, de 13 de junho de 2020. Por el cual se corrigen unos yerros en la ley de 2019, en el Decreto 2411 de 30 de diciembre de 2019 y en su anexo. Acesso em: 18 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gasnova.co/wp-content/uploads/2020/06/DECRETO-845-DEL-13-DE-JUNIO-DE-2020.pdf.

MINISTERIO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS (MJDH). Decreto nº 332, de 1º de abril de 2020. Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción. Ciudad de Buenos Aires: MJDH, 2020a. Acesso em 15 de setembro de 2021. Disponível em: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/335000-339999/336003/norma.htm.

_____ . Decreto nº 376, 19 de abril de 2020. Ciudad de Buenos Aires: MJDH, 2020b. Acesso em: 15 de setembro de 2021. Disponível em: http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/335000-339999/336470/norma.htm.

MINISTERIO DE MÍNAS Y ENERGÍA DE COLOMBIA (MME). Resolución nº 40.005, 4 de ene de 2017. Por la cual se modifica la resolución 40.720 de 2016, por la cual se establecen los lineamientos para el otorgamiento de subsídios al consumo de GLP distribuido em cilindros. Acesso em: 18 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.minenergia.gov.co/normatividad.

_____ . Resolución nº 40.720, 27 de julio de 2016. Por la cual se establecen los lineamientos para el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuído em cilindros. Acesso em: 18 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.minenergia.gov.co/normatividad.

_____ . Resolución MME nº 40.340, 9 de noviembre de 2020. Por la cual se establecen requisitos que deben cumplir los agentes para la prestacíon del servicio de Gas Licuado de Petróleo (GLP) para uso vehicular (AutoGLP y NautiGLP) como carburante de transporte automotor. Acesso em 16 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gasnova.co/wp-content/uploads/2020/11/48745-40340.pdf.

PINTO JUNIOR, H. Q. & VERNERSBACH, A. Comportamento do Mercado de GLP no Brasil em 2020: desafios para adequação a um contexto de crise. Nota Técnica nº 5. Rio de Janeiro: GEE-IE/UFRJ; Sindigás, 2020.

SECRETARÍA DE ENERGÍA DE MÉXICO (SENER). Sistema de Información Energética. Ventas de Gas Licuado 2019-2020 (miles de barriles diarios). Ciudad de México: SENER, 2021.

SECRETARÍA DE ENERGÍA DE ARGENTINA (SEA). Datos y Estadísticas. Acesso em: 15 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/datos-y-estadisticas.

WORLD LIQUEFIED PETROLEUM GAS ASSOCIATION (WLPGA). Statistical Review of Global Liquefied Petroleum Gas 2018. Paris: WLPGA, 2019.

Capítulo 13

Políticas de Preços de Combustíveis: Análise comparativa da América Latina[1]

Carlos Felipe Lodi

Lucia Navegantes Bicalho[2]

13.1 Introdução

O desenvolvimento inicial da indústria do petróleo mundial foi marcado, em diversos países, pelo controle estatal sobre as suas atividades de exploração, produção e refino, em decorrência dos altos investimentos necessários para viabilizar tais atividades e dos elevados riscos inerentes à própria indústria. Por décadas, a integração e a verticalização foram as estratégias utilizadas pelas empresas – privadas ou estatais – para garantir o maior controle de sua produção e a redução de riscos. No contexto do preço do petróleo globalmente estável, a indústria registrou um período de crescimento sem grandes sobressaltos.

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada do Texto para Discussão 07/2022, elaborado em janeiro de 2022, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

2. Os autores agradecem às assistentes de pesquisa Nathalia Alves, Gabriela Rodrigues e Mylena Furtado pelo tratamento dos dados e informações utilizados neste Capítulo.

Esse cenário transformou-se a partir dos choques dos preços do petróleo de 1973 e 1979, quando os governos de inúmeras nações passaram a regular o abastecimento doméstico dos derivados de petróleo, a administrar seus preços e a conceder subsídios. Tais mecanismos visavam restringir rebatimentos inflacionários ao longo das cadeias produtivas e garantir a acessibilidade econômica aos produtos (KOJIMA, 2013). Posteriormente, essas medidas foram sendo complementadas pela imposição de tributos (específicos ou genéricos com alíquotas diferenciadas), com o objetivo tanto de financiar os subsídios como, também, de incentivar a substituição dos combustíveis derivados de petróleo por outras fontes de energia e estimular a eficiência energética.

A partir de meados da década de 1980, a oferta de petróleo voltou a se estabilizar acompanhando a demanda; e a emergência dos contratos futuros contribuiu para a redução da volatilidade dos preços e para a consolidação da dimensão global do mercado petrolífero. Essa remodelação da indústria petrolífera criou o cenário para a mudança no viés das políticas públicas aplicadas aos seus segmentos, por meio da desregulamentação de mercados e da redução da atuação estatal, seguindo os princípios que definiam a nova fase da política econômica global baseada no liberalismo.

Vários países avançaram nessa direção, privatizando companhias petrolíferas e/ou liberalizando os mercados de combustíveis com a entrada de novos agentes, ao passo que novas regulações foram criadas para disciplinar atividades que passaram a ser executadas por empresas privadas ou mesmo estatais em regime de concorrência. Essas mudanças concorreram para a liberalização dos preços e das margens comerciais dos combustíveis e para a redução ou eliminação de subsídios aos seus produtores e consumidores, o que ocorreu com diferentes velocidades e abrangências em cada país.

Nas últimas décadas, os governos dos países desenvolvidos – integrantes da OCDE – se concentraram em políticas para garantir condições de mercado propícias a uma concorrência saudável, monitorando possíveis comportamentos anticoncorrenciais (CHANG, 1997; KOJIMA, 2013); não obstante, continuam presentes políticas tributárias aplicadas aos derivados de petróleo que permitam alcançar objetivos das respectivas políticas energéticas e ambientais, além da prática seletiva de subsídios para grupos sociais e atividades econômicas de interesse para as estratégias nacionais.

Na América Latina, a desregulamentação dos mercados de derivados de petróleo, que tomou impulso no final da década de 1990, tem sido assinalada por recorrentes interferências dos governos em resposta, principalmente nos últimos anos, ao aumento da volatilidade dos preços do petróleo no mercado internacional e da instabilidade das taxas de câmbio. As políticas de preços dos combustíveis nos países da região não apresentam uma uniformidade entre si, variando desde a fixação discricionária dos preços e margens pelos governos até a total liberdade para as empresas praticarem suas estratégias de precificação, passando por fórmulas ou mecanismos de regulação dos preços das refinarias, dos distribuidores ou dos revendedores. Como a participação do estado no setor é relevante na maioria desses países, os governos também podem intervir indiretamente através dos preços praticados pelas companhias petrolíferas estatais; além disso, lançam mão das respectivas estruturas tributárias, da concessão de subsídios e, em alguns casos, de fundos de estabilização de preços (BEYLIS e CUNHA, 2017).

O presente Capítulo tem por objetivo contribuir para a discussão sobre as políticas de preços de combustíveis, com foco na gasolina e no diesel para o segmento automotivo e no gás liquefeito de petróleo (GLP) para consumo residencial, a partir da análise comparativa da experiência de cinco países da América Latina: Argentina, Chile, Colômbia, México e Peru. Esse grupo representa 40% tanto do consumo de derivados de petróleo da região, quanto da sua capacidade de refino instalada, cabendo notar que o Brasil responde por cerca de 30% desses valores[3].

Além desta introdução, o Capítulo está dividido em mais três outras seções. Na próxima, além da apresentação de um panorama internacional sobre a desregulamentação dos preços dos derivados de petróleo, são discutidos alguns fundamentos sobre as políticas de preços de derivados de uma forma ampliada, ou seja, considerando políticas de concessão de subsídios e tributárias. Ou seja: o conceito que aqui se adota é que a política de preços de combustíveis não se resume à sua regulamentação pelos governos ou à sua fixação por uma empresa petrolífera estatal, mas se refere também a um conjunto ampliado de instrumentos coerentes de amortecimento de impactos ou volatilidades do mercado internacional e das taxas de câmbio, concessão de subsídios e tributação que podem ser utilizados, inclusive, em mercados onde as empresas petrolíferas são livres para definir suas estratégias de preços.

A terceira seção aborda as políticas de preços para os combustíveis nos países selecionados, situando-as resumidamente nos respectivos contextos sócio-econômicos, energéticos, institucionais e regulatórios; do ponto de vista quantitativo, são apresentadas as composições dos preços praticados e a sua evolução nos últimos vinte anos vis-à-vis as das cotações de referência no mercado internacional (US Gulf Coast para gasolina e diesel e Mt. Belvieu para GLP). A última seção é destinada às conclusões da análise comparativa e resume os principais pontos para discussão do tema.

13.2 Preços de Combustíveis: Políticas Governamentais e Práticas Competitivas

Tal como destacado na Introdução, as políticas de preços da energia ganharam relevância no contexto ampliado das discussões sobre políticas energéticas a partir dos choques de preços do petróleo da década de 1970, principalmente sob a égide da Agência Internacional de Energia (AIE), criada no âmbito da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) com o objetivo de propor soluções para o enfrentamento da crise petrolífera e de seus desdobramentos sobre as desenvolvidas.

A premência para a superação desse quadro logo se espalhou para os governos dos países em desenvolvimento, sobretudo daqueles dependentes de importações de petróleo e derivados, que tiveram seus programas de crescimento econômico e de desenvolvimento social fortemente

3. Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2021. Disponível em: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html

impactados. Desta forma, as políticas da energia, incluindo sua precificação, foram incorporadas às agendas desses países, bem como de organismos internacionais e regionais, como a Organização Latino-Americana de Energia (OLADE) e a Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), para ficar apenas no caso da América Latina. Tendo em vista que, naquela época, o petróleo atendia a 48% do consumo de energia mundial, as políticas de preços para os derivados de petróleo assumiram o protagonismo nos debates públicos e acadêmicos.

Dentro deste cenário, as políticas de preços dos energéticos eram vistas como a resultante de uma solução de compromisso entre vários objetivos que os governos pretendiam alcançar[4], tais como: eficiência na alocação e na produção dos recursos energéticos; viabilização econômico-financeira das empresas de energia; proteção a grupos sociais e redistribuição de renda; promoção do desenvolvimento regional e setorial; garantia do abastecimento de fontes de energia importadas e incentivo à produção de fontes domésticas; conservação de energia; controle da inflação etc.

Além das dificuldades práticas de conciliar objetivos tão diversos, o alcance de muitos deles passava pela efetiva percepção dos sinais enviados pelos preços para os consumidores alterarem suas escolhas, o que dependia de vários fatores sócio-econômicos e culturais e do acesso desses consumidores aos mercados energéticos organizados. Pelo lado da oferta, a implementação dessas políticas de preços pressupunha uma gestão forte e centralizada pelos governos, a qual tendia a encontrar obstáculos por parte das empresas privadas e por parte das tecnoburocracias das empresas estatais que tivessem racionalidades distintas (PISTONESI, 1989).

Contudo, as circunstâncias exigiam medidas afirmativas e a regulamentação dos preços foi uma das primeiras ações tomadas pelos governos da grande maioria dos países em todo o mundo. Um levantamento feito sobre as políticas governamentais e práticas de mercado para os preços dos derivados de petróleo, cobrindo 85 países desenvolvidos, emergentes e em desenvolvimento, mostra que 84 deles tinham algum tipo de controle de preços em 1979 (LODI, 2019). A exceção ficava por conta da então República Federativa da Alemanha, onde esse tipo de política nunca foi adotado, provavelmente pela eficiência do desenho institucional do seu sistema de defesa da concorrência implantado no pós-guerra e pela convicção histórica do papel da livre iniciativa. Mesmo nos EUA, reconhecido pelas práticas econômicas liberais, os preços da gasolina sofreram alguma forma de controle entre 1974 e 1980, assim como no Reino Unido, onde os preços administrados para os combustíveis vigoraram entre 1974 e 1978.

Conforme citado, a queda real dos preços internacionais do petróleo e de seus derivados na segunda metade dos anos 1980 e a consolidação dos seus mercados *spot* e futuros, conferindo maior transparência e previsibilidade para a formação dos preços, abriram espaço para a desregulamentação dos preços de derivados de petróleo nos países da Europa Ocidental e, posteriormente, naqueles que se juntaram à União Europeia, não raro precedida por um período de transição que durou em média cinco anos.

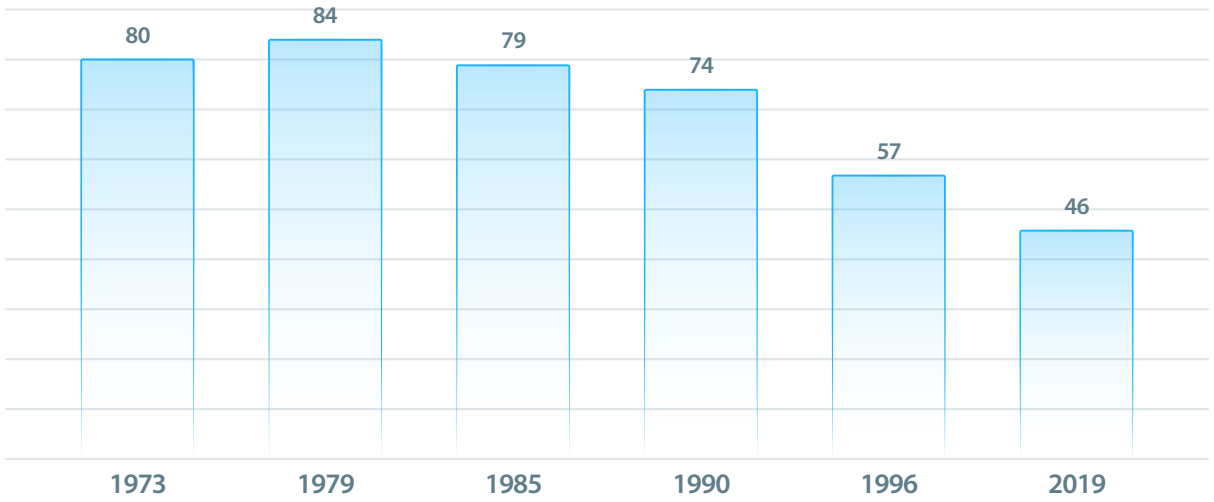
4. Ver nota 2.

Esse movimento se acelerou na década de 1990 com as grandes transformações políticas e econômicas que se deram em função das crises fiscais dos Estados, privatizações, reformas estruturais dos mercados, reestruturações das companhias petrolíferas (onda de fusões e aquisições) e do aumento da competição entre empresas e países na esteira do avanço da globalização. Em 2019, o número de países com algum tipo de controle sobre os preços dos derivados de petróleo tinha caído para 46, como mostra o Gráfico 1.

O Gráfico 2 apresenta, para esse mesmo ano e por região geopolítica, os regimes de preços de derivados de petróleo presentes numa amostra ampliada para 117 países. Na União Europeia (exceto a Bélgica que mantém um mecanismo de preços máximos ao consumidor desde 1974), na América do Norte/Nafta (exceto México, que será examinado na próxima seção) e em países com economias mais dinâmicas da APEC (como Coréia do Sul, Singapura e Filipinas), os preços de derivados de petróleo são totalmente livres.

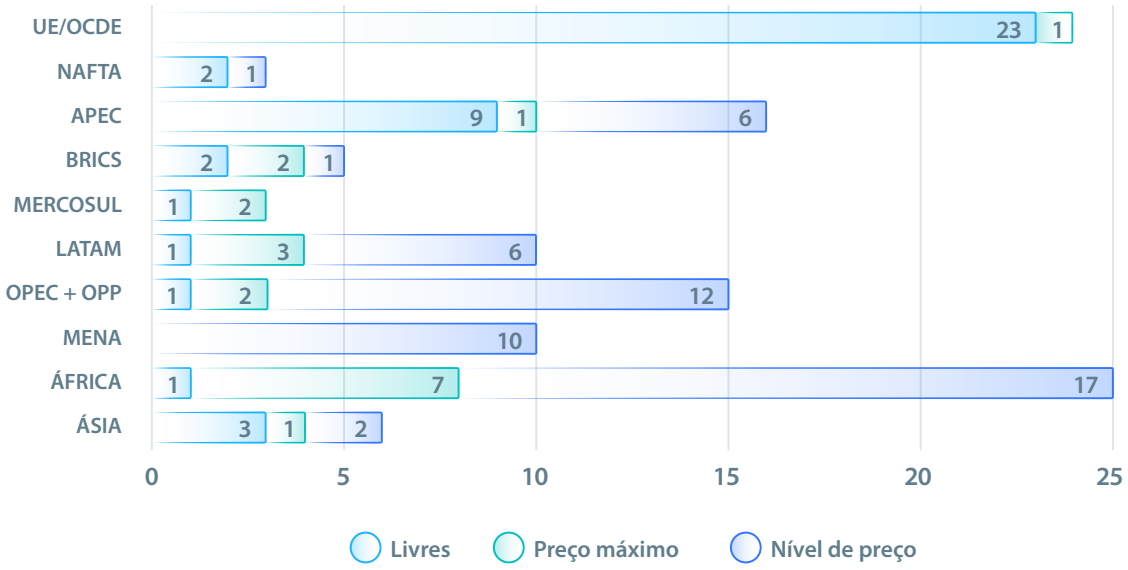
Em alguns países com preços liberalizados (por exemplo: Argentina, Brasil e Rússia), os governos têm histórico de interferências nos mercados através de suas companhias petrolíferas estatais, acordos setoriais e impostos de exportação. Alguns países (Chile, Colômbia, El Salvador, Peru, Tailândia, Vietnam, Camarões, Gabão e Etiópia) instituíram fundos de estabilização de preços para amortecer ou modular a volatilidade de preços do mercado internacional, através de tributos e/ou definição de bandas de preços. Os regimes de preços controlados são predominantes na América Latina, Oriente Médio, África e países produtores exportadores de petróleo associados ou não à OPEP (IEA, diversos anos; KOJIMA, 2016; FATTOUH et al, 2015).

Gráfico 1 – Preços de Derivados de Petróleo: Número de Países com Algum Tipo de Controle Governamental (Amostra 85 países)



Fonte: LODI (2020)

Gráfico 2 – Regimes de Preços de Derivados de Petróleo (Amostra 117 países)



Fonte: LODI (2020)

Para efeito de simplificação dos dados apresentados acima, os regimes de preços dos derivados de petróleo foram divididos em três categorias principais: livre, preço máximo e nível de preço. O segundo indica, normalmente, que o país se encontra num período de transição para prática de preços livres e pressupõe que haja um grau aceitável de competição nos elos da cadeia petrolífera (refino, comercialização/*trading*, distribuição atacadista e varejista), seja entre empresas locais, seja com importadores. O chamado nível de preço se constitui na determinação de um valor pelo governo (ministério, autarquia, empresa estatal etc), baseada em critérios técnico-econômicos expressos em fórmulas ou em decisões discricionárias ou *ad hoc*.

No entanto, uma análise aprofundada da situação de cada país mostra que as políticas de preços para esses produtos podem considerar e combinar outros elementos como bandas de preços, uniformidade ou diferenciação geográfica, frequência de reajustes definidas ou não etc. Muitos países convivem também com regimes mistos, vale dizer que nem todos os derivados estão sujeitos ao controle de preços; nestes casos, a regulação se limita geralmente aos combustíveis automotivos (gasolina e diesel) e aos de consumo residencial (GLP e querosene). Há situações em que regimes diferentes são aplicados regionalmente ou somente a empresas estatais[5].

5. Na Índia, por exemplo, os preços do GLP e do querosene são subsidiados na distribuição e revenda feita por empresas estatais e são livres para as empresas privadas. Na China, o regime "State Marketization" prevê que os preços da gasolina e diesel são fixados diretamente pelo governo, com garantia de margem mínima para distribuição e revenda, mas não para refino (FATTOUH et al, 2015).

13.2.1 Preços de Paridade: aportes conceituais

Uma questão fundamental – e algumas vezes controversa – das políticas de preços de combustíveis é a utilização dos chamados preços de paridade de importação e/ou de exportação em fórmulas que procuram reproduzir condições de mercados competitivos naqueles países onde a concorrência ainda não se encontra suficientemente madura para a desregulamentação completa dos preços desses produtos. O modelo geral consiste em definir fórmulas que tomam por base as cotações em mercados internacionais de referência, que são considerados *benchmarks* em função da alta liquidez das transações que ali ocorrem. Para os produtos dos quais o país em questão é importador, são acrescidos os custos de seguro e transporte (CIF) e de internação até um ponto de venda atacadista (refinaria, terminal importador/distribuidor), além das tarifas de importação; para os produtos exportados, os custos de movimentação até o ponto de embarque são excluídos das cotações internacionais (FOB).

As fórmulas de preços assim definidas, principalmente pelos governos, tomam por base tipicamente os preços de paridade de importação (PPI), aos quais se agregam os tributos domésticos para compor os preços das refinarias e dos importadores para os distribuidores e revendedores. Dependendo do alcance da regulação dos preços, margens atacadistas e/ou varejistas tabeladas são acrescidas para chegar ao preço final ao consumidor. Subsídios cruzados na forma de parcelas positivas ou negativas que procuram se compensar ou subsídios diretos por meio de descontos também fazem parte desse tipo de modelo de precificação regulada (BEYLIS e CUNHA, 2017).

Do ponto de vista microeconômico, sobre o qual se assentam muitos postulados tradicionais da defesa da concorrência e da regulação de mercados, os preços de paridade ou de fronteira representam o chamado preço de eficiência competitiva, que é igual ao custo marginal do produto, ou seja, o custo de ofertar a última unidade que vai atender a um aumento da demanda.

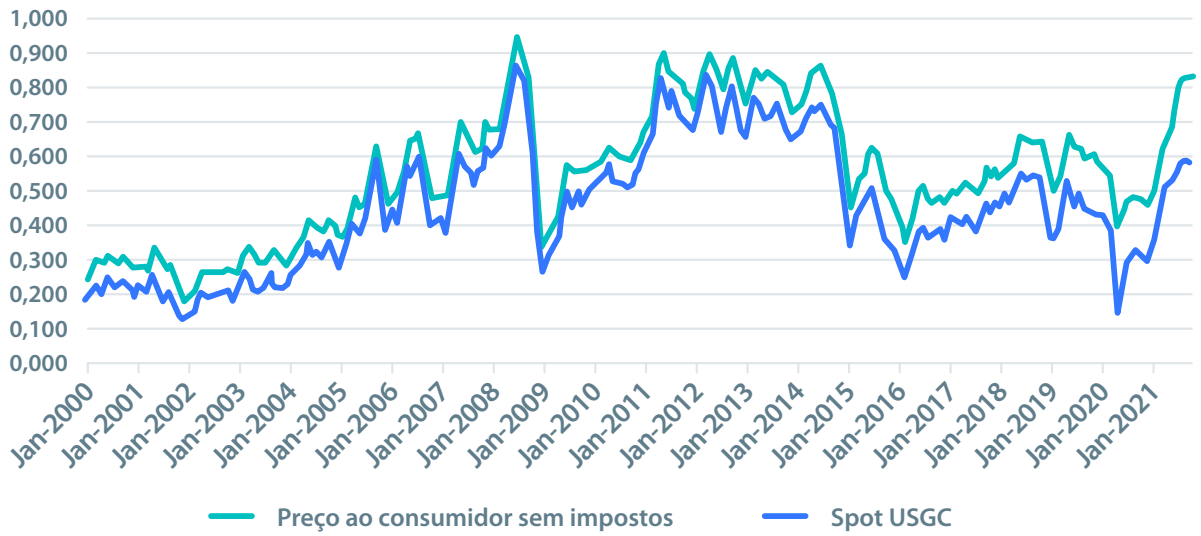
Os defensores da metodologia dos preços de paridade argumentam que, quando tratados com a devida transparência, a sua prática permite identificar subsídios diretos e cruzados na precificação dos derivados de petróleo. Como supostamente refletem os custos de oportunidade (ou econômicos) do abastecimento desses produtos, fornecem os sinais adequados para os consumidores optarem por fontes alternativas de energia (afirmação essa que tem que ser ponderada com os custos de troca e com o prazo necessário para que as opções sejam exercidas).

Por outro lado, esse modelo não considera as diferenças estruturais entre os mercados onde se formam as cotações de referência (grandes centros refinadores mundiais interligados a infraestruturas logísticas robustas) e o mercado doméstico em questão, assim como as suas reais condições competitivas. Ademais, podem ser geradas distorções favoráveis ou desfavoráveis para a lucratividade das refinarias locais. Dessa forma, é recomendável que as políticas de preços de paridade para os derivados de petróleo sejam acompanhadas de outras políticas que incentivem e garantam as condições competitivas nos respectivos mercados nacionais.

Apesar dessas limitações, a prática dos preços de paridade se constitui numa *proxy* para a desregulamentação dos mercados de derivados de petróleo, na medida em que evidências empíricas demonstram que no elo inicial do *downstream* da indústria petrolífera os preços nos mercados livres se estabelecem entre os custos de oportunidade para os refinadores (no limite, vender os excedentes nos mercados *spot*) e para os seus clientes (no limite, comprar de outros fornecedores mais distantes ou que ofereçam menos vantagens). O "fiel" desta balança se estabelece pelos esforços de *marketing* das companhias petrolíferas em termos de garantias de volumes, diferenciação de qualidade, níveis de serviço logístico e financeiro (*hedging*), os quais se refletem contratualmente em prêmios sobre as cotações dos mercados de referência.

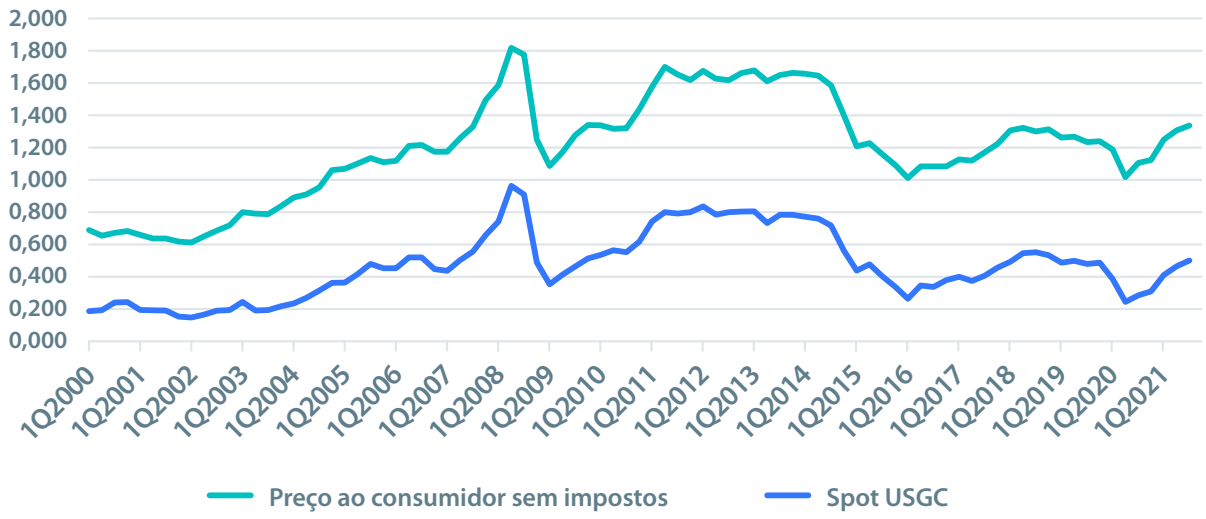
Os gráficos 3 e 4 mostram a dinâmica da precificação da gasolina automotiva nos EUA e do diesel automotivo na média dos países da OCDE-Europa, mercados livres de controles ou regulamentações de preços, comparando os preços ao consumidor final com as respectivas cotações nos mercados *spot* de referência.

Gráfico 3 – EUA: Precificação da Gasolina Automotiva (US$/litro)



Fonte: EIA/DOE

Gráfico 4 – OCDE-Europa: Precificação do Diesel Automotivo (US$/litro)



Fonte: IEA/Energy Prices and Taxes

13.2.2 Subsídios e Tributos

A concessão de subsídios ao consumo e à produção de energia tem sido historicamente um instrumento crítico das políticas socioeconômicas e energéticas de todos países e, portanto, parte integrante das políticas de preços da energia. Considerando uma amostra de 42 países não afiliados à OCDE, a AIE estima que os subsídios para combustíveis fósseis no período de 2010 a 2020 foram da ordem de US$ 417 bilhões/ano, dos quais US$ 114 bilhões/ano se destinaram aos derivados de petróleo para o setor de transporte[6]. No caso dos países do G20, os cálculos da própria OCDE, para o mesmo período, apontam para um montante de US$ 148 bilhões/ano, sendo US$ 70 bilhões/ano para o setor de transporte e US$ 26 bilhões/ano para o setor residencial que consomem de derivados de petróleo[7].

Pode-se notar, em ambos os casos, que os subsídios aos combustíveis fósseis vêm se reduzindo desde meados da década passada. Nos países desenvolvidos, essa tendência se explica, em boa parte, pelas políticas energéticas e ambientais para redução dos gases de efeito estufa, alavancadas pela assinatura do Acordo de Paris em 2015. Mas há também outros fatores de ordem macro que afetam, principalmente, os países em desenvolvimento, como a persistência dos déficits públicos e a necessidade de aumentar as receitas fiscais dos países exportadores de petróleo.

6. A AIE calcula os subsídios pela diferença entre o preço pago pelo consumidor final e o custo total de suprimento (ou preço de referência). Para maiores detalhes ver: https://www.iea.org/topics/energy-subsidies.

7. A OCDE e a AIE, em trabalho conjunto, calculam os subsídios a partir das rubricas orçamentárias dos governos dos países. Para maiores detalhes ver OCDE et IEA, 2021.

Assim, a concessão de subsídios para os combustíveis derivados de petróleo vem acompanhando a desregulamentação dos preços desses produtos e sendo direcionada para grupos de consumidores mais vulneráveis. Neste sentido, a operacionalização dos subsídios caminha para ser realizada, cada vez menos, por meio de descontos e diferenciações discricionárias de preços e, cada vez mais, por reduções e isenções tributárias ou pela emissão de "*vouchers*" para os grupos de consumidores a serem beneficiados.

A tributação sobre o consumo de energia se constituiu numa das mais significativas fontes de receitas fiscais dos governos, principalmente quando se trata de derivados de petróleo cujas demandas são elevadas e bem pouco elásticas. Os tributos representam também importantes instrumentos das políticas energéticas governamentais e, portanto, estão intimamente associados às políticas de preços, na medida em que a diferenciação da carga tributária tem o condão de alterar os preços relativos ao consumidor final, o que é importante quando o objetivo é, por exemplo, promover a substituição entre fontes de energias fósseis por renováveis. Os tributos afetam também o preço absoluto, induzindo a redução do consumo, o que se traduz em conservação dos recursos energéticos e, mais importante ainda, em redução das emissões de gases de efeito estufa.

Para efeitos estatísticos e análises comparativas, a AIE classifica os tributos sobre as fontes de energia em 6 categorias:

(i) imposto sobre valor agregado (IVA/VAT) ou impostos gerais de vendas (IGV/GST), dependendo de cada país, aplicáveis a todos os produtos;

(ii) impostos com propósitos ambientais (remediação de solo e conteúdos de enxofre, óxido de nitrogênio ou dióxido de carbono), aplicáveis através de um valor específico para determinados energéticos e segmentos de consumo;

(iii) imposto sobre carbono (*carbon tax*), caso particular da categoria acima, com o propósito de reduzir ou compensar as emissões de gases de efeito estufa, aplicáveis através de um valor específico para determinados energéticos e segmentos de consumo;

(iv) impostos para suportar investimentos em fontes de energias renováveis, aplicáveis através de um valor específico para determinados energéticos e segmentos de consumo;

(v) impostos para segurança energética/garantia de abastecimento energético (em geral, para financiar a formação de estoques), aplicáveis através de um valor específico para determinados energéticos e segmentos de consumo;

(vi) outros impostos não considerados acima, aplicáveis também através de um valor específico para determinados energéticos e segmentos de consumo.

13.2.3 Fundos de Estabilização de Preços

De modo a proteger as economias domésticas da volatilidade dos preços do petróleo e de seus derivados no mercado internacional, alguns países instituíram fundos de estabilização, cujo funcionamento básico requer algumas definições. Em primeiro lugar, o governo precisa estabelecer uma faixa dentro da qual os preços domésticos flutuam normalmente; quando os preços ficam abaixo do piso, a diferença é recolhida para o fundo e quando se situam acima teto, o fundo libera os recursos para compensar os agentes econômicos, em geral refinadores ou importadores.

Outro aspecto importante consiste em definir a amplitude e a frequência do cálculo da faixa de preços, tanto para evitar que o fundo seja acionado diante de volatilidades absorvíveis pelos consumidores, quanto para acumular déficits ou superávits excessivos. Por fim, dada a complexidade da governança e do controle das transferências de recursos, esse mecanismo é mais eficaz quando envolve uma companhia petrolífera estatal. Portanto, para os países em que os preços dos combustíveis já se encontram liberados, a instituição de fundos de estabilização pode representar um retrocesso na desregulamentação dos mercados.

Embora conceitualmente esses fundos devam ser autofinanciáveis, a experiência de vários países que os adotaram essa solução tem mostrado que eles tendem a ser deficitários por uma razão bastante óbvia: é politicamente difícil para os governos convencerem os consumidores a pagarem mais pelos combustíveis quando os preços internacionais estão em queda. Dessa forma, a maioria dos fundos de estabilização dos países em desenvolvimento precisou recorrer a empréstimos ou receber recursos públicos, o que significa dizer que se transformaram num instrumento para a concessão de subsídios. Na América Latina, Chile, Colômbia e Peru ainda contam com esse tipo de mecanismo, como será examinado na próxima seção.

13.3 Políticas de Preços de Combustíveis em Países Selecionados da América Latina

13.3.1 Argentina

A Argentina possui uma população de um pouco mais de 45 milhões de habitantes e cerca de 33% está concentrada na região da Grande Buenos. Na América do Sul, o país é a segunda maior economia, depois do Brasil, em termos de Produto Interno Bruto (PIB) e possui recursos naturais abundantes. O desenvolvimento do setor agrícola é orientado para a exportação, sua base industrial é relativamente diversificada e detém importantes reservas de petróleo e de gás natural. A Argentina está entre os maiores em termos de PIB per capita, em torno de US$ 8.400 (Quadros 1).

Quadro 1 – Argentina: Características socioeconômicas

População (milhões habitantes)	45,4
População Urbana (%)	92,1%
PIB (US$ bilhões)	383,1
PIB per capita (US$)	8.442

Fonte: Banco Mundial (2020)

Em 2019, a Argentina foi o terceiro maior produtor de petróleo da América Latina, ficando atrás do Brasil e da Colômbia. Atualmente, o petróleo e gás natural correspondem a aproximadamente 88% da produção de energia primária no país. Destaca-se a relevância da produção de gás natural, sendo o país autossuficiente na produção deste energético. O país possui a segunda maior reserva mundial de gás natural na área denominada como "Vaca Muerta", localizada ao norte da Patagônia.

Na matriz das fontes secundárias de energia, em 2019, a participação da gasolina, do diesel e do GLP correspondeu a 11,4%, 18,7% e 3%, respectivamente, como pode ser visto no Quadro 2. Além disso, o consumo de GLP foi de 8,8% do consumo residencial total, considerando as participações bastante relevantes do gás natural (62,5%) e da energia elétrica (27,4%). Em função da elevada produção de gás natural e da disponibilidade de infraestrutura de gasodutos e da malha de distribuição, esse combustível é bastante difundido em todo o país para fins de aquecimento e cocção nas residências. Dessa forma, o consumo per capita de GLP é muito baixo em comparação com os valores registrados para os outros quatros países em análise (Chile, Colômbia, México e Peru).

Ressalta-se, ainda, que a participação da lenha na matriz residencial é praticamente inexistente (0,5%), o que é um fato peculiar pois, na maior parte dos países da América Latina, a lenha ainda é utilizada pelas famílias de mais baixo poder aquisitivo, principalmente quando os preços do GLP alcançam patamares incompatíveis com a renda média dessa classe social.

No que se refere à estrutura de oferta interna dos combustíveis, a produção nacional de derivados atende a parcelas expressivas da demanda doméstica e, portanto, as importações dos combustíveis automotivos

são relativamente pouco representativas e correspondem a menos de 7% para a gasolina e cerca de 23% para o diesel (Quadro 2). Particularmente, no caso do GLP, a oferta nacional é mais que suficiente para atender o consumo interno e aproximadamente 45% da produção é destinada ao mercado externo.

Quadro 2 – Argentina: Características do mercado de combustíveis – 2019

Consumo total por combustível ($10^3 m^3$) Gasolina: 8.021 Diesel: 12.000 GLP: 2.709	Consumo per capita Gasolina: 178 l/hab Diesel: 267 l/hab GLP: 33 kg/hab
Participação de cada combustível no consumo total de derivados de petróleo	Gasolina: 32,1% Diesel: 52,9% GLP: 8,6%
Participação dos combustíveis na matriz de consumo de energia por segmento	Residencial GLP: 8,8% Comercial GLP: 4,6% Diesel: 2,3% Industrial GLP: 1,5% Diesel: 0,8% Transporte Diesel: 39% Gasolina: 35,9%
Produção e Importação de Gasolina ($10^3 m^3$)	Produção nacional: 7.475 Importação: 508 Importação/Oferta Total: 6,8%
Produção e Importação de Diesel ($10^3 m^3$)	Produção nacional: 10.109 Importação: 2.332 Importação/Oferta Total: 23,1%
Produção e Importação de GLP ($10^3 m^3$)	Produção nacional: 4.984 Importação: 0 Importação/Oferta Nacional: 0%

Fonte: Balanço Energético Nacional – Argentina 2019

Historicamente, foi adotada uma política de forte intervenção do Estado no setor energético como um todo. A empresa estatal Yacimientos Petroliferos Fiscales (YPF) foi criada em 1922 e atuava nos diversos elos da cadeia de combustíveis, desde a exploração e produção até a comercialização de petróleo e derivados.

No que tange ao desenho regulatório, com base na legislação em vigor, a Secretaria de Energia do Ministério de Energia e Mineração é o órgão responsável (i) pela definição da política energética e (ii) pelo estabelecimento das normas para a atuação dos agentes econômicos que exercem atividades na indústria de petróleo e gás natural. Em 2000, foi criado o Cadastro de Contratos que regulamenta as relações entre as distribuidoras de combustíveis líquidos e os de postos de revenda de combustíveis, os quais passaram a ser obrigados a registar os contratos de fornecimento e comercialização de combustíveis que os vinculem a empresas fornecedoras dos produtos.

No início dos anos 1990, a regulação da indústria passou por uma série de mudanças com o processo de desregulamentação e privatização. A YPF foi parcialmente privatizada em 1993 e, em 1999, o Grupo Repsol assumiu o controle da empresa que passou a se chamar Repsol-YPF. Entretanto, em 2012, a YPF foi parcialmente nacionalizada e o governo permitiu aumentos de preços de forma a refletir a dinâmica dos preços internacionais com o intuito de impulsionar os vultosos investimentos na indústria.

Em 2004, foi criada a Integração Energética Argentina SA., inicialmente denominada Energia Argentina S.A. (ENARSA), que é uma empresa estatal cujo objetivo, atualmente, é gerenciar e desenvolver projetos de infraestrutura energética, operando nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Entre 2004 e 2015, a política de preços, em geral, foi pautada por não estar alinhada automaticamente aos preços internacionais, por mecanismos de controle de preços internos e por estabelecer diversos tipos de subsídios ao consumidor. Um dos principais objetivos dessa política era conter os impactos inflacionários decorrentes de aumentos significativos de preços no mercado doméstico, tendo em vista que a produção nacional de combustíveis era suficiente, ou quase, para suprir a demanda interna.

Especificamente para o GLP, o governo implementou o Fundo Fiduciário para Subsídios do Consumo Residencial de GLP, cujos recursos eram usados para subsidiar a aquisição de GLP por famílias de baixa renda, além de financiar a expansão da malha de fornecimento de gás natural em regiões ainda não atendidas pela infraestrutura de distribuição (ARGENTINA, 2005).

Tal mecanismo determina um preço diferencial para os consumidores residenciais de GLP em recipientes de 10 kg, 12 kg e 15 kg, em todo o território das províncias de Corrientes, Chaco, Formosa e Misiones, e norte da província de Santa Fé. Os recursos eram provenientes de multas aplicadas na indústria e de contribuições que a autoridade reguladora acorda com os operadores no país (ARGENTINA, 2007).

A agenda econômica e regulatória foi alterada no início do governo do ex-presidente Maurício Macri. A política adotada foi de liberdade dos preços a serem praticados pelos agentes e de eliminação dos subsídios existentes. Foi editada, em 2016, a Resolução 314-E, que estabeleceu que os preços praticados deveriam ser transparentes e publicados por meio de uma base de dados nacional. Ainda em 2016, no âmbito da reforma regulatória, foram criadas duas instituições: a ENRE (*Ente Nacional Regulador de la Eletricidad*) e a ENARGAS (*Ente Nacional Regulador del Gas*)[8].

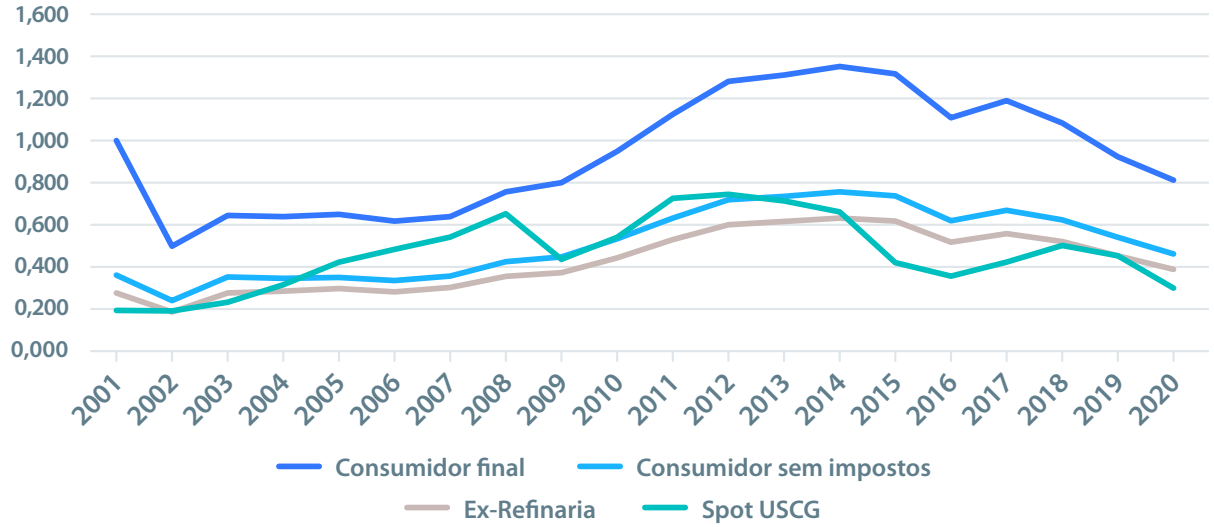
Em 2017, a Lei n°27.430, que trata da Reforma Tributária, estabeleceu a criação de mecanismos de amortecimento para variações cambiais por meio de um novo modelo de tributação. O objetivo era a constituição de uma margem discricionária de 25% para cima e 10% para baixo a fim de proteger os preços nacionais das variações abruptas dos preços no mercado internacional de petróleo.

Atualmente, os tributos incidentes sobre os combustíveis são: o Imposto sobre Valor Agregado (IVA) que é um tributo aplicado a todos os combustíveis consumidos internamente com alíquota de 21%; imposto dos combustíveis líquidos e gasosos (ICLG) que possuem alíquotas diferenciadas para os combustíveis, com base na Lei 23.966; imposto sobre o carbono é um valor fixo que incide sobre os combustíveis fósseis em âmbito nacional e é ajustado trimestralmente. OLADE (2021)[9].

8. Decreto 844 de julho de 2016.
9. OLADE (2021) Precios de la Energía en América Latina y el Caribe. Informe Anual. Abril 2021.

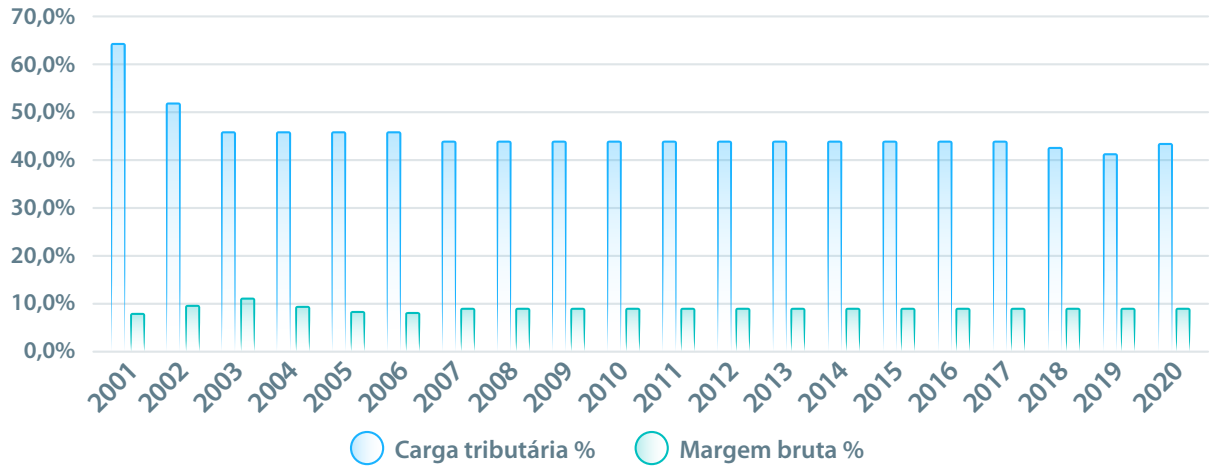
Os gráficos 5 a 8 apresentam, para o período de 2001 a 2020, a evolução dos preços médios anuais da gasolina regular e do diesel automotivo nos níveis do consumidor final com e sem impostos e ex-refinaria, assim como da margem bruta de distribuição e revenda expressa em percentual do preço final e da carga tributária.

Gráfico 5 – Argentina: Gasolina Regular (Preços em US$/litro – 2001-2020)



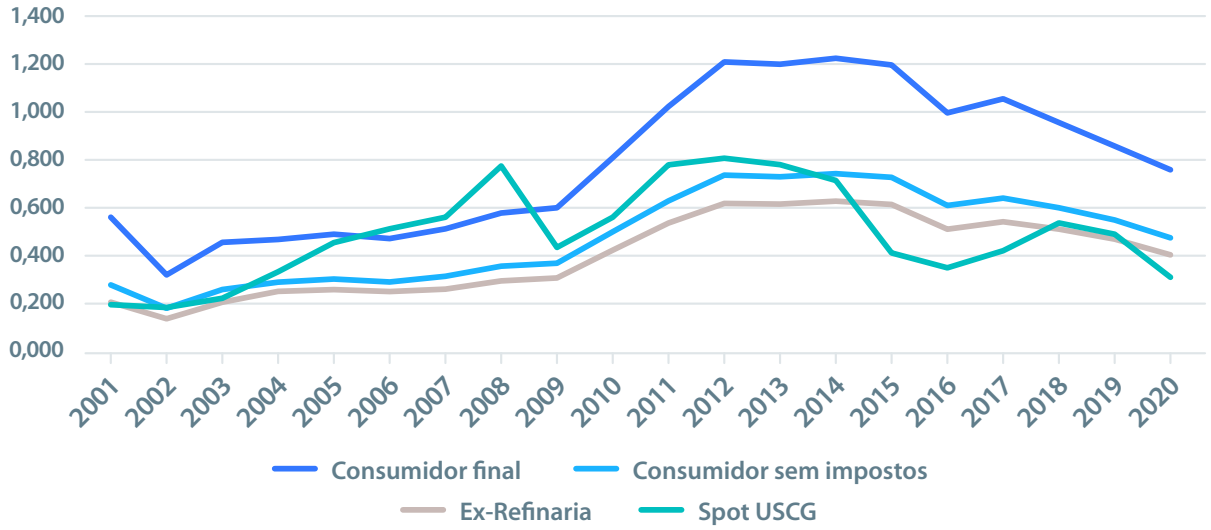
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 6 – Argentina: Gasolina Regular (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



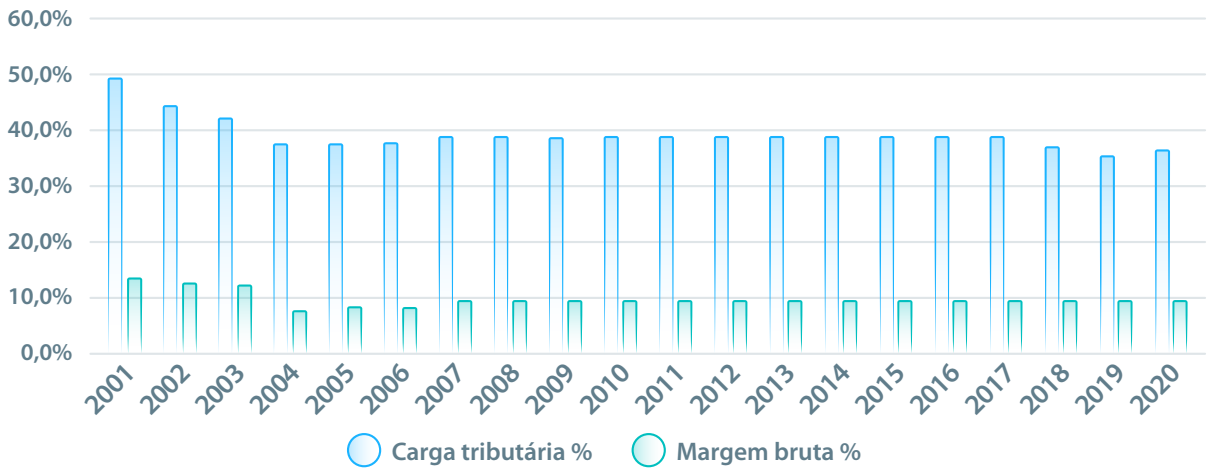
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 7 – Argentina: Diesel Automotivo (Preços em US$/litro – 2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 8 – Argentina: Diesel Automotivo (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

13.3.2 Chile

Apesar de ter pouco mais de 19 milhões de habitantes (Quadro 3), a economia do Chile é a quinta maior da América Latina e sua renda per capita é a maior da região. O desenvolvimento econômico sempre foi voltado para o mercado externo, e, atualmente, a exportação é concentrada em produtos minerais (45%), com destaque particular para o cobre (35%), e em produtos industriais e agroindustriais (45%).

Quadro 3 – Chile: Características socioeconômicas

População (milhões habitantes)	19,1
População Urbana (%)	88
PIB (US$ bilhões)	252,9
PIB per capita (US$)	13.241

Fonte: Banco Mundial (2020)

O Chile não é um grande produtor de combustíveis fósseis. Segundo a *U.S. Energy Information Administration*, o país ocupou a 76° posição no total de produção de petróleo e derivados em 2019. Como os derivados de petróleo representam aproximadamente 58% do consumo total de energia e produção doméstica de óleo corresponde apenas a 1,8% da oferta primária[10]. Dessa forma, quase que a totalidade do petróleo utilizado no país é importado e a importação de combustíveis para suprir a demanda interna tende a ser elevada, com destaque para GLP e diesel, cujos percentuais respectivos de importação em relação à oferta total são de 71% e 62% (Quadro 4).

Quadro 4 – Chile: Características do mercado de combustíveis no Chile – 2019

Consumo total por combustível ($10^3 m^3$) Gasolina: 4.754 Diesel: 10.239 GLP: : 2.377	Consumo per capita Gasolina: 249 l/hab Diesel: 536 l/hab GLP: 68 kg/hab
Participação de cada combustível no consumo total de derivados de petróleo	Gasolina: 26% Diesel: 56% GLP: 13%
Participação dos combustíveis na matriz de consumo de energia	Gasolina: 12% Diesel 30% GLP: 6%
Produção e Importação de Gasolina ($10^3 m^3$)	Produção nacional: 4.438 Importação: 401 Importação/Oferta Total: 8%
Produção e Importação de Diesel ($10^3 m^3$)	Produção nacional: 3.815 Importação: 6.115 Importação/Oferta Total: 62%
Produção e Importação de GLP ($10^3 m^3$)	Produção nacional: 987 Importação: 2.410 Importação/Oferta Nacional: 71%

Fonte: Anuario Estadístico de Energía, 2019 e Estadísticas hidrocarburos – CNE

10. Balance Nacional de Energía – Chile. Disponível em :http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/

No que se refere à configuração da indústria de petróleo, desde a década de 1970, a ENAP, empresa estatal do setor, é responsável pela exploração e produção, podendo a atividade ser desenvolvida pela própria empresa ou por meio de realização de contratos com empresas privadas. A Lei 1.089 de 1975 estabelece normas sobre concessões ou contratos especiais de operação para a exploração e produção de hidrocarbonetos por terceiros. O Ministério de Minas do Chile pode executar e conceder esses contratos especiais a investidores privados.

Todos os segmentos da cadeia produtiva da indústria do petróleo, exceto o refino, contam com participação estatal, por meio da ENAP, e de agentes privados. A infraestrutura do refino chileno é composta por três refinarias e são todas de propriedade da companhia nacional. As atividades de importação são exercidas também por empresas privadas, pois não havia nenhuma restrição. Desde 1995, a política de comércio exterior, por meio de acordos de livre comércio diversos países, eliminou tarifas alfandegárias sobre combustíveis.

De acordo com o estudo BIRD (2017), como o Chile importava a quase totalidade do petróleo, o país ficava bastante vulnerável às oscilações de preços internacionais. Nesse sentido, desde 1991, em decorrência da subida de preços do petróleo causada pela Guerra do Golfo, o país implementou medidas para estabilização dos preços domésticos. Foi criado, então, o Fundo de Estabilização de Preços de Petróleo (FEPP) que foi suprido por recursos financeiros provenientes de impostos aplicados ao próprio setor de combustíveis, utilizados como subsídios em momentos de elevação expressiva dos preços internacionais.

Já em 2005, foi criado o Fundo de Estabilização de Preços de Combustíveis (FEPCO), definindo os preços ao consumidor final a partir de uma fórmula de paridade de importação que podia flutuar dentro de uma faixa de ± 5%. Dessa forma, o fundo subsidiava os preços domésticos quando o preço de paridade excedia a banda definida e cobrava mais impostos quando os preços caíam abaixo do piso estabelecido. Contudo, em virtude das permanentes altas dos preços internacionais, o fundo foi se descapitalizando. Além disso, constatou-se que grande parte do desembolso de subsídios beneficiava consumidores, isentos de um imposto específico sobre os combustíveis, que teriam capacidade de absorver os impactos de preços mais elevados.

Assim, em 2011, o FEPCO foi substituído pelo Sistema de Proteção aos Contribuintes (SIPCO), o qual possuía uma lógica similar, mas permitia uma faixa de oscilação do preço de paridade maior, com variações de até ± 10%, e foi financiado com ajustes de impostos sobre combustíveis para amortecer a transmissão da volatilidade do preço do petróleo do mercado global para o doméstico. Ademais, em 2012, o governo passou a exigir que os postos revendedores de combustíveis fornecessem informações dos preços em uma base de dados online, publicada no *site* da agência reguladora (Comissão Nacional de Energia – CNE).

Em 2014, foi adotada nova regra, ao ser criado o Mecanismo de Estabilização dos Preços Combustíveis (MEPCO), que passou a ser a sistemática de estabilização de preços domésticos, com a volta da banda de preços para ± 5% e a definição de acréscimos ou reduções dos tributos específicos sobre quatro combustíveis: gasolina automotiva, óleo diesel, gás natural comprimido e gás liquefeito de petróleo. De uma forma geral, trata-se de um mecanismo automático de tributação que opera de tal forma a suavizar o impacto da alta dos preços, sem considerar a volatilidade de curto prazo. A CNEpassou a determinar semanalmente os preços de paridade, calculados como o custo de curto prazo de importar de um mercado de referência, e os preços de referência dos combustíveis no mercado interno[11].

Do ponto de vista regulatório, o desenho institucional contempla dois órgãos: a Superintendência de Electricidade e Combustíveis (SEC), unidade do Ministério de Energia, e a CNE. A SEC é reponsável por definir a política, o planejamento e as normativas para o desenvolvimento do setor energético e garantir o abastecimento das diversas fontes de energia para toda a população. Em relação à CNE, suas principais funções são: (i) analisar a estrutura e nível de preços e taxas dos bens e serviços energéticos; (ii) fixar os padrões técnicos e de qualidade essenciais ao funcionamento e operação das indústrias de energia; (iii) acompanhar o funcionamento do setor energético e propor ao Ministério da Energia as normas legais e os regulamentos pertinentes para o exercício de todas atividades das indústrias de energia.

No que se refere à tributação, atualmente, são aplicados dois impostos sobre os combustíveis (OLADE, 2021):

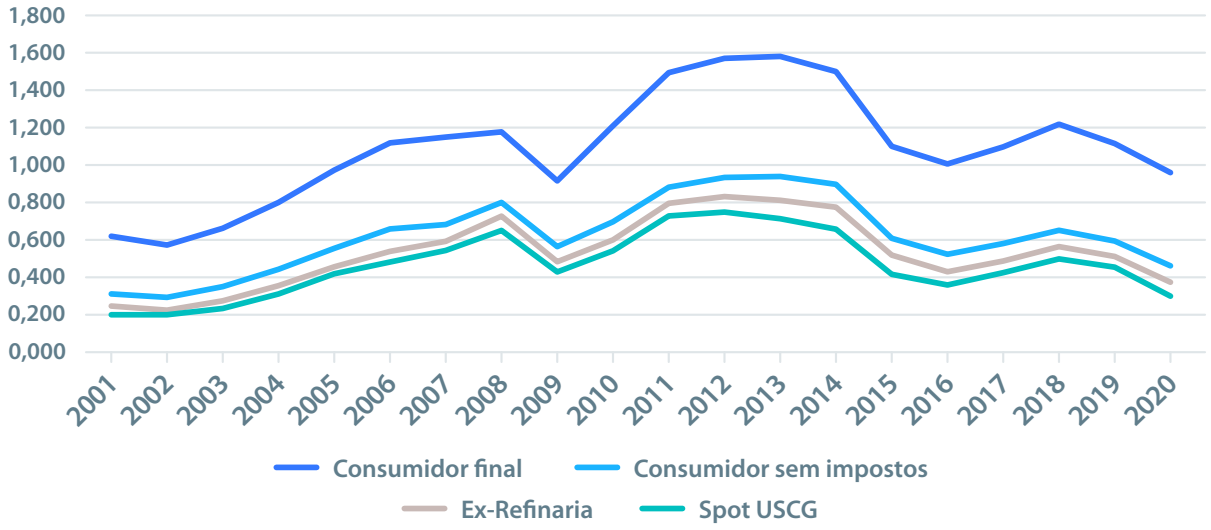
i) Imposto sobre Valor Agregado (IVA): foi instituído pelo Decreto Lei nº 825 de 1974 e substituído pelo Decreto Lei nº 1.606 de 1976, e é aplicado nas etapas de produção e comercialização. Desde 2003, a alíquota é de 19%.

ii) Imposto Específico (IE): é um valor fixo estabelecido, conforme as alterações legais a partir da Lei nº 18.502 de 1986, para incidir sobre os produtos importados e na comercialização das unidades produtoras para as empresas de distribuição.

Os gráficos 9 a 14 apresentam, para o período 2001 a 2020, a evolução dos preços médios anuais da gasolina regular, do diesel automotivo e do GLP residencial nos níveis do consumidor final com e sem impostos e ex-refinaria, assim como da margem bruta de distribuição e revenda expressa em percentual do preço final e da carga tributária.

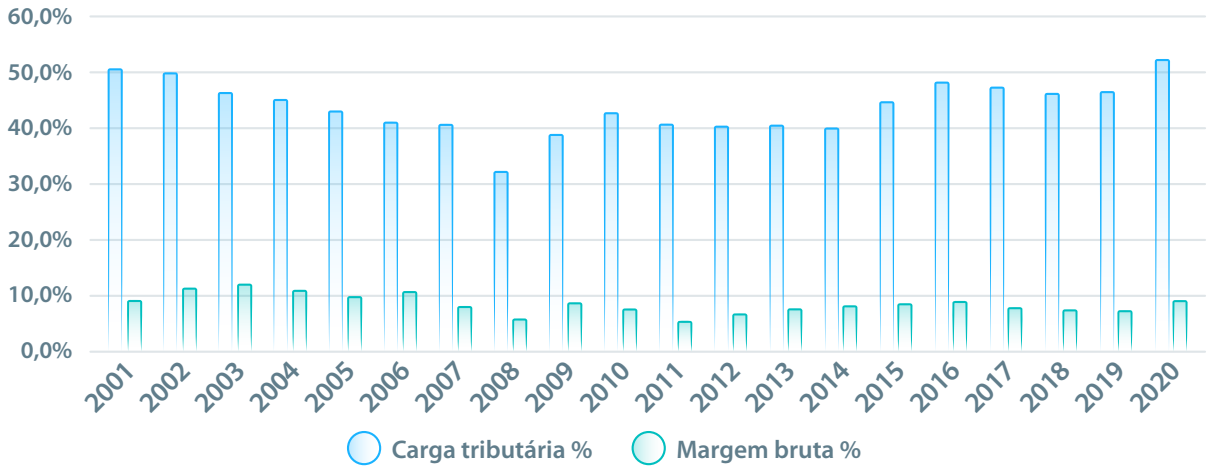
11. Disponível em: https://www.cne.cl/tarificacion/hidrocarburos/mecanismo-de-estabilizacion-de-precios-de-los-combustibles-mepco/. Os preços de paridade são determinados semanalmente para gasolina automotiva de 93 e 97 octanas, óleo diesel e gás liquefeito (Lei nº 20.765) e querosene doméstico (Lei nº 19.030).

Gráfico 9 – Chile: Gasolina Regular (Preços em US$/litro – 2001-2020)



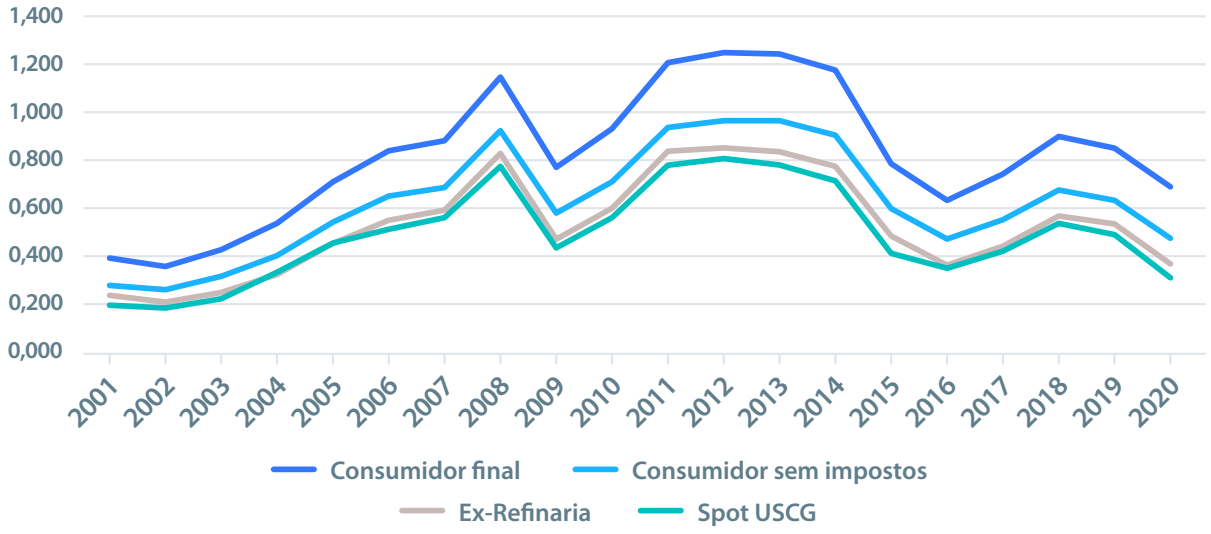
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 10 – Chile Gasolina Regular (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



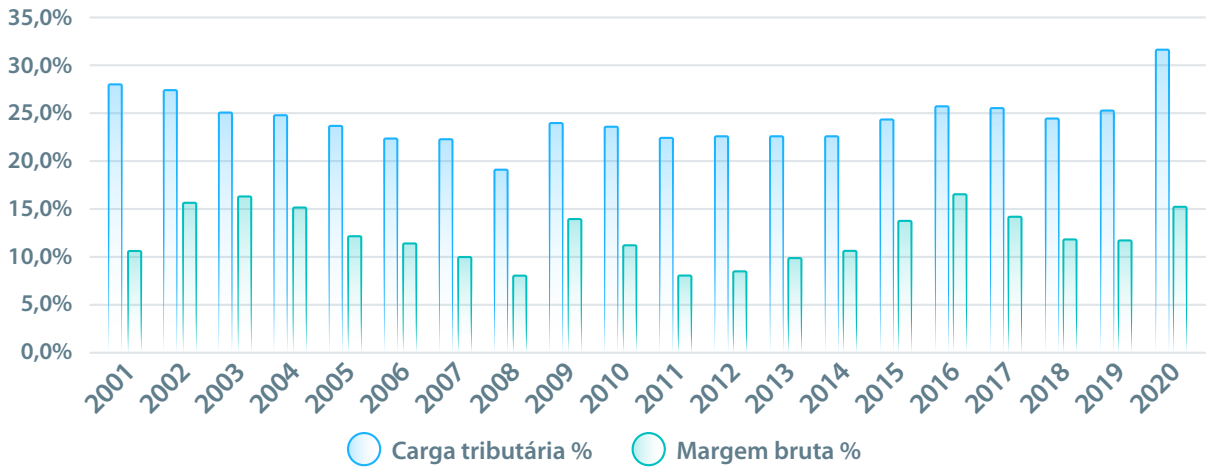
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 11 – Chile: Diesel Automotivo (Preços em US$/litro – 2001-2020)



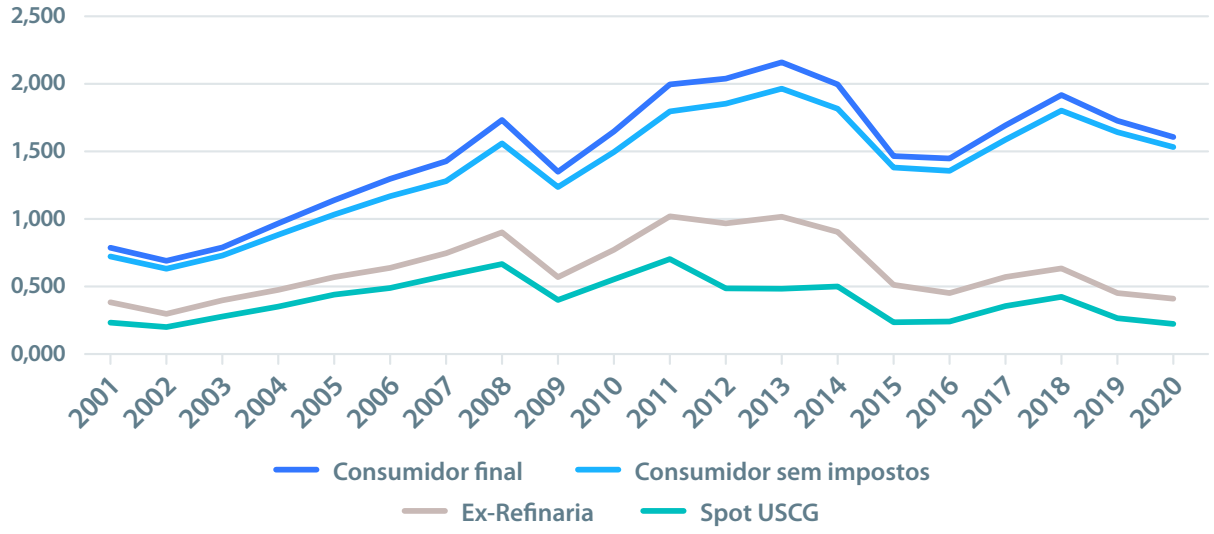
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 12 – Chile: Diesel Automotivo (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



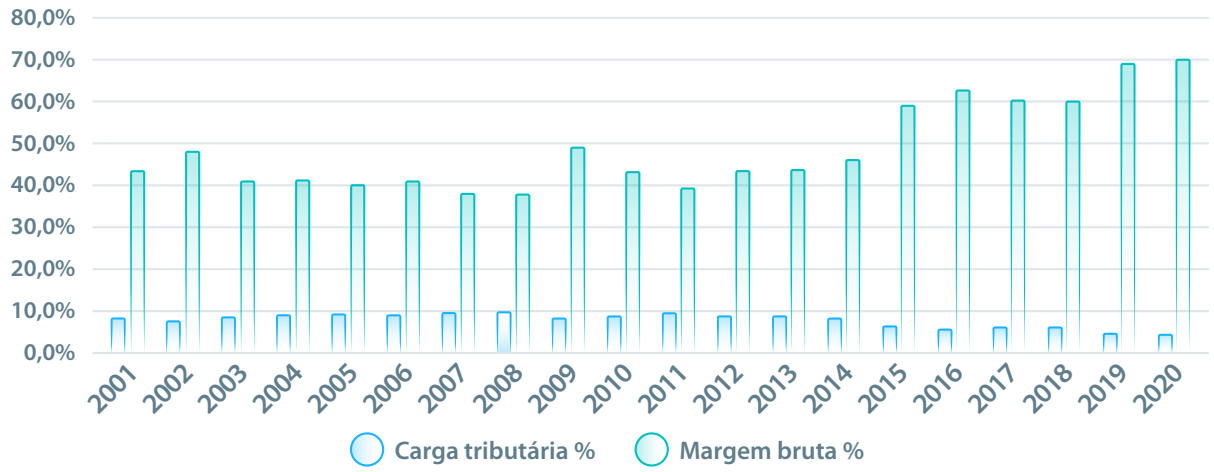
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 13 – Chile: GLP (Preços em US$/kg – 2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 14 – Chile: GLP (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

13.3.3 Colômbia

A Colômbia é uma economia importante na América do Sul, sendo a 3ª maior no *ranking* em termos de PIB da região. A população total é de um pouco mais de 50 milhões de habitantes e quase 80% vive na área urbana (Quadro 5).

Quadro 5 – Colômbia: Características socioeconômicas

População (milhões habitantes)	50,5
População Urbana (%)	81%
PIB (US$ bilhões)	271,3
PIB per capita (US$)	5.332

Fonte: Banco Mundial (2020)

O setor energético como um todo tem um papel fundamental no desenvolvimento do país e, no caso da indústria de petróleo, o país é o 4° maior produtor dessa fonte primária na região e o 20° maior em nível mundial. Além disso, a atividade de exportação de petróleo é bastante significativa e corresponde a cerca de 70% da produção.

No que se refere à matriz de consumo residencial, a participação do GLP não é muito representativa (7,5%), pois as principais fontes são: lenha (35,6%), energia elétrica (33,6%) e gás natural (22,3%). No segmento de transporte, a participação conjunta dos combustíveis automotivos (gasolina e do diesel) corresponde a 78% (Quadro6).

Quadro 6 – Colômbia: Características do mercado de combustíveis – 2020

Consumo total por combustível (10^3m^3)	Gasolina: 6.201,77 Diesel: 6.473,69 GLP: 1.231,81
Consumo per capita por combustível	Gasolina: 123 l/hab Diesel: 128 l/hab GLP: 61 kg/hab
Participação de cada combustível no consumo total de derivados de petróleo	Gasolina: 28%; Diesel: 34% GLP: 4%
Participação dos combustíveis na matriz de consumo de energia por segmento	Residencial GLP: 7,5% Comercial GLP: 2% Industrial GLP: 1,1% Diesel: 0,4% Transporte Diesel: 36% Gasolina: 42%
Produção e Importação de Gasolina (10^3m^3)	Produção nacional: 4.128,73 Importação: 1.830,15 Importação/Oferta Total: 29,5%
Produção e Importação de Diesel (10^3m^3)	Produção nacional: 7.653,25 Importação: 1.486,99 Importação/Oferta Total: 21,7%
Produção e Importação de GLP (10^3m^3)	Produção nacional: 1.265,04 Importação: 16,22 Importação/Oferta Nacional: 1,3%

Fonte: Balanço Energético da Colômbia (BECO) 2020 –

Embora a Colômbia seja um país produtor de petróleo relevante e também exportador de petróleo e derivados, para atender a demanda interna de gasolina e de diesel, em função das condições de mercado e das características técnico-econômicas das refinarias, é necessário importar. A participação das importações desses dois combustíveis em relação à oferta total é de cerca de 30% e 22%, respectivamente. No caso do GLP, essa participação é pouco relevante (1,3%) (Quadro 6).

As normativas da indústria de petróleo e derivados eram estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia, tendo como principais objetivos promover o uso racional da energia, garantir o abastecimento em nível nacional e incentivar a participação privada na cadeia produtiva. Os órgãos ligados ao Ministério responsáveis pela definição da política energética e das normativas aplicadas à indústria são, respectivamente, a Unidade de Mineração e Planejamento Energético (UPME) e a Comissão de Regulação de Energia e Gás (CREG). Com base na Lei nº 142 de 1994[12], a CREG tem a função de regular os monopólios das indústrias no setor energético, promover a concorrência entre os agentes econômicos que prestam serviços públicos, preparar projetos de lei a serem submetidos à apreciação do governo e estabelecer normativas necessárias para o funcionamento dos diversos segmentos dessas indústrias.

No final dos anos 1990 foi iniciado o processo de liberação de preços e, a partir de 1999, adotou-se a metodologia de preços de paridade de importação para gasolina e diesel e óleo combustível para motores. De fato, essa política não foi totalmente implementada em decorrência da trajetória de alta dos preços internacionais ocorrida na primeira década deste século. A política de preços adotada consistiu em estabelecer mecanismos para minimizar o impacto do aumento dos preços internacionais sobre os preços domésticos, considerando que a Colômbia era e é um grande produtor de óleo bruto. Um dos atores importantes na implementação dessa política foi a empresa estatal da Colômbia, Companhia Colombiana de Petróleo (ECOPETROL), que, por ser verticalizada em todas as etapas da cadeia produtiva, praticou preços domésticos não totalmente alinhados aos do mercado internacional (OLADE, 2012)[13].

Em 2007, o governo colombiano criou o Fundo de Estabilização dos Preços dos Combustíveis (FEPC), um fundo de estabilização de preços de gasolina e diesel com o intuito de de eliminar os subsídios e proteger os preços domésticos da volatilidade dos preços no mercado internacional. O governo definia um preço de referência denominado Renda do Produtor (RP), que correspondia ao custo de atacado do combustível, levando em consideração a produção local e a importação. O RP pretendia aproximar os preços de paridade de importação e podia variar em até ± 3 pontos percentuais para a gasolina e ± 2,8 pontos percentuais para o diesel e, desse modo, suavizar as alterações dos preços no varejo.

Se o RP calculado não refletisse totalmente os preços de paridade de exportação, o Fundo de Estabilização cobria os custos para os produtores de combustíveis e vice-versa. Até 2011, porém, o

12. Com relação ao GLP, a Lei nº 142 de 1994 determinou que o CREG podia adotar preços máximos e mínimos ao consumidor final.
13. OLADE 2012. *Políticas de Subsidio a los Combustibles en América Latina: El precio del GLP.*

Ministério de Minas e Energia fixava esse preço de referência de forma discricionária a cada mês, o que resultou no esgotamento dos recursos do FEPC. Assim, após 2011, o RP passou a ser calculado levando em consideração o preço médio de mercado da gasolina e do diesel dos últimos 60 dias.

Embora pretendesse ser autossustentável, o Fundo impôs grandes custos fiscais em momentos de grande volatilidade dos preços internacionais. Em 2013, o Tribunal Constitucional revogou os regulamentos que permitiam que as diferenças negativas entre os preços de paridade internacional e o RP fossem financiados pelo FEPC, tornando mais aguda a necessidade de subsídios recorrentes a serem financiados pelo Orçamento da União. O Ministério de Minas e Energia passou então a fixar margens de distribuição e permitiu que os revendedores de combustíveis definissem os preços ao consumidor final livremente, embora fossem monitorados regularmente.

Em 2009, foi criada a Agência Nacional de Hidrocarbonetos (ANH) [14]passando a ter as funções de regular, controlar, supervisionar, no âmbito das políticas nacionais, todas as atividades da cadeia da indústria de petróleo e gás natural desenvolvidas no país.

Nos últimos anos, a política de preços voltou a utilizar o mecanismo do Fundo de Estabilização, pelo qual é possível mitigar o impacto da alta volatilidade dos preços internacionais sobre os preços domésticos.

No que diz respeito à tributação, os impostos aplicados ao mercado de combustíveis são os seguintes (OLADE, 2021) [15].

(i) Imposto sobre o valor adicionado (IVA): é um imposto nacional que incide sobre a prestação de serviços e a venda e importação de bens no território nacional. A alíquota do IVA para os combustíveis é de 19%.

(ii) Imposto Global: com base na Lei n°681 de 2001, foi estabelecido um valor fixo em moeda nacional para a gasolina e diesel, a ser reajustado anualmente, e para o município de Bogotá o valor é um pouco inferior, além de não se aplicar a municípios localizados na fronteira. A arrecadação deveria ser ser usada, principalmente, para manutenção de estradas.

(iii) Sobretaxa: Foi estabelecida pela Lei n° 488 de 1998, uma sobretaxa aplicável para gasolina e diesel de 25% e de 6% sobre o preço de referência ao consumidor final, respectivamente.

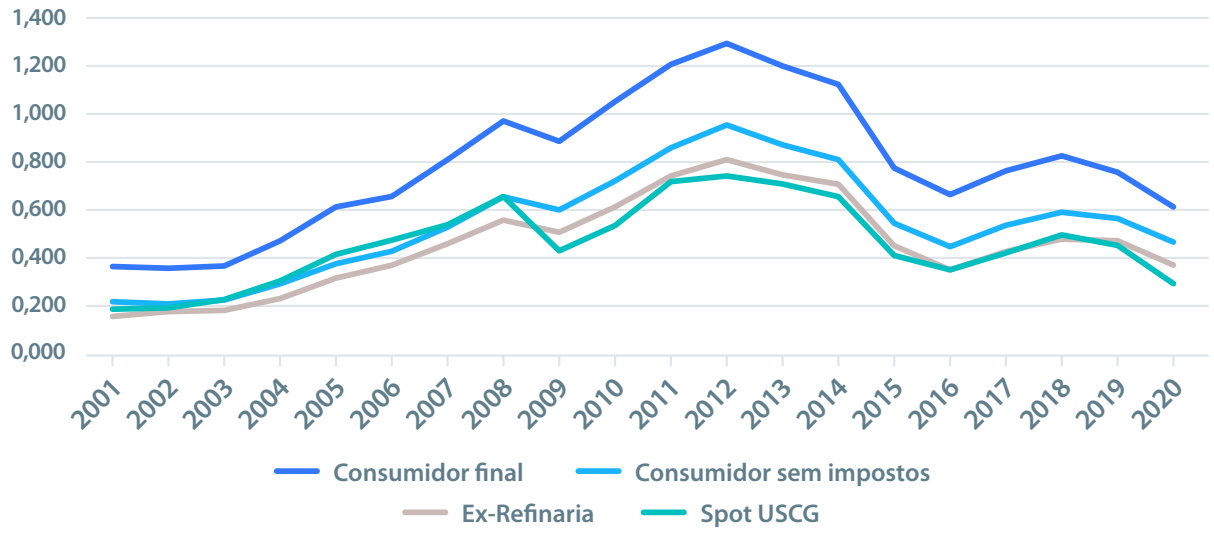
(iv) Imposto nacional sobre o carbono: O imposto foi criado pela Lei n°1.819 de 2016 com o objetivo de incentivar a mitigação de gases de efeito estufa (GEE) e consiste no pagamento de uma taxa sobre os combustíveis fósseis.

Os gráficos 15 a 20 apresentam, para o período 2001 a 2020, a evolução dos preços médios anuais da gasolina regular, do diesel automotivo e do GLP residencial nos níveis do consumidor final com

14. Decreto Supremo 29.894, de 7 de fevereiro de 2009, e criação da ANH por meio da Resolução Administrativa 474/2009 de 07 de maio de 2009.
15. OLADE (2021) Precios de la Energía en América Latina y el Caribe. Informe Anual. Abril 2021.

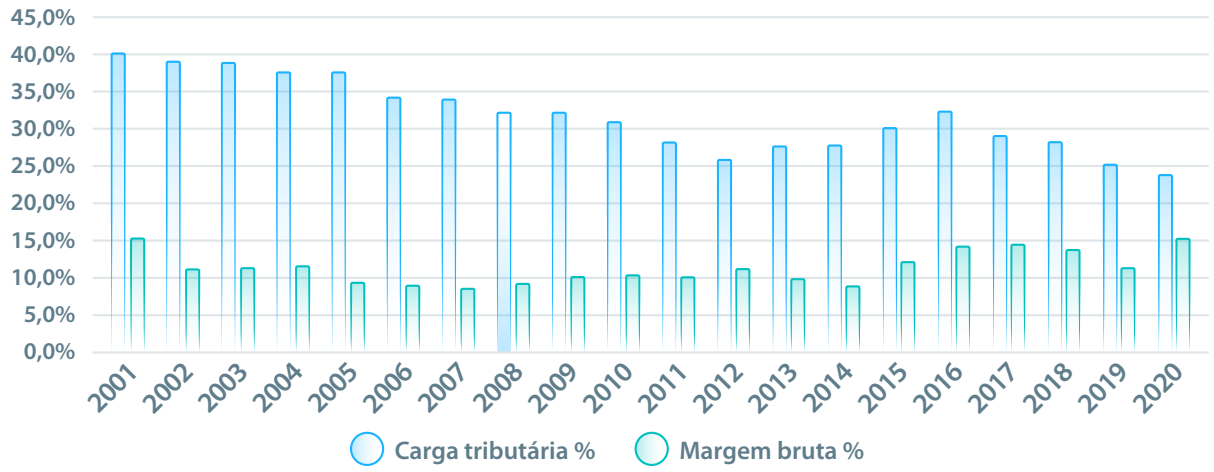
e sem impostos e ex-refinaria, assim como da margem bruta de distribuição e revenda expressa em percentual do preço final e da carga tributária.

Gráfico 15 – Colômbia: Gasolina Regular (Preços em US$/litro – 2001-2020)



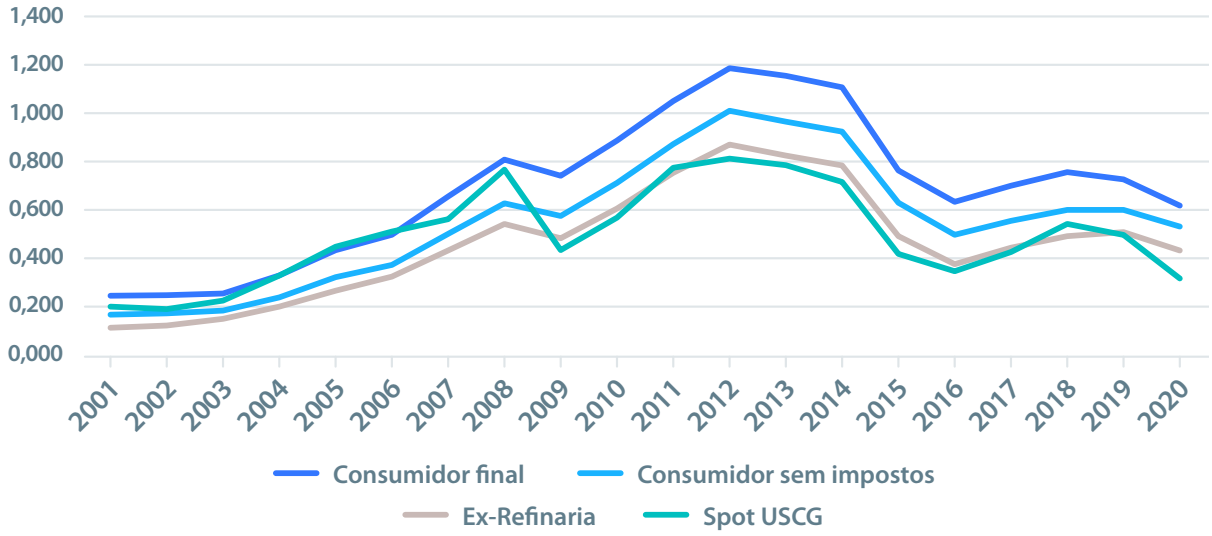
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 16 – Colômbia: Gasolina Regular (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



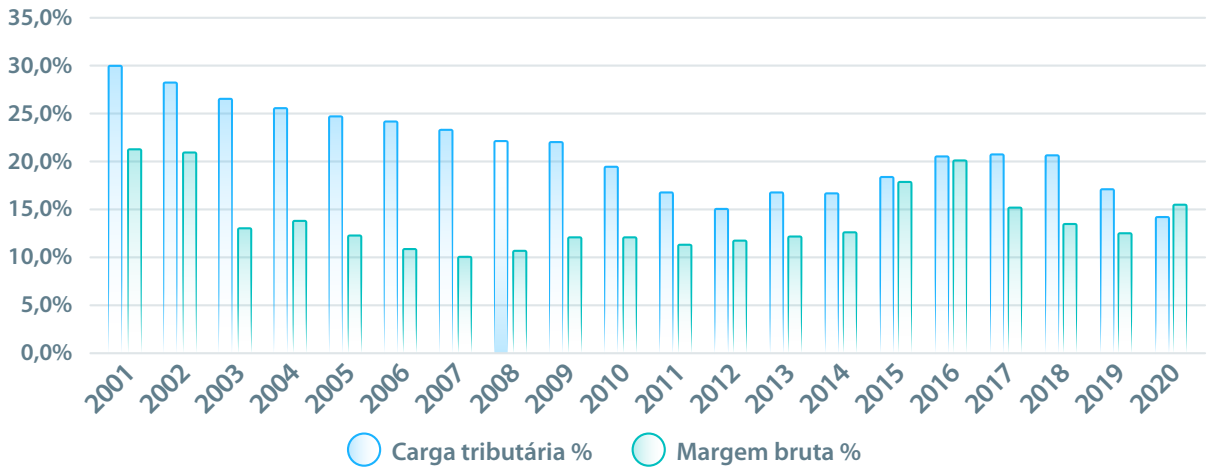
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 17 – Colômbia: Diesel Automotivo (Preços em US$/litro – 2001-2020)



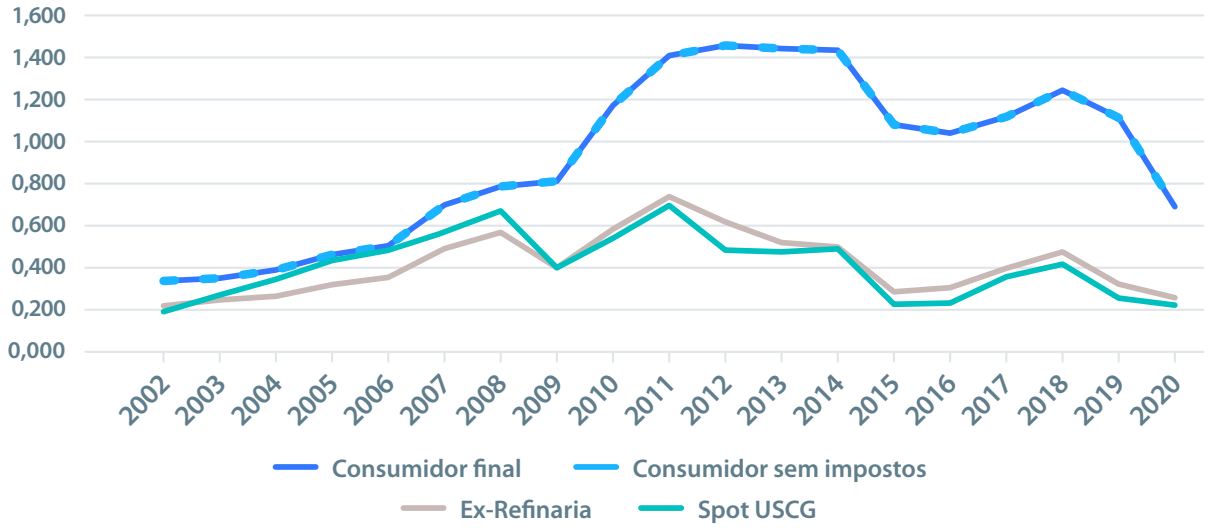
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 18 – Colômbia: Diesel Automotivo (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



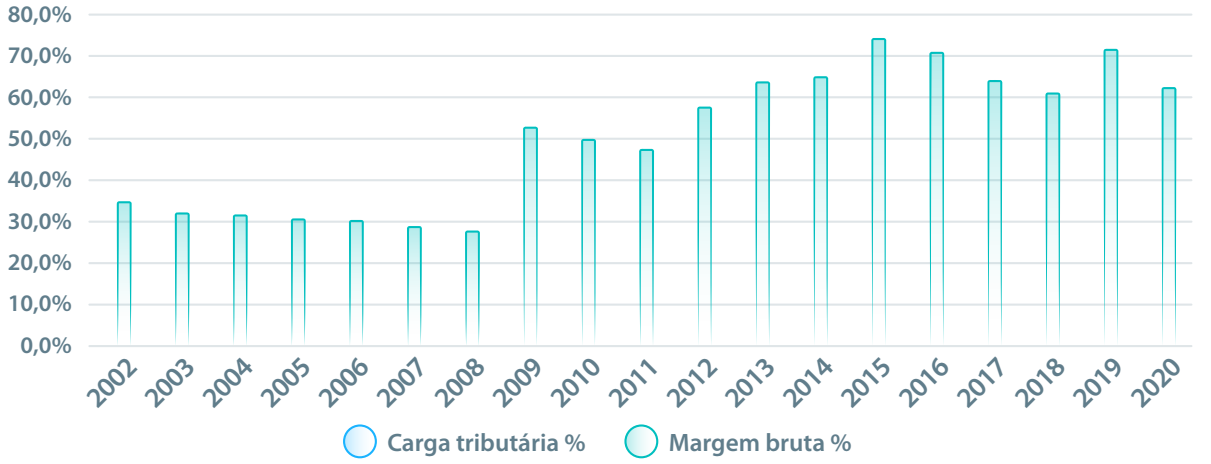
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 19 – Colômbia: GLP (Preços em US$/kg – 2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 20 – Colômbia: GLP (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

13.3.4 México

Considerando os países da América Latina, o México é o segundo país em termos de população e de PIB nominal, ficando atrás apenas do Brasil (Banco Mundial, 2019). O mercado de combustíveis automotivos é o 6° maior em nível internacional e o país ocupa a 4° posição no ranking dos maiores consumidores de gasolina em todo o mundo[16]. O Quadro 7 apresenta alguns indicadores socioeconômicos do México.

Quadro 7 – México: Características socioeconômicas

População (milhões habitantes)	128,9
População Urbana (%)	80
PIB (US$ bilhões)	1.076,2
PIB per capita (US$)	8.349

Fonte: Banco Mundial (2020)

O México é um grande produtor e exportador de petróleo e gás natural. Como acontece com diversos países grandes produtores, os hidrocarbonetos representam uma parcela significativa da matriz energética do país. Essas duas fontes primárias correspondem a 85% da oferta de energia, sendo o petróleo responsável por 37% e o gás natural por 48%. No entanto, para atender a demanda interna de derivados de petróleo, o país necessita de volumes consideráveis de importação, cerca de 70% no caso dos combustíveis automotivos (gasolina e diesel) e de quase 60% no caso do GLP, como apresentado no Quadro 8.

Quadro 8 – México: Características do mercado de combustíveis – 2019

Consumo total por combustível (10^3m^3) Gasolina: 41.339 Diesel: 17.221 GLP: 15.633	Consumo per capita por combustível Gasolina: 321 l/hab Diesel: 134 l/hab GLP: 67 kg/hab
Participação de cada combustível no consumo total de derivados de petróleo	Gasolina: 51% Diesel: 23% GLP: 14%
Participação dos combustíveis na matriz de consumo de energia por segmento	Residencial GLP: 31% Comercial GLP: 36% Industrial Diesel: 4%, GLP: 2% Transporte Gasolina: 68%, Diesel: 21%, GLP: 3%
Produção e Importação de Gasolina (10^3m^3)	Produção nacional: 14.114 Importação: 33.453 Importação/Oferta Total: 70%
Produção e Importação de Diesel (10^3m^3)	Produção nacional: 6.010 Importação: 15.635 Importação/Oferta Total: 72%
Produção e Importação de GLP (10^3m^3)	Produção nacional: 6.495 Importação: 9.331 Importação/Oferta Total: 59%

Fonte: Balanço Nacional de Energia – México 2019

16. (SENER, 2018) Secretaria de Energia.

O GLP é um energético bastante difundido nos domicílios e corresponde a cerca de 30% da matriz residencial de energia. Ressalta-se também que é permitido o uso desse combustível para a atividade de transporte cuja participação é de 3% (Quadro 8).

Toda a cadeia produtiva da indústria de petróleo foi de exclusividade do Estado por cerca de 75 anos. Em 1938, com a expropriação das empresas privadas, foi criada a Petróleos Mexicanos (PEMEX), empresa estatal do setor de hidrocarbonetos, que atuava em todas as atividades da indústria de petróleo. O esforço exploratório do final dos anos 60 começou a dar resultado no início da década de 70, com a implementação de um novo programa de perfurações de poços de desenvolvimento. Em meados dos anos 70, o país iniciava a comercialização externa de petróleo numa escala superior a 100 mil barris por dia. No *downstream*, a empresa estatal detinha o monopólio das seguintes atividades: transporte, armazenamento, distribuição e venda de derivados de petróleo e estava autorizada a executá-las por meio de contratos com empresas privadas. A Pemex era a única distribuidora e operava por um sistema de franquias com proprietários privados dos postos de revenda. (EPE, 2016)[17].

Atualmente a Pemex é uma empresa de economia mista que atua na exploração dos recursos de petróleo e gás natural em território mexicano, além de diversas operações no exterior, e é proprietária de seis refinarias; e também atua nas atividades de distribuição e de comercialização; de importação e exportação de óleo e derivados. Algumas empresas privadas também operam no México nas atividades de distribuição e de importação, e as principais são: Exxon Mobil, Koch Supply & Trading México, Glencore e Andeavor.

O país passou por um longo período de vigência de uma política de regulação da indústria de petróleo e derivados baseada no controle da cadeia produtiva, administração de preços e concessão de subsídios gerais a diversos produtos. Tal configuração, caracterizada pela interferência estatal, foi sendo modificada a partir de 2013, num processo de liberalização dos mercados de combustíveis, que passou a contemplar o alinhamento dos preços domésticos com os praticados no mercado internacional. Pretendeu-se implementar a lógica do livre mercado, com precificação determinada pelos agentes privados e oscilações de preços reagindo aos sinais econômicos (IISD, 2018). Cabe ressaltar que, em 2012, o México deixou o grupo dos dez maiores produtores de petróleo, ao qual pertencia desde 1980 (EPE, 2016).

Desse modo, com a denominada Reforma Energética implementada em 2013 e a Lei de Hidrocarbonetos, sancionada em 2014, a política adotada a partir de 2017 passou ser a de liberdade dos preços no mercado de combustíveis. Ressalta-se que passaram a ser permitidas importações dos derivados por parte dos agentes privados. Com essa reforma, os subsídios ao consumo foram eliminados e, particularmente no caso do GLP, mesmo o combustível tendo grande inserção

17. EPE (2016). Nota Técnica SPT-Abast N° 1/2016. Marco Regulatório da Indústria do Petróleo no México. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-306/NT_Mexico%202016set[1].pdf

na matriz energética residencial, não foram criadas novas políticas de concessão de benefícios e subsídios (IISD, 2018).

Em julho de 2021, a Secretaria de Energia (SENER) do Ministério de Energia, responsável por conduzir a política energética, emitiu uma diretriz emergencial determinando o estabelecimento de uma metodologia para fixar os preços máximos por região ao consumidor final de GLP. A motivação foi a alta recente dos preços internacionais, bem como o crescimento acentuado das margens na distribuição e comercialização, considerando a necessidade de garantia do bem-estar das famílias, dada a relevância do GLP como principal fonte de energia para o uso de cocção e aquecimento nas residências.

Em 2013 foi também criado o Fundo Mexicano de Estabilização e Desenvolvimento com o objetivo de receber todas as receitas decorrentes das concessões e contratos de exploração e extração de hidrocarbonetos e realizar pagamentos referentes às rendas petrolíferas, sendo assim uma poupança para o futuro (40% permanecem no fundo, só como aplicação) e 60% serão investidos em diversos setores, tais como petróleo e energia renováveis, infraestrutura, previdência social, saúde, educação e mobilidade. (EPE, 2016)[18].

No âmbito regulatório, a Comissão Nacional de Hidrocarbonetos (CNH) é responsável pela regulação do upstream da indústria de petróleo e gás natural e a Comissão Reguladora de Energia (CRE) define as normativas específicas do *downstream* do setor de petróleo e gás natural, além do setor de energia elétrica.

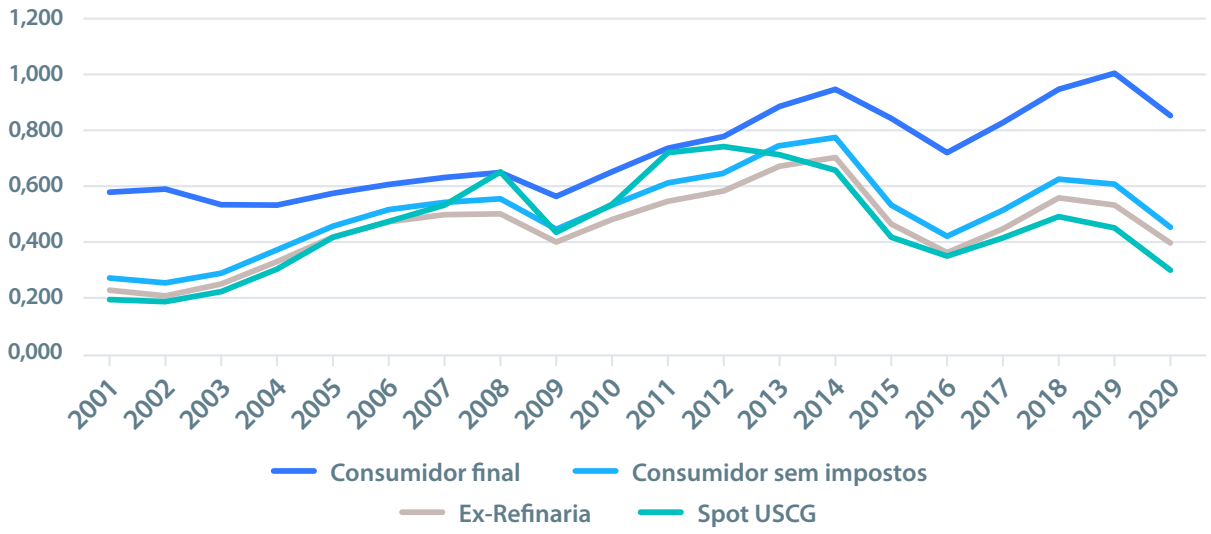
Entre 2010 e 2012, os preços domésticos ao consumidor final, que incluem os preços nas unidades produtivas, impostos e margens de comercialização nas atividades de distribuição e revenda estavam bem próximos aos preços internacionais de referência e, portanto, a rentabilidade da Pemex tendia a ser inferior à das empresas verticalizadas da indústria do petróleo em nível internacional. A partir da mudança do marco regulatório iniciada em 2013, os preços do mercado nacional seguiram trajetórias de alta, acompanhando os preços internacionais, principalmente após a liberalização dos preços ao consumidor final em 2017.

No que se refere à tributação, dois impostos incidem sobre os preços dos combustíveis: o imposto especial sobre produção e serviço (IEPS) que é aplicado sobre a gasolina e o diesel, excluindo o GLP e o Imposto sobre Valor Agregado (IVA) que possui alíquota de 16% para gasolina, diesel e GLP.

18. Conforme a Nota Técnica EPE (2016), os três principais objetivos do Fundo Mexicano de Estabilização e Desenvolvimento são: (i). Receber e realizar pagamentos. O Fundo receberá as receitas do Estado derivadas das concessões e contratos de exploração e extração de hidrocarbonetos. Quando aplicável, poderá realizar os pagamentos associados aos custos de extração de hidrocarbonetos; (ii) Contribuir com o Orçamento dos Estados da Federação O Fundo transferirá recursos para o Orçamento dos Estados da Federação até 4,7% do Produto Interno Bruto (PIB). Este montante já inclui as transferências para os fundos de estabilização, fundos setoriais e Auditoria Superior da Federação para cobrir os custos de fiscalização em matéria petrolífera; (iii) Administrar a poupança de longo prazo. O excedente de receitas relativo aos pagamentos e transferências já mencionados se atribuirá a uma conta de poupança de longo prazo, sendo investido em ativos financeiros com o fim de maximizar o retorno em favor da Nação, porém diversificando os riscos para evitar que possam apresentar perdas de recursos.

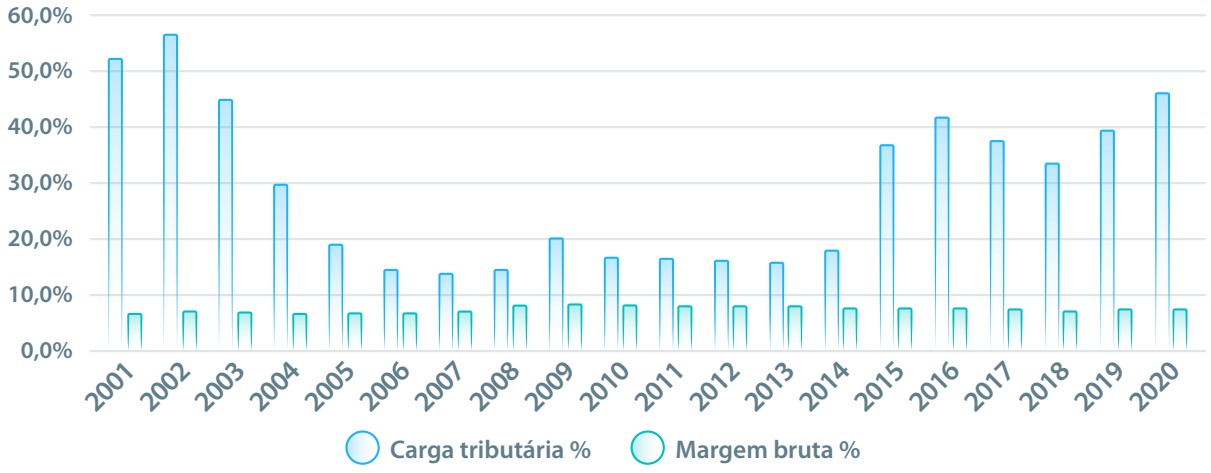
Os gráficos 21 a 26 apresentam, para o período 2001 a 2020, a evolução dos preços médios anuais da gasolina regular, do diesel automotivo e do GLP residencial nos níveis do consumidor final com e sem impostos e ex-refinaria, assim como da margem bruta de distribuição e revenda expressa em percentual do preço final e da carga tributária.

Gráfico 21 – México: Gasolina Regular (Preços em US$/litro – 2001-2020)



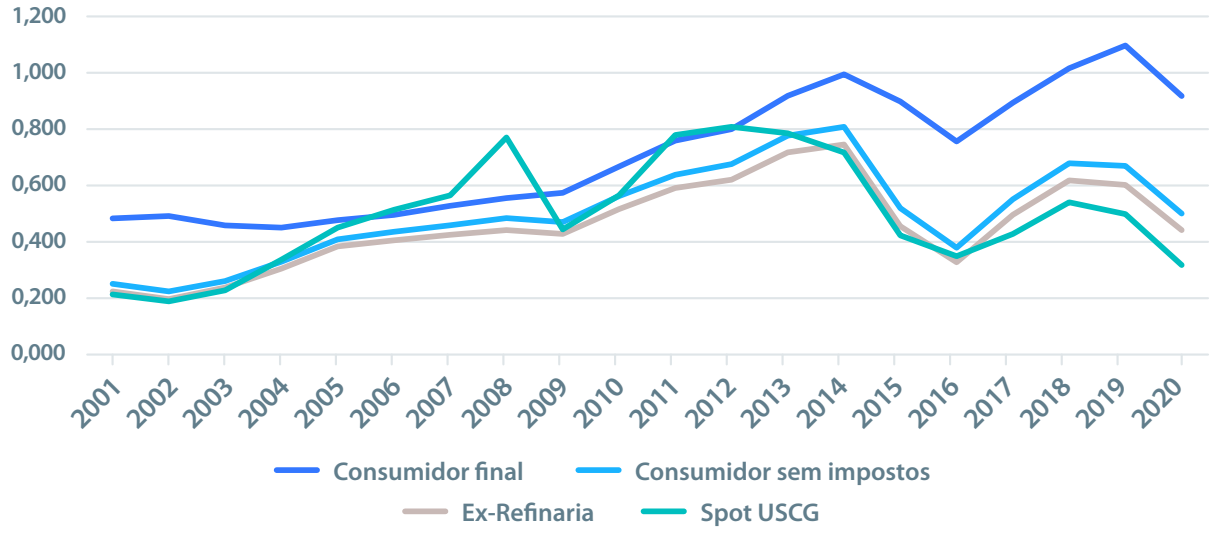
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 22 – México: Gasolina Regular (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



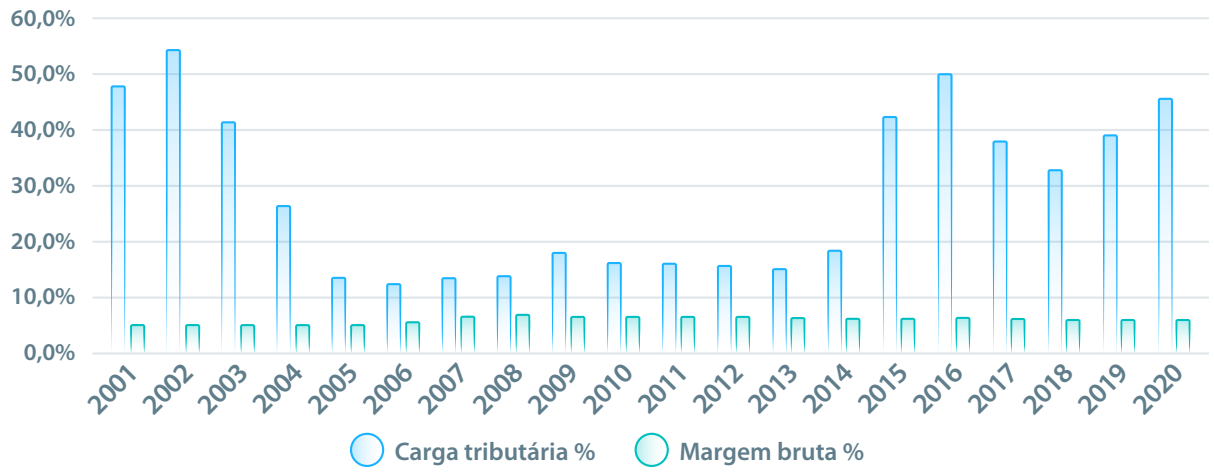
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 23 – México: Diesel Automotivo (Preços em US$/litro – 2001-2020)



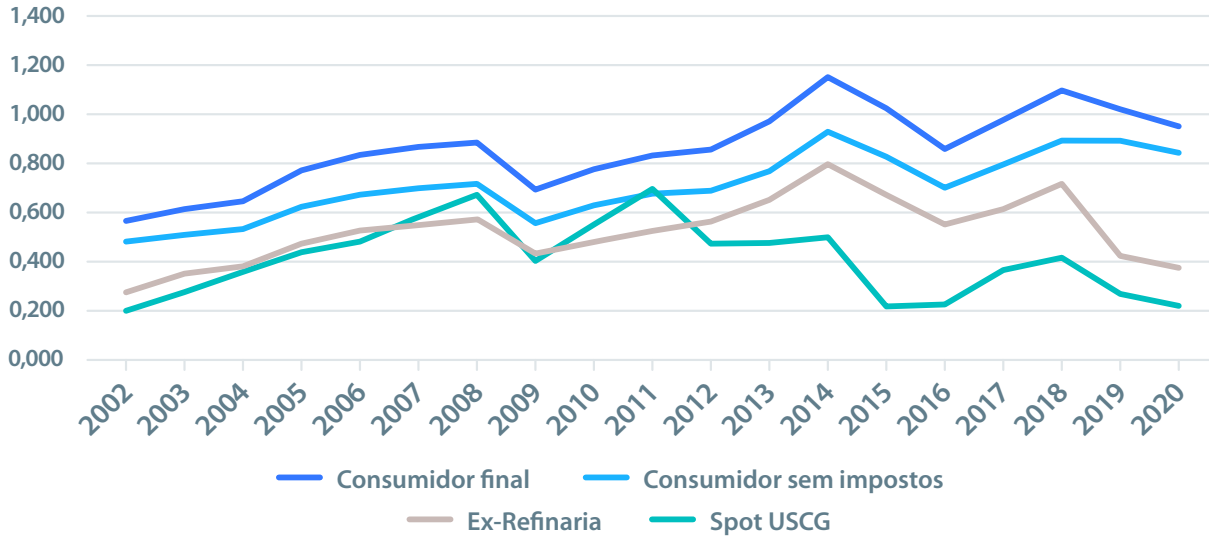
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 24 – México: Diesel Automotivo (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



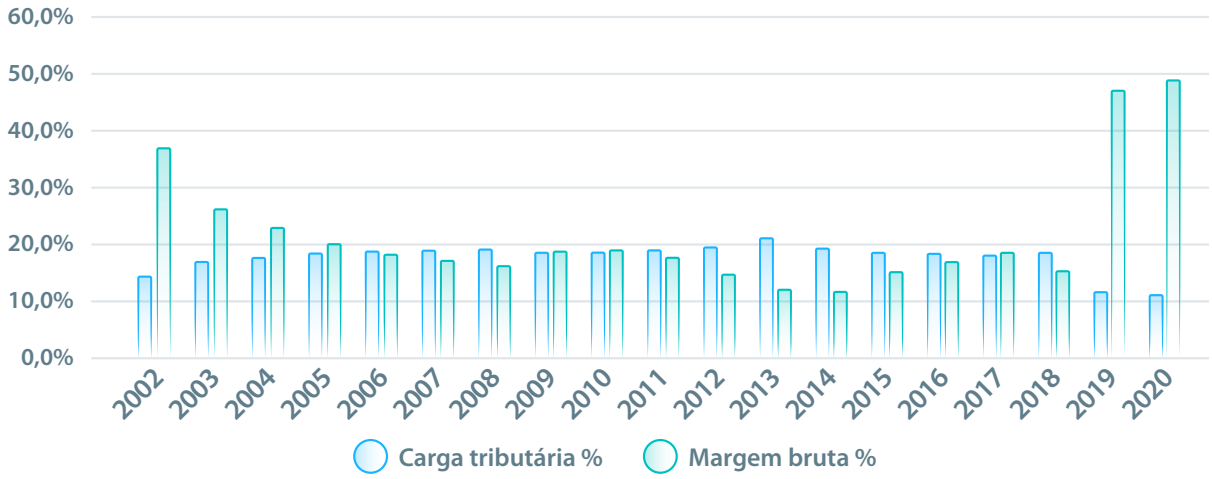
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 25 – México: GLP (Preços em US$/kg – 2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 26 – México: GLP (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

13.3.5 Peru

Com uma população de quase 33 milhões de habitantes, dos quais um pouco menos de 80% vivem nas regiões urbanas (Quadro 9), a economia do Peru tem como um importante pilar a atividade de mineração, com destaque, principalmente, para a produção de prata, cobre, chumbo e estanho. Em termos de PIB per capita, o país é o quinto maior na comparação entre os países da América do Sul.

Quadro 9 – Peru: Características socioeconômicas

População (milhões habitantes)	32,9
População Urbana (%)	78
PIB (US$ bilhões)	202,0
PIB per capita (US$)	6.140

Fonte: Banco Mundial (2020)

O Peru é um país que requer elevados níveis de importação de petróleo e de derivados para suprir a demanda interna. No que se refere ao petróleo, a dependência externa corresponde a 66% do total do consumo. Em termos de derivados, a maior dependência, calculada entre o volume importado e a oferta total do país, está atrelada aos combustíveis tradicionalmente utilizados no segmento de transporte[19] e o indicador é de 58% para o diesel e de 28% para a gasolina (Quadro 10).

Quadro 10 – Peru: Características do mercado de combustíveis – 2019

Consumo total por combustível (10^3m^3) Gasolina: 3.101 Diesel: 6.576 GLP: 3.682	Consumo per capita Gasolina: 94 l/hab Diesel: 200 l/hab GLP: 62 kg/hab
Participação de cada combustível no consumo total de derivados de petróleo	Gasolina: 22% Diesel: 53% GLP: 21 % Consumo Total de Derivados: 14.045 10^3m^3
Participação dos combustíveis na matriz de consumo de energia por segmento	Residencial GLP: 24% Comercial GLP: 8% Diesel: 7% Industrial GLP: 9% Diesel: 6% Transporte Diesel: 48% Gasolina: 22% GLP: 8%
Produção e Importação de Gasolina (10^3m^3)	Produção nacional: 2.767 Importação: 1.062 Importação/Oferta Total: 28%
Produção e Importação de Diesel (10^3m^3)	Produção nacional: 3.043 Importação: 4.140 Importação/Oferta Total: 58%
Produção e Importação de GLP (10^3m^3)	Produção nacional: 2.797 Importação: 644 Importação/Oferta Nacional: 19%

Fonte: Balanço Nacional de Energia Peru– 2019

19. No Peru, é permitido o uso de GLP como combustível para veículos.

Na indústria de petróleo e derivados do Peru, a maior empresa é a estatal Petroperu S.A., que atua de forma integrada, participando, portanto, de todos os segmentos da cadeia produtiva. Entre os objetivos da empresa, destacam-se: garantir o abastecimento do mercado de forma eficiente, operar de forma a ofertar produtos e serviços de qualidade e garantir a sustentabilidade financeira.

No que tange à estrutura regulatória, foi criado em 1996 o órgão, atualmente denominada Organismo Supervisor do Investimento em Energia e Mineração (Osinergmin)[20], que é uma instituição pública responsável por regular e supervisionar as empresas que operam nas indústrias de energia elétrica, de petróleo e derivados e de mineração, estabelecendo normativas legais para o desenvolvimento de todas as atividades do setor energético, bem como para a proteção dos interesses da população.

Em relação à política de preços, foi criado em 2004 o Fundo de Estabilização de Preços dos combustíveis derivados do petróleo (*Fondo para la Estabilización de Precios de los combustibles derivados del petróleo*), com o objetivo de mitigar o efeito do aumento dos preços internacionais dos combustíveis sobre os preços internos e, dessa forma, atenuar os impactos inflacionários. Em 2010, a agência reguladora peruana (OSINERGMIN) se tornou responsável pela publicação periódica, a cada dois meses, dos preços de paridade de importação (PPI). Com base nos preços informados por produtores e importadores, eram estabelecidos preços de paridade de importação, os quais podiam oscilar em uma determinada faixa. O Fundo garante a cobertura para os seguintes derivados: diesel, gasolina, GLP e óleo combustível e a faixa de variação estabelecida foi de ± 5%, exceto para o GLP, cuja faixa foi de ± 15%.

No entanto, como no período de queda dos preços internacionais, o aporte dos recursos para o Fundo de Estabilização não foi suficiente para cobrir os recursos necessários nos momentos de trajetória de alta dos preços, o Fundo não foi autofinanciável ao longo do tempo. Dessa forma, como destacado em KOJIMA (2013), no período entre 2004 e 2011, a transferência orçamentária ao Fundo, por meio dos aportes do Banco Central de Reserva do Peru, totalizou US$ 2,5 bilhões.

De acordo com OLADE (2021), a tributação adotada no Peru para os derivados de petróleo contempla três tipos de impostos:

(i) Imposto sobre combustíveis para o transporte automotivo (*Impuesto al Rodaje*): é tributado sobre o consumo de combustíveis utilizados no setor de transporte automotivo, com exceção do diesel. O percentual equivale a 8% do preço de refinaria do combustível;

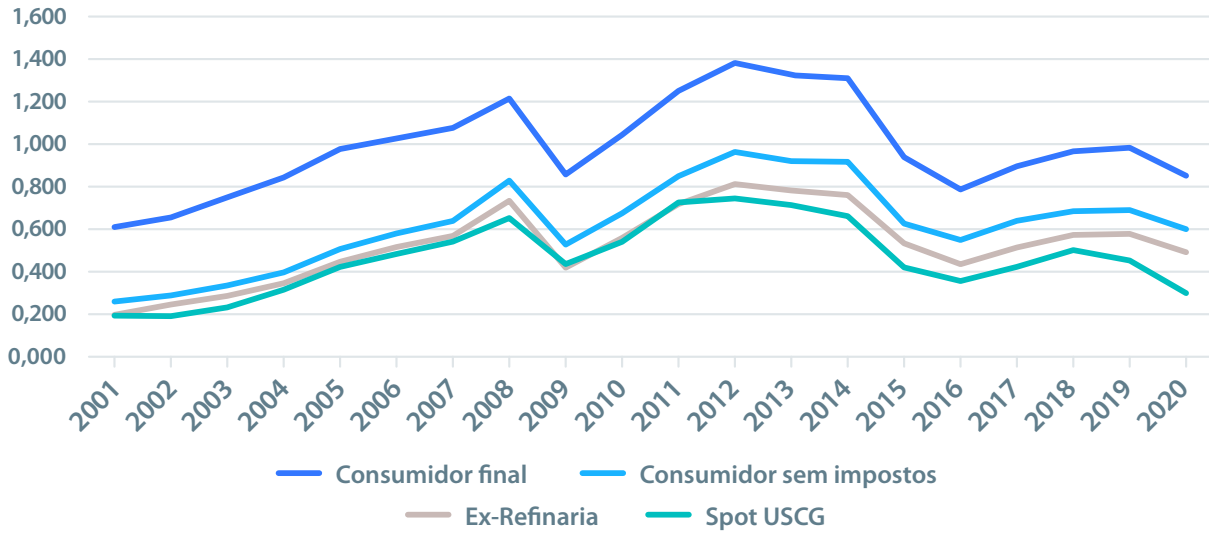
(ii) Imposto seletivo de consumo: é um imposto que estabelece valores fixos para cada tipo de combustível;

(iii) Imposto geral sobre vendas ou Imposto sobre Valor Agregado (IVA): é um imposto geral sobre o consumo, cobrado no país sobre os bens móveis, a importação de bens, a prestação ou utilização de serviços. A alíquota geral do IVA corresponde a 19%.

20. Em 1996, mediante a Lei nº 26734, foi criado o Organismo Supervisor do Investimento em Energia (Osinerg), responsável pelas empresas que atuavam nas indústrias de energia elétrica, de petróleo e derivados. A partir de 2007, com a Lei nº 28964, ampliou-se a atuação do órgão regulador que passou a incluir as atividades das indústrias de mineração.

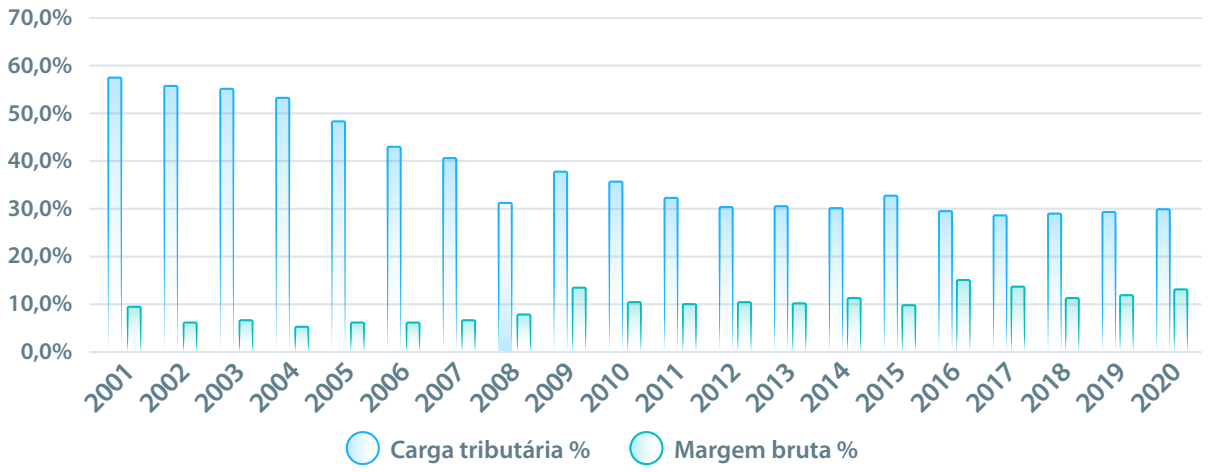
Os gráficos 27 a 32 apresentam, para o período 2001 a 2020, a evolução dos preços médios anuais da gasolina regular, do diesel automotivo e do GLP residência nos níveis do consumidor final com e sem impostos e ex-refinaria, assim como da margem bruta de distribuição e revenda como percentual do preço final e da carga tributária.

Gráfico 27 – Peru: Gasolina Regular (Preços em US$/litro – 2001-2020)



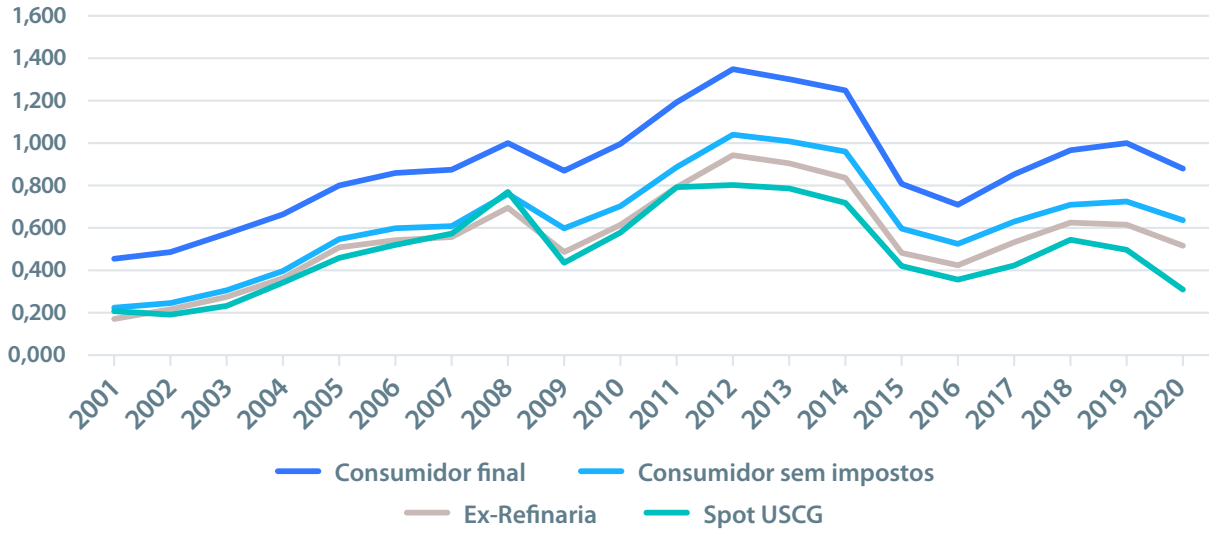
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 28 – Peru: Gasolina Regular (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



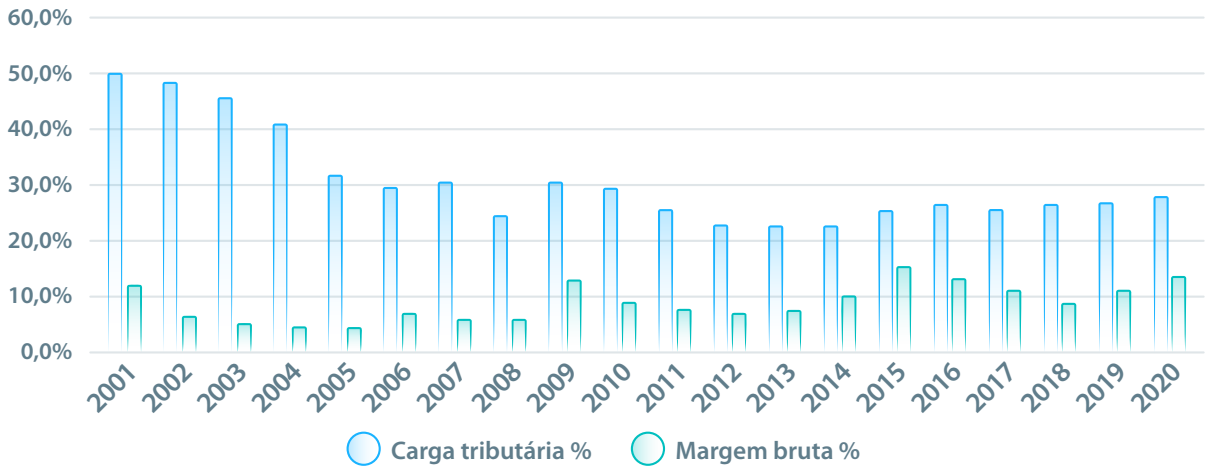
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 29 – Peru: Diesel Automotivo (Preços em US$/litro – 2001-2020)



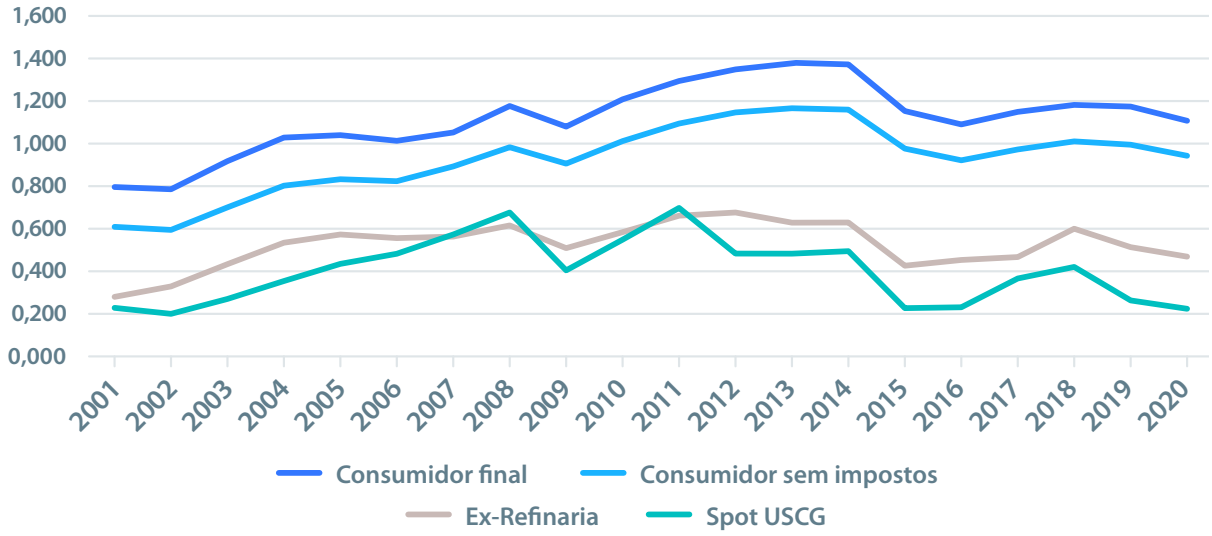
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 30 – Peru: Diesel Automotivo (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



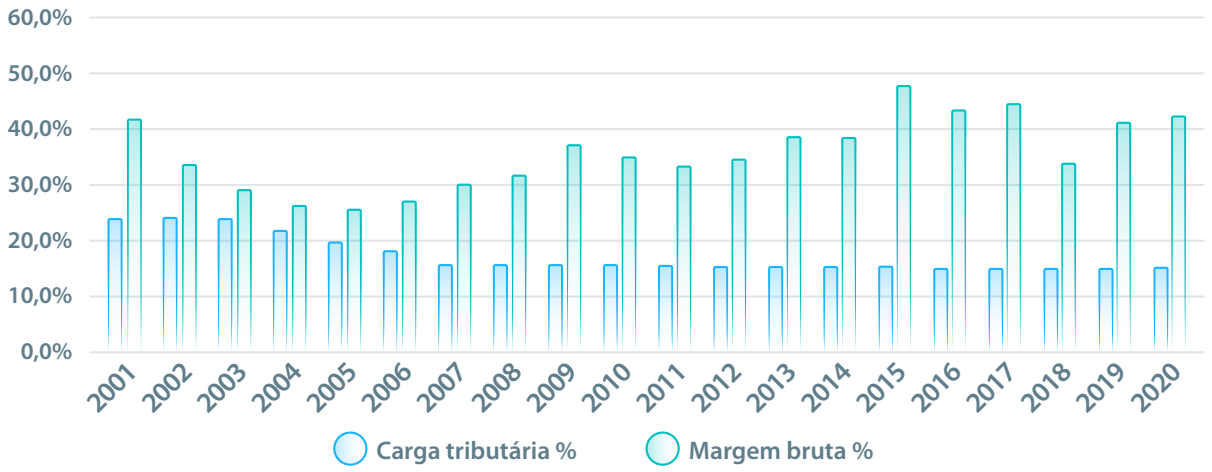
Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 31 – Peru: GLP (Preços em US$/kg – 2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

Gráfico 32 – Peru: GLP (Margem Bruta e Carga Tributária -2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

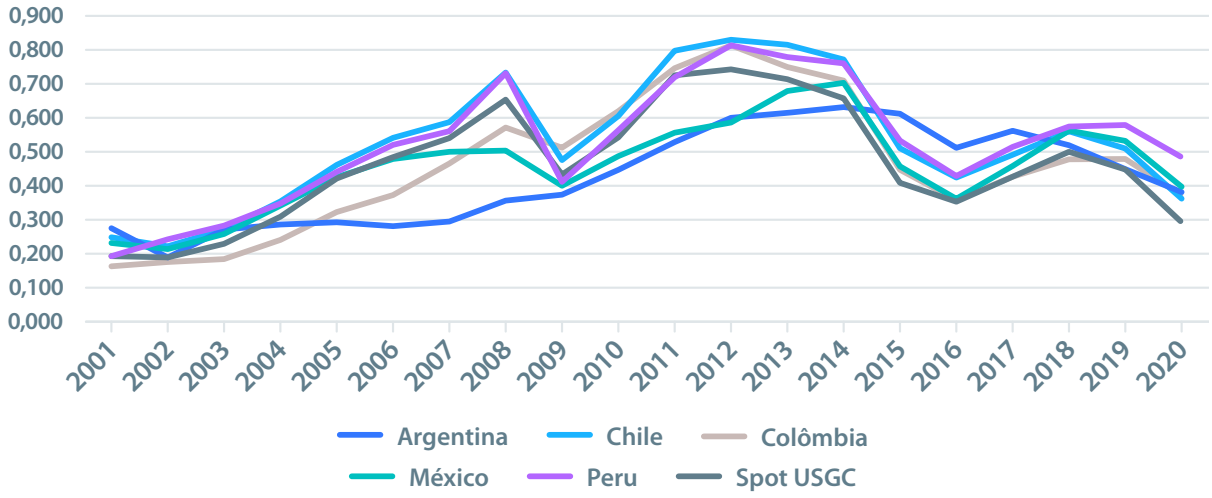
13.4 Uma Síntese da Análise Comparativa

A análise comparativa dos cinco países selecionados neste Texto para Discussão mostra que, em todos eles, a indústria petrolífera vem passando por significativas transformações nas duas últimas décadas, as quais se refletem nas políticas de preços dos derivados de petróleo. As mudanças estruturais dos respectivos mercados podem ser resumidas pelo incentivo à maior participação de novas empresas (no caso da extinção dos históricos monopólios estatais dos países latino-americanos) e pela privatização parcial das companhias petrolíferas nacionais (YPF, Enap, Ecopetrol, Pemex e Petroperu), não obstante elas continuem exercendo um papel bastante relevante.

Esse movimento apresenta um ponto importante de convergência entre os países: ele tem sido acompanhado pela desregulamentação dos preços dos combustíveis, seja pela adoção da PPI como base de fórmulas de preços, seja pela sua liberação total. Cabe notar que tal critério se ajusta ao conceito de custo econômico ou de oportunidade do suprimento desses produtos, uma vez que todos os países analisados são importadores de petróleo e ou derivados, ainda que a Argentina, a Colômbia e o México tenham produções importantes, porém insuficientes para atenderem todos os seus mercados domésticos; Chile e Peru, por outro lado, são fortemente dependentes de importações, o que naturalmente faz da PPI a referência natural dos preços de mercado.

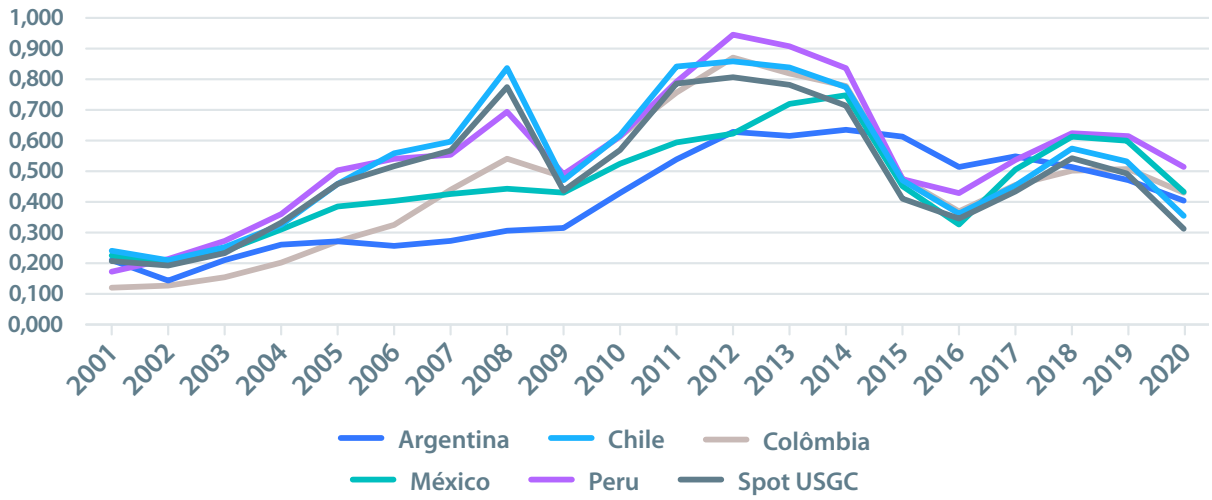
Os gráficos 33 e 34 apresentam a evolução dos preços ex-refinaria nos países analisados e das cotações spot no USGC para a gasolina e para o diesel automotivos. Para ambos os produtos, pode-se destacar a eliminação dos subsídios (aqui estimados pela diferença entre os preços ex-refinaria e as cotações, conforme metodologia da AIE) na Colômbia, a partir de 2009 e na Argentina e no México, a partir de 2014/2015. Nos últimos cinco anos da série, pode-se observar a dinâmica de acompanhamento dos preços ex-refinaria às cotações internacionais e de aproximação dos preços ex-refinaria entre si.

Gráfico 33 – Países Selecionados: Gasolina Regular
(Preços ex-Refinaria x Cotação USGC em US$/litro – 2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

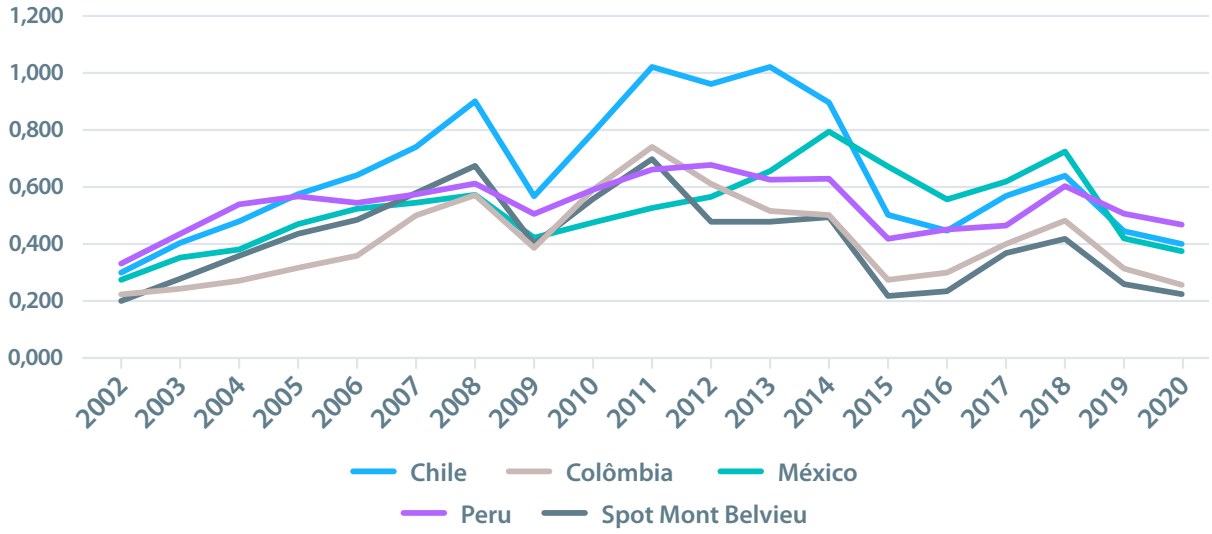
Gráfico 34 – Países Selecionados: Diesel Automotivo
(Preços ex-Refinaria x Cotação USGC em US$/litro – 2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

Para o GLP, como mostra o gráfico 35, a prática de subsídios é mais evidente na Colômbia até 2009, percebendo-se, da mesma forma que para a gasolina e o diesel, a dinâmica de acompanhamento e de aproximação dos preços ex-refinaria.

Gráfico 35 – Países Selecionados: GLP
(Preços ex-Refinaria x Cotação USGC em US$/kg – 2001-2020)



Fonte: CEPAL (2021)

Um outro importante ponto em comum é que, nos cinco países pesquisados, as estruturas tributárias desempenham um papel ativo nas políticas de preços dos combustíveis, uma vez que consideram pelo menos um tributo específico sobre esses produtos, além do imposto sobre valor adicionado (IVA). Argentina, Chile e México estão inclusive inovando com a cobrança de taxas de carbono, em linha com o que se está praticando em vários países desenvolvidos. Na Argentina e no México, constata-se uma flexibilidade na aplicação das alíquotas ou valores tributados que possibilita aos governos fazerem algum tipo de amortecimento das volatilidades dos preços nos mercados internacionais, sem a necessidade da instituição de fundos de estabilização de preços, como é o caso de Chile, Colômbia e Peru.

Importante considerar, também, as diferenças em termos de carga tributária, com o auxílio do Quadro 11 abaixo:

Quadro 11 – Países Selecionados: Carga Tributária

		Argentina	Chile	Colômbia	México	Peru
Gasolina	2020	43,5%	52,4%	23,9%	46,1%	30,0%
	2001-2020	45,7%	44,0%	31,9%	29,4%	38,2%
Diesel	2020	36,6%	31,7%	14,3%	45,8%	27,9%
	2001-2020	39,3%	24,5%	21,3%	28,7%	30,8%
GLP	2020	N/A	4,8%	0,0%	11,4%	15,3%
	2001-2020	N/A	6,3%	0,0%	14,2%	15,3%

Fonte: CEPAL (2021)

De uma forma geral, a Colômbia é o país que pratica a menor carga tributária de todos, com destaque para o GLP que está isento. Argentina, Chile e México apresentam as maiores, com diferenciações significativas entre os derivados de petróleo, sendo a gasolina a mais pesadamente tributada, seguida do diesel e do GLP. Com relação aos valores históricos, pode se observar que Argentina, Colômbia e Peru reduziram os impostos, em movimento contrário ao experimentado pelo Chile e pelo México.

Como citado anteriormente, um dos instrumentos utilizados por três dos países selecionados foi a implementação de fundos de estabilização de preços para amortecer ou modular a volatilidade de preços do mercado internacional, por meio de tributos e/ou da definição de bandas de preços a partir de preços de paridade de importação (PPI). As metodologias empregadas são relativamente similares entre os países, com características específicas em termos das faixas de variação dos preços internos para cada combustível. Entretanto, em algumas situações, os recursos existentes nos fundos não foram suficientes para serem utilizados nos momentos de altas expressivas dos preços internacionais e, consequentemente, houve aporte dos governos federais para cobrir os déficits.

No caso do GLP, em função de ter um grande impacto social, em alguns casos, os intervalos de variação dos preços eram maiores e os subsídios por meio dos fundos de estabilização de preços tendiam a ser mais elevados em comparação com os dos combustíveis automotivos. Na Argentina, foi criado o Fundo Fiduciário para Subsídios do Consumo Residencial de GLP, cujos recursos eram usados para subsidiar a aquisição de GLP por famílias de baixa renda, além de financiar a expansão da malha de fornecimento de gás natural em regiões ainda não atendidas pela infraestrutura de distribuição.

A conclusão final que se pode tirar da pesquisa que subsidiou o presente Capítulo (e que serve de lição e/ou reflexão para o caso brasileiro) é que a política de preços de combustíveis, como um desdobramento importante das políticas energéticas e de desenvolvimento dos países, pode contar com vários mecanismos de estabilização de preços, tributação diferenciada e subsídios adequadamente direcionados para os consumidores mais vulneráveis, em particular para o caso do GLP, como parte da desregulamentação dos mercados de derivados de petróleo e sem serem incompatíveis com a prática de preços livres para esses produtos.

Referências Bibliográficas

AIE/IEA (International Energy Agency). Energy Prices and Taxes. Disponível em: https://www.iea.org/

_____. (International Energy Agency). Energy Prices and Taxes for OECD Countries, 2019.

_____ . (International Energy Agency). World Energy Outlook: Executive Summary, 2020. Disponível em: https://webstore.iea.org/download/summary/4153.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colômbia. Disponível em: https://www.anh.gov.co/en/about-us/history.

ARGENTINA. Decreto nº 1.212, de 8 de noviembre de 1989. Se estabelece la desregulacion del sector de hidrocarburos. Buenos Aires: Boletín Oficial, 14 de Noviembre de 1989. Acesso em: 9 de dezembro de 2021. Disponível em: http://

www.saij.gob.ar/1212-nacional-desregulacion-sector-hidrocarburos-dn19892001212-1989-11-08/123456789-0abc-212-1002-9891soterced.

_____ . Ley n° 26.020, 4 de octubre de 2005. Congresso de la Nacion Argentina. Acesso em: 18 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26020-105181/actualizacion.

_____ . Ley n° 26.314, 12 de diciembre de 2007. Congresso de la Nacion Argentina. Acesso em: 18 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26314-135642/texto

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO Y GAS (ACP). Disponível em: https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero/271-informe-estadistico-petrolero-actualizado-marzo.

BALANCE ENERGÉTICO COLOMBIANO (BECO). Disponível em: https://www1.upme.gov.co/informacioncifras/paginas/balanceenergetico.aspx

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL DA ARGENTINA. Disponível em: https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL DO PERU. Disponível em: https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/1902937-balance-nacional-de-energia-2019

BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA. CHILE. Disponível em: http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/

BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA. SECRETARÍA DE ENERGÍA (SENER). MEXICO. Disponível em: https://www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia

BANCO MUNDIAL (2020), World Urbanization Prospects. UNICEF. Disponível em: https://population.un.org/wup/Country-Profiles/

BEYLIS, G. et CUNHA, B. Energy Pricing Policies for Inclusive Growth in Latin America and the Caribbean. World Bank, 2017

BIRD (2017). Banco Internacional para a Reconstrução e Desenvolvimento. Marchán, E., Espinasa, R. e Yépez-García, A. *The Other Side of the Boom Energy Prices and Subsidies in Latin America and the Caribbean During the Super-Cycle.*

BRITISH PETROLEUM (2020). Statistical Review of World Energy 2020.

CEPAL. Comissão Econômica para América Latina e Caribe. Disponível em: https://www.cepal.org/es/eventos/base-datos-precios-combustibles-america-latina-cepalstat.

CEPAL. Comissão Econômica para América Latina e Caribe. CEPALSTAT. Estructura del precio de los combustibles. Disponível em: https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?indicator_id=1351&area_id=429&lang=es.

CEPAL. Comissão Econômica para América Latina e Caribe. CEPALSTAT. Precio de los combustibles (comparación en dólares). Disponível em: https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?indicator_id=1352&area_id=429&lang=es

CEPPI, N. P.(2018). Política energética argentina: un balance del período 2003-2015. Revista Problemas del Desarrollo, v. 49, n. 192, enero-marzo 2018. Disponível em: https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/94219.

CHANG, H. J. The economics and politics of regulation. Cambridge Journal of Economics 1997,21, 703-728.

CNE Comisión Nacional de Energía – Chile. Anuario Estadístico de Energía, 2019.

COFECE(2018) Comisión Federal de Competencia Económica. Transición hacia Mercados Competidos de Energía: Gas LP. Disponível em: https://www.cofece.mx/wp-content/uploads/2018/06/libro-gaslp_web.pdf

COLÔMBIA. Decreto n° 2.195, 7 de octubre de 2013. Por el cual se establece el otorgamiento de Subsidios al Consumo de GLP distribuido por cilindros. Acesso em: 18 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1416554.

EIA/DoE (Energy Information Administration/Department of Energy). USA. Disponível em: https://www.eia.gov/petroleum/data.php#prices

_____ Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

EPE (2016). Nota Técnica SPT-Abast N° 1/2016. Marco Regulatório da Indústria do Petróleo no México. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-306/NT_Mexico%202016set[1].pdf

FATTOUH, B., OLIVEIRA, C. S., SEM, A. Gasoline and Diesel Pricing Reforms in the BRIC Countries: A Comparison of Policy and Outcomes OEIS OIES PAPER: WPM 57, jan 2015.

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS (IAPG). Informe Anual 2019. Argentina. Disponível em: https://www.iapg.org.ar/web_iapg/estadisticas/informe-anual/blog

INSTITUTO PERUANO ECONOMIA (IPE). Disponível em: https://www.ipe.org.pe/portal/

INTERNATIONAL INSTITUTE FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT (IISD). Mejorando y refocalizando los subsidios a la electricidad Opciones para su optimización en México. Alianza Energética entre México y Alemania (AE) y de Convergencia de la Política Energética y de Cambio Climático (CONECC). Acesso em 22 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/SubsidiosElectricos-MEX.pdf.

LODI, C.F.G. Precificação de Derivados de Petróleo: Benchmark de Políticas Governamentais e Práticas de Mercado. Apresentação para o GEE, Rio de Janeiro, outubro de 2020.

KOJIMA, M. Drawing a Roadmap for Reforming Oil Pricing Policy. The World Bank, 2013a. Disponível em: www.researchgate.net/publication/256064101

_____ . Fossil Fuel Subsidy and Pricing Policies Recent Developing Country Experience. Policy Research Working Paper 7531. Washington: World Bank Group, 2016. Acesso em: 25 de novembro de 2021. Disponível em: https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/23631/Fossil0fuel0su0g0country0experience.pdf?sequence=1&isAllowed=y

_____ . Government Response to Oil Price Volatility: Experience of 49 Developing Countries. Extractive Industries and Development Series #10. Washington DC: World Bank, 2009. Acesso em: 28 de novembro. Disponível em: http://siteresources.worldbank.org/INTOGMC/Resources/10 govt_response hyperlinked.pdf.

_____ . Petroleum product pricing and complementary policies: experience of 65 developing countries since 2009. The World Bank, 2013b. Disponível em: www.researchgate.net/publication/256056087

_____ . Reforming fuel pricing in a Age of $ 100 Oil. The World Bank: Washington, DC, 2013.

MINISTERIO DEL AMBIENTE - PERU (2019). Propuesta de Politica Energética de Estado Peru 2010-2040. Disponível em: https://sinia.minam.gob.pe/documentos/propuesta-politica-energetica-estado-peru-2010-2040.

MINISTERIO DE MÍNAS Y ENERGÍA DE COLOMBIA (MME). Resolución n° 40.005, 4 de ene de 2017. Por la cual se modifica la resolución 40.720 de 2016, por la cual se establecen los lineamientos para el otorgamiento de subsídios al consumo de GLP distribuido em cilindros. Acesso em: 18 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.minenergia.gov.co/normatividad.

_____ . Resolución n° 40.720, 27 de julio de 2016. Por la cual se establecen los lineamientos para el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuído em cilindros. Acesso em: 18 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.minenergia.gov.co/normatividad.

OCDE/IEA. Update on recent progress in reform of inefficient fossil-fuel subsidies that encourage wasteful consumption. 2021

OLADE (2021). Organização Latinoamericana de Energia. Precios de la Energía en América Latina y el Caribe. Informe Anual. Abril 2021.

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (Osinergmin). Peru. Disponível em: https://www.gob.pe/osinergmin

PETROPERÚ S.A. Disponível em: https://www.petroperu.com.pe/

PISTONESI, H. et FIGUEROA, F. Política de Precios de la Energía: Esquema teórico-metodológicos para su análisis y evaluación". IDEE, 1989.

SECRETARÍA DE ENERGÍA. Argentina. Disponível em: https://www.argentina.gob.ar/economia/energia

SECRETARÍA DE ENERGÍA (SENER). México. Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos en México. Novembro, 2018. Disponível em: https://www.gob.mx/sener/documentos/diagnostico-de-la-industria-de-petroliferos?idiom=es

SECRETARÍA DE GOBERNACIÓN (SEGOB). México. Acuerdo Núm. A/024/2021. Establece la regulación de precios máximos de gas licuado de petróleo objeto de venta al usuario final, en cumplimiento a la Directriz de emergencia para el bienestar del consumidor de gas licuado de petróleo, emitida por la Secretaría de Energía, con la finalidad de proteger los intereses de los usuarios finales. Julho, 2021. Disponível em :http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5625307&fecha=29/07/2021

SECRETARÍA DE GOBERNACIÓN (SEGOB). México. Directriz de emergencia para el bienestar del consumidor de gas licuado de petróleo. Julho, 2021. Disponível em: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5625053&fecha=28/07/2021

SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA. Argentina. Balance de gestión en energía 2016—2019: Emergencia, normalización y bases para la transformación. 2019. Disponível em: https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-12-09_Balance_de_Gestion_en_Energia_2016-2019_final_y_anexo_pub_.pdf

SUÁREZ, A. L.(2021) Las cuatro firmas que lideran negocio de los combustibles en Colombia. Portafolio, 23 de Dezembro 2021. Disponível em: https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/empresas-lideres-del-negocio-de-los-combustibles-en-colombia-554305

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética. Ministerio de Minas y Energía, Bogotá. Disponível em: https://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx

PARTE III: QUESTÕES REGULATÓRIAS

Capítulo 14

Regulação e Legalismo: aportes teóricos e conceituais sobre o exercício regulatório[1]

Helder Queiroz Pinto Jr

AldrenVernersbach

14.1 Introdução

A atividade de distribuição de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) é considerada de utilidade pública e compreende aquisição, armazenamento, envasilhamento, transporte, comercialização e controle de qualidade de GLP, assim como a assistência técnica ao consumidor. Os segmentos da cadeia produtiva do GLP são submetidos a uma regulação específica, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), considerando em sua formulação e aplicação asparticularidades dos aspectos econômicos e técnicos deste combustível (ANPa, 2017; ANPb, 2016).

O segmento de GLP tem sido alvo de recentes discussões e atos de consulta acerca da sua regulação realizados pela ANP sob a forma de Tomada Pública de Contribuição (TPC), visando reunir contribuições diversas sobre as disposições do seu arcabouço regulatório vigente, o que incita o debate quanto à necessidade desses questionamentos e consultas públicas.

Em particular, o segmento de distribuição do GLP, no Brasil, apresenta barreiras estruturais. Entretanto, tal como preconiza a literatura, barreiras estruturais não significam, ausência de

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada da Nota Técnica 01/2019, elaborada em outubro de 2019, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

competição e/ou rivalidade[2], pois são **advindas das características técnico-econômicas da indústria e da evolução da estrutura do mercado**.

Dentre as principais barreiras à entrada presentes, especificamente no mercado de GLP, podemos destacar:

i. Plantas, Armazenamento e Logística: bases de engarrafamento, tanque, etc.);

ii. Escala de Propriedade de Botijões – regulação não permite compartilhamento de marcas;

iii. Marca: sinônimo de origem, segurança e confiabilidade (distribuidores identificados pela marca e cor de seus botijões).

Além das barreiras estruturais, existem também barreiras regulatórias. Segundo Fiani e Pinto Jr (2012)[3], o exercício do papel regulador é entendido como qualquer ação do governo no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos. Com efeito, este papel envolve a regulação de preços e tarifas e, se estende também à regulação de quantidades (por meio de limites mínimos de produção ou da limitação do número de empresas que podem atuar em determinado setor), regulação de qualidade (garantia da presença de determinadas características no serviço ou produto a ser ofertado), regulação de segurança operacional de instalações e do trabalho, entre outros.

Diante dessas proposições de discussão da regulação aplicada ao mercado de GLP, este Capítulo tem o objetivo de analisar essa conduta regulatória, baseando-se nos fundamentos da regulação e nas suas indicações dos possíveis problemas que podem emergir da criação e implementação inadequada de regras. Buscar-se-á indicar, a partir das lições da literatura contemporânea sobre Regulação Econômica, os fatores principais que devem pautar a intervenção regulatória, identificando eventuais lacunas e sobreposições, e, em particular, verificar de que maneira o denominado ativismo regulatório pode impactar os custos de regulação.

Para tanto, o texto está organizado da seguinte forma. Na próxima seção são apresentados, de forma sumária, as origens e os motivos que legitimam a atividade regulatória. Em seguida, na seção 3, são examinados os problemas que podem ocorrer na delineação do arcabouço regulatório e na sua implementação, a partir dos aportes teóricos recentes. A seção 4 examina especificamente, em breve análise, o caso do mercado de GLP no Brasil, trazendo para a discussão os recentes questionamentos das suas regras já consolidadas.

2. Ver, em particular, sobre este ponto os Capítulos 1, 2 e 3.

3. Fiani, R., Pinto Jr, H. (2012), "Regulação Econômica", in Kupfer, D., Hasenclever, L., *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*, Editora Campus, 2012, Rio de Janeiro, cap. 23.

14.2 Surgimento da Regulação e Razões para Regular

Embora o papel do Estado na regulação de atividades econômicas e sociais tenha se iniciado no século XIX nos EUA, seu fortalecimento se deu durante a década de 1970, dentro do contexto de reestruturação da relação entre Estado e economia, incluindo reformas regulatórias, reformulação do orçamento público e privatizações. Vários países avançaram na reforma do Estado, em diferentes graus e velocidades, liberalizando mercados e transformando as formas de intervenção do Estado na economia, culminando com o surgimento de vários órgãos reguladores em diferentes países.

Duas principais visões alternativas da regulação da indústria são amplamente defendidas. A primeira é a de que a regulação é instituída principalmente para a proteção e o benefício do público em geral ou de alguma grande subclasse do público. A segunda visão é essencialmente que o processo regulatório desafia a explicação racional, sendo uma mistura imponderável, constante e imprevisível de forças da mais diversa natureza, constituindo atos de grande virtude moral (JOSKOW, 2000).

A regulação pode ser, ainda, conceituada como o meio adotado pelo Estado para supervisionar, controlar, adequar, estimular ou proibir atividades econômicas ou sociais, com o objetivo de conduzir a sua execução de forma apropriada, sendo a sua formulação e implementação realizadas conforme as capacidades e recursos estatais. A regulação também é definida como a influência deliberada do Estado, abrangendo todas as ações destinadas a interferir em negócios e comportamentos sociais, estando as regras mais específicas – baseadas em comandos – inseridas dentro desse campo de influência (BALDWIN, CAVE & LODGE, 2012).

Dessa forma, cabe sublinhar que a regulação é avaliada como uma atividade que restringe comportamentos e evita a execução de determinadas atividades indesejadas ou prejudiciais. Porém, uma visão mais amplificada revela que a regulação pode assumir uma função regulatória que pode ser permissiva e facilitadora, objetivando a correta execução das atividades econômicas (BALDWIN, CAVE& LODGE, 2012). Para Chang (1997), a definição convencional de regulação a classifica como uma atividade do governo que se destina a afetar diretamente os comportamentos dos agentes do setor privado, a fim de alinhá-los com o interesse público. No entanto, a regulação não deve ser vista apenas como uma intervenção pública sobre os mercados em busca da eficiência econômica, mas como um instrumento que visa igualmente os objetivos de repartição de rendas e equilíbrio dos interesses de consumidores e empresas. (LÉVÊQUE, 1998).

Quanto às motivações da formulação e aplicação da regulação existem razões técnicas para se regular uma atividade econômica em busca da satisfação do interesse público e essas justificativas são baseadas no reconhecimento de que o mercado pode falhar em produzir resultados ou comportamentos condizentes com o interesse público, ou mesmo a ausência de efetivo mercado pode incitar o ato regulatório.

Essas são algumas das motivações que suscitam a prática regulatória por parte do Estado. Cabe ressaltar que a regulação exige a observância da sua necessidade e a sua adequada aplicação.

Na seção seguinte serão discutidos problemas que surgem na elaboração e implementação de instrumentos regulatórios.

14.3 Problemas do Exercício Regulatório

O exercício da atividade de regulação, em diferentes países, tem sido objeto de constantes aperfeiçoamentos e ajustes, pois possui fraquezas que podem produzir problemas inerentes à elaboração e aplicação dos seus instrumentos. Portanto, as regras estabelecidas pelo regulador devem possuir atributos gerais que garantam a sua aplicabilidade, devendo haver precisão na sua formulação.

Nesse sentido, a regulação deve ser transparente, utilizando conceitos claros, universalmente aceitos. A regulação também deve ser acessível, ou seja, deve ser possível estabelecê-la e o cumprimento das suas determinações deve ser factível. A regulação tem que ser acessível ao seu público-alvo, sendo aplicável a situações concretas sem dificuldade ou esforço excessivos. As boas práticas de regulação devem propiciar a formulação de regras cujo conteúdo produza o comportamento aguardado dos agentes do mercado, com baixos custos de implementação, *enforcement* e monitoramento. Portanto, a regulação deve ser congruente com o objetivo definido pelo regulador, sendo consentânea com a finalidade determinada (DIVER, 1983).

De acordo com BALDWIN, CAVE & LODGE (2012), o exercício da regulação pode criar problemas na formulação e/ou aplicação das regras, dentre eles o ativismo regulatório, cujo conceito se aproxima do "*legalism*", na literatura especializada sobre o tema. Ainda segundo os autores, o ato de regulamentar de maneira abrangente, excessiva e infundada tende a provocar o *legalism*, com suas disfunções regulatórias, produzindo regras complexas e inflexíveis que podem abarcar desnecessariamente um conjunto de instâncias e ações, não satisfazendo o alcance da precisão e eficiência intrínsecas à prática regulatória. A implementação dessa regulação disfuncional pode provocar o arrefecimento da concorrência nos mercados e afetar a competitividade das próprias empresas (BALDWIN, CAVE& LODGE, 2012).

Essa forma legalista de regular – extensiva e excessiva – tende a ser praticada devido a diferentes motivações. Um primeiro motivo é (i) a rejeição do regulador de elaborar regras específicas e direcionadas, alegando dificuldade derivada da elevada demanda informativa, o que o leva a criar regras com grande amplitude regulatória. O segundo motivo é (ii) o fator político que força o regulador a formular regras generalizadas para problemas específicos, reagindo a uma demanda expressa de forma abrangente, visando evitar lacunas regulatórias. Esse comportamento do regulador produz uma regulação generalista, que abarca inúmeros segmentos, sem considerar as particularidades das atividades a serem reguladas. O terceiro motivo é (iii) a exigência de redução da possibilidade de se criar uma regulação com matizes de discricionariedade, o que conduz o regulador à produção excessiva de regras amplas e inflexíveis, tornando a regulação rigorosa

e inelasticamente associada às leis. A quarta motivação do legalismo é (iv) a busca célere do aproveitamento da inquietação pública relativa a determinado dano, antes que haja o arrefecimento dessa aflição pública (BALDWIN, CAVE& LODGE, 2012).

Formular e aplicar uma regulação extensa e excessiva pode provocar a frequência da revisão regulatória e a manutenção de instrumentos regulatórios obsoletos. Essa proliferação de regras e a falta de revisões produz uma regulação dispensável por sua inutilidade. A criação de um quadro regulatório detalhado e prescritivo também pode criar barreiras à entrada nos setores econômicos e inibir a concorrência ao discriminar os agentes nos mercados.

Cabe ressaltar ainda que a atuação infundada em prol do aumento da concorrência pode criar disfunções regulatórias, resultantes do excesso legalista em que o regulador incorre na produção de regras ao buscar uma eficiência de mercado pautada na ampliação da concorrência.

14.4 Questões-chave da Regulação do GLP

O debate em torno das mudanças na regulação do mercado de GLP constitui uma ilustração exemplar das questões associadas ao ativismo regulatório e ao "*legalism*" destacado acima.

Atualmente, a regulação aplicada ao segmento de distribuição e comercialização de GLP está sendo, uma vez mais, modificada. Em particular, chama atenção a quantidade de revisões regulatórias, recentemente estabelecidas para o mercado de GLP (ver Anexo 1).

O instrumento de regulação chamado Tomada Pública de Contribuição (TPC), utilizado pela ANP, é um instrumento que tem oobjetivo de tornar público determinado assunto e colher sugestões da sociedade e dos demaisentes públicos a respeito de temas de grande relevância, em respeito ao princípio democrático (ANPd, 2018). Porém, esse instrumento deve ser executado em casos que revelam urgência de mudanças regulatórias, devido à inadequação da regulação vigente provocada por alguma alteração nas atividades econômicas reguladas. Entretanto, a ANP está utilizando o TPC sem uma prévia avaliação da sua necessidade perante a regulação já em vigência.

A abertura sistemática e deliberada de TPC – o que leva à ocorrência do problema regulatório do legalism – pode colocar em questão regras que já estão consolidadas e que funcionam satisfatoriamente com a adequação das empresas ao sistema de operação definido. Como será examinado detalhadamente numa próxima etapa deste estudo, a permissão do enchimento fracionado e a não exigência da marca em prol de uma suposta concorrência setorial, conduzirá à impossibilidade de controle da qualidade do GLP e dos procedimentos de envasilhamento e, consequentemente, reduzirá a segurança do seu fornecimento aos consumidores.

Quanto à marca, tal como visto nos capítulos 2 e 3, ela proporciona a identificação do produto e com isso a diferenciação entre os produtores, constituindo-se em um dos elementos da competição. O uso da marca no segmento de GLP permite a identificação da procedência do produto, a relação

entre o distribuidor e a qualidade do GLP e, com base nessa relação, são geradas as vantagens competitivas para as empresas, o que configura a concorrência setorial (ARAÚJO, 2018).

Vale ressaltar que a marca é o que fortalece o processo de aumento da qualidade do produto e dos seus recipientes, os botijões, pois o elo entre a marca e os atributos de cada distribuidor é o que gera a estratégia das empresas no mercado. A não exigência da marca, fazendo com que os distribuidores sejam levados a praticar o envasilhamento do GLP em botijões de qualquer empresa, eliminaria o elemento que promove a busca da qualidade por parte das firmas, em virtude da concorrência, o que garante por consequência a segurança do consumidor. Importante salientar que a ANP teria que fazer a fiscalização das condições de aproximadamente 116 milhões de botijões em todo o país, o que é inviável diante do custo regulatório elevado (ARAÚJO, 2018).

Em face da discussão sobre mudanças no arcabouço regulatório do mercado de GLP, cabe ainda questionar a ausência de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) por parte da ANP, tendo em vista que, dessa forma, a Agência obterá uma avaliação regulatória das regras que atualmente estão vigorando. Ademais, uma AIR permitiriacomplementar e atualizar a Análise de Impacto Regulatório,já realizada pela própria ANP para o mercado de GLP, cujo objetivo era analisar a regulação específica vigente quanto à requalificação de recipientes transportáveis de aço para GLP (ANPg, 2015).

É possível, à guisa de síntese, destacar que a regulação do mercado de GLP foi elaborada conforme a evolução das atividades do setor, respeitando as suas particularidades técnicas e econômicas, definidas dentro da sua estrutura setorial. Com a redução da interferência estatal nas operações do segmento, a cadeia produtiva do GLP desenvolveu a sua concorrência, com empresas atuando em todo o território nacional, utilizando economias de escala e criando um específico mercado.

Logo, as recentes discussões levantadas pela ANP, que se consubstanciaram nas chamadas de Tomada Pública de Contribuições (TPC), objetivando debater o uso da marca das distribuidoras no produto do setor e o enchimento fracionado dos recipientes, justificadas pela ANP pela suposta resultante ampliação da concorrência, indicam um ativismo regulatório que faz emergir o *legalism*, com suas disfunções e malefícios à própria concorrência e ao adequado funcionamento do mercado.

A ANP já havia definido os padrões a serem seguidos pelas distribuidoras para a atividade, tendo efetuado a discussão e a determinação – com base em suas próprias análises – do benéfico uso da marca e da sua funçãode incentivadora da concorrência, via atributos de qualidade. A marca permite a fiscalização e o monitoramento da qualidade do produto, o que possibilita a determinação do distribuidor responsável pelo GLP em caso de descumprimento da regulação quanto aos requisitos de qualidade e segurança.

Portanto,a proposição, sem amparo de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR), de extinção do uso da marca, bem como a flexibilização do fornecimento por meio do fracionamento do enchimento dos recipientes pode provocar a redução da segurança na movimentação do GLP, a diminuição da eficiência de distribuição e afetar a concorrência no seu mercado, prejudicando as empresas distribuidoras e os consumidores.

Anexo 1

Histórico Recente da Regulação Atinente ao Mercado de GLP no Brasil

Foram listadas 20 mudanças regulatórias do mercado de GLP a partir de 1990. De maneira geral, houve um processo de desregulamentação do mercado de combustíveis a partir desse período, flexibilizando, principalmente, os preços.

1) **Portaria, MF/MME nº 195, de 1/08/1996** – Liberação dos fretes e das margens de distribuição e revenda do GLP, mantendo fixado o preço final ao consumidor.

2) **Lei n.º 9.478/97, de 6/08/1997** – Criação do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética e da ANP (Agência Nacional do Petróleo). O objetivo dessa criação era gerar uma maior competitividade no mercado e inserção no contexto internacional, mostrando um papel regulador do Estado, buscando eficiência, qualidade do serviço e proteção aos consumidores.

3) **Portaria MF/MME nº 3, de 27/07/1998** – Início do processo de abertura do mercado, mudando o sistema de formação de preços dos derivados de petróleo. Foram estabelecidos preços para cada derivados, que a partir de então variavam de acordo com o mercado internacional (GLP seguindo o mercado de MontBelvieu).
*MF/MME: Ministério de Furnas e Ministério de Minas e Energia;

4) **Diário Oficial da União, de 17/03/1998** – Liberação do preço ao consumidor do GLP (botijões de até 13 kg) nas regiões Sul e Sudeste.

5) **Portaria ANP nº 203/98, de 29/12/1998** – Liberação da importação do GLP. A ação não se mostrou produtiva, dado que o modelo de formação de preços da época gerava subsídios para a produção interna, não incentivando o produto importado.

6) **Lei nº 9.847, de 26/10/1999** – Estabeleceu como deve ser feita a regulação do mercado de petróleo e gás natural, responsabilizando a ANP por tal ação. A lei aborda questões de fiscalização da produção até a comercialização desses produtos.

7) **Lei nº 9.990/00, de 21/07/2000** – Extinguiu a substituição tributária para o PIS/PASEP e COFINS da gasolina A, diesel e GLP.

8) **Portaria MF/MME nº 2/01, de 4/01/2001** – Nova mudança no sistema de reajuste de preços dos derivados de petróleo.

9) **Portaria MF/MME nº 125/01, de 03/05/2001** – Liberação do preço do GLP no território nacional, estendendo a liberação feita em 1998.

10) **Emenda Constitucional nº33, de 11/12/2001** – Introdução da CIDE (Contribuição de Intervenção de Domínio Econômico). Essa contribuição incide sobre a importação e a comercialização de petróleo e combustíveis. Em outubro de 2001 os tributos representavam 1,7% do preço final de GLP ao consumidor, percentual esse que subiu para 20% do preço final de GLP ao consumidor em 2002. A CIDE, que substituiu o PPE, gerou esse impacto, dado que a tributação anterior

tinha valor negativo para o GLP, funcionando como subsídio. A principal ideia por trás dessa mudança está na abertura do mercado, dado que a PPE tinha algumas inconsistências que desregulavam o livre comércio, diferenciando os preços internos dos internacionais.

11) **Resolução ANP Nº 297, de 18/11/2003** – Resolução que definia regras para a revenda e comercialização do GLP, que foi substituída em 2016. Uma mudança relevante no anterior funcionamento da cadeia de GLP foi o fim da proibição de vinculação entre distribuição e revenda feita pela mesma empresa (*Portaria MINFRA nº 843/1990*). Com isso, o revendedor passava a poder comercializar mais de uma marca distribuidora.

12) **Resolução ANP Nº 18, de 02/09/2004** – Estabelece, as especificações dos Gases Liqüefeitos de Petróleo – GLP, de origem nacional ou importada, comercializados pelos diversos agentes econômicos no território nacional, consoante as disposições contidas no Regulamento Técnico ANP nº 2/2004, parte integrante desta Resolução.

13) **Resolução ANP Nº 15, de 18/05/2005** – Resolução referente ao serviço de distribuição de GLP, definindo requisitos necessários para essa ação. Essa resolução foi substituída em 2016.

14) **Resolução CNPE nº 4, de 24/11/2005** – Estabelece a possibilidade de diferenciação de preços dos botijões de GLP de até 13 kg, tendo como raciocínio o impacto na população de baixa renda do país.

15) **Resolução ANP nº 14, de 06/07/2006** – Estabelece novos critérios e procedimentos para a diferenciação de preços de GLP.

16) **Resolução ANP Nº 42, de 18/8/2011** – Define novas regras para a construção e operação de instalações de armazenamento de derivados de petróleo, dentre eles o GLP.

17) **Resolução ANP Nº 49, de 30/11/2016** – Regulação sobre a distribuição de GLP, definindo quem pode distribuir, o que é necessário para tanto, como o produto pode ser comercializado, entre outras regras. Essa resolução substituiu a ResoluçãoANP nº15/05.

18) **Resolução ANP Nº 51, de 30/11/2016** – Regulação sobre a revenda de GLP, substituindo a Resolução ANP nº 297/03.

19) **Resolução ANP Nº 709, de 14/11/2017** – Resolução que altera alguns pontos das Resoluções nº 49 e nº 51. Objetiva, de forma geral, mudar algumas condições para o agente interessado se tornar distribuidor/revendedor. Porém, não muda muito o funcionamento do mercado, mantendo o modelo de envasilhamento como obrigatório.

20) **Resolução ANP Nº 797, de 19/07/2019** – Promove alterações nas Resoluções ANP nº49 e nº 51, relacionadas à distribuição e revenda de GLP.

21) **Resolução ANP Nº 784, de 26/04/2019** – Revoga a Resolução ANP nº 42/11 e estabelece novas regras para as instalações de armazenamento de derivados de petróleo.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS(ANPa). Resolução ANP nº 709, de 14 de novembro de 2017.

_____(ANPb). Resolução ANP nº 49, de 30 de novembro de 2016.

_____(ANPc). Resolução ANP nº 49, de 30 de novembro de 2016.

_____(ANPd). Resolução ANPnº 51, de 30 de novembro de 2016.

_____(ANPe). Tomada Pública de Contribuições nº 7, de 22 de outubro de 2018.

_____(ANPf). Tomada Pública de Contribuições nº 12, de 25 de abril de 2019.

_____(ANPg). Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) – Requalificação de recipientes transportáveis de aço para Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), 2015.

_____(ANPh). Resolução ANP nº 709, de 14 de novembro de 2017.

ARAÚJO JR., J. T. A competição no setor de GLP: o papel da marca e da logística de distribuição. EcostratConsultores, 2018.

BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. Understanding regulation: Theory, Strategy, and Practice. University Oxford Press: London, 2012.

CHANG, H. J. The economics and politics of regulation. Cambridge JournalofEconomics 1997,21, 703-728.

CONSELHO NACIONAL DO PETRÓLEO (CNP). Resolução nº 13, de 14 de dezembro de 1976.

DIVER, S. C. The optimal precision of administrative rules.Yale Law Journal, vol. 93, 1983.

FIANI, R., PINTO JR, H. (2012), "Regulação Econômica", in Kupfer, D., Hasenclever, L., *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*, Editora Campus, 2012, Rio de Janeiro, cap. 23.

JOSKOW, P. L. Economic Regulation. Elgar Reference Collection, Edward Elgar Publishing, 2000.

LÉVÊQUE, F. Économie de la Réglementation. Paris: La Découverte, 1998.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD).Introductory Handbook for Undertaking Regulatory Impact Analysis (RIA).Version 1.0, October 2008.

Capítulo 15

Mudanças na Regulação da Indústria Brasileira de Óleo e Gás: a agenda regulatória da ANP 2020-2021[1]

Helder Queiroz Pinto Jr.

Aldren Vernersbach

15.1 Introdução

Este Capítulo pretende examinar os movimentos de mudança regulatória da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao seguir os ordenamentos recentes estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em particular no que tange às mudanças esperadas para o segmento *downstream*.

De acordo com suas atribuições, a ANP vem promovendo um processo de reformulação da regulação da IO&G (Indústria de Óleo e Gás) para atender, por um lado, às novas diretrizes para o setor, estabelecidas pelo Governo Federal, via CNPE, resultantes de uma reorientação dos principais objetivos para todo o setor de energia nacional, especificamente no aspecto concorrencial. Por outro lado, esse processo de revisão regulatória também necessita ser aderente às mudanças patrimoniais

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada da Nota Técnica 04/2020, elaborada em abril de 2019, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

em curso na indústria. Como é de conhecimento geral, a desconcentração do segmento de refino, a partir da anunciada venda de parte do conjunto de refinarias da Petrobras, irá ensejar um novo padrão de concorrência em toda cadeia do *downstream*.

Logo, o governo brasileiro definiu como principal objetivo para a IO&G a ampliação da concorrência em todos os segmentos que compõem essa indústria no país, por meio da desverticalização da atuação das empresas – não execução de atividades econômicas correlacionadas – e através da desconcentração de parcelas do mercado dominadas por um número reduzido de firmas.

A reconfiguração dos segmentos da IO&G – *upstream, midstream* e *downstream* – está sendo feita com mudanças estruturais (desconcentração industrial no refino) e regulatórias, por meio de possíveis alterações nas regras, bem como a discussão acerca da inserção de novos mecanismos de regulação no arcabouço regulatório setorial. Os dispositivos a serem revistos, seja para modificações, exclusões ou inserções, estão reunidos na Agenda Regulatória ANP 2020-2021.

Diante dessa reconfiguração da regulação setorial em decorrência da política prioritária da ANP, esta nota técnica intenciona apresentar, como ponto de análise central, a discussão da agência em torno do seu novo objetivo central nesse governo – elevar a concorrência –, verificando as principais orientações e a abrangência dos mecanismos regulatórios que estão propensos a serem revisados no biênio 2020-2021, concentrando-se no que tange ao *midstream* e *downstream*.

Cabe destacar, contudo, que especialmente a partir da crise global do novo Coronavírus, o calendário e os próprios objetivos da Agenda Regulatória estarão seriamente comprometidos e passíveis, inclusive, de novas revisões.

15.2 Diretrizes da ANP e a reconfiguração da regulação da IO&G brasileira

Historicamente, a estruturação e expansão da IO&G brasileira foi diretamente relacionada com a necessidade de se elevar a disponibilidade de ativos energéticos – notadamente de derivados de petróleo – para atender à demanda de energia que se expandia com o projeto de industrialização da economia nacional, iniciado na década de 1950, pautado na substituição de importações. O aumento da demanda revelou a vulnerabilidade energética do país, conduzindo à constatação da indispensabilidade de se estruturar uma IO&G nacional (ALVEAL, 1994; PINTO JR., 2016).

Diante da organização da indústria mundial do petróleo, dos riscos inerentes às suas atividades e da inexistência de agentes no setor privado brasileiro dotados de capacidade financeira adequada aos seus investimentos iniciais, a IO&G do Brasil foi fundada pelo seu Estado, que determinou

a instauração de um monopólio da União sobre o setor[2]. A institucionalidade que delineou a sua organização industrial estabeleceu o monopólio estatal no *downstream* – primeiro segmento a ser desenvolvido no país – e se estendeu, posteriormente, às demais atividades da cadeia petrolífera. O *downstream* foi o segmento precursor da IO&G nacional, criado a fim de atender à demanda crescente de derivados de petróleo (ALVEAL, 1994; PINTO JR., 2016).

O modelo de monopólio instituído para evitar que o mercado brasileiro permanecesse dependente da produção de petróleo e seus derivados produzidos por empresas estrangeiras resultou na criação da Petrobras, sociedade por ações de economia mista e com controle acionário do Governo Federal (ALVEAL, 1994).

A empresa expandiu a sua atuação para os outros segmentos da IO&G e ***a ampliação da capacidade de refino constituiu-se no elo central da verticalização realizada pela Petrobras.*** Nesse sentido, o refino posicionou-se como a atividade viabilizadora de investimentos na Exploração & Produção (E&P), diluindo os riscos e custos em uma estrutura verticalizada adotada pela Petrobras ao exercer o monopólio na IO&G (ALVEAL, 1994).

A manutenção do monopólio estatal promoveu a inserção da Petrobras em todos os segmentos do setor, concentrando o mercado em suas firmas subsidiárias. Dessa forma, a estatal tornou-se um conglomerado setorial. O ponto de inflexão para a IO&G foi a Lei do Petróleo[3], que extinguiu o monopólio da União nos segmentos do setor, permitindo que empresas privadas também operassem no país (TOLMASQUIM; PINTO JR., 2013).

Entretanto, a Petrobras manteve a sua concentração de grandes parcelas de mercado nos diferentes elos das cadeias de petróleo, derivados e gás natural e, em particular, o monopólio de fato no refino. Este último aspecto condiciona o padrão de concorrência nos diferentes mercados de combustíveis a jusante da atividade de refino. Essa configuração dos segmentos da indústria petrolífera brasileira passou a ser questionada pelo Governo Federal em decorrência das suas novas diretrizes, emanadas pelo CNPE e repassadas à ANP, que se concentram na priorização da instauração de ampla concorrência em toda a IO&G nacional.

A nova orientação da ANP para o desenvolvimento da IO&G brasileira, refletida no seu principal objetivo (ampliação da concorrência), vem sendo buscada por meio de ações que possam promover a inserção de novos agentes nos mercados da indústria petrolífera. Como resultado, no período recente, observa-se a intensificação do processo de avaliação da regulação vigente, a reformulação dos seus instrumentos já implementados e a proposição de novos dispositivos

2. Declarou-se monopólio da União a pesquisa, a lavra, o refino e o transporte marítimo e por dutos de petróleo e gás e seus derivados, sendo posteriormente estendido para a importação de petróleo em 1963 (ALVEAL, 1994).

3. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (atualizada pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010) permitiu que a pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, o refino, a exportação e importação de derivados de hidrocarbonetos, o transporte marítimo ou por condutos de petróleo bruto, seus derivados e gás natural, poderão ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

regulatórios, seguindo a nova orientação para o aumento da quantidade de empresas atuantes em toda a indústria.

A ANP tem buscado remodelar o quadro regulatório do setor, no intuito de propor mudanças capazes de elevar a quantidade de agentes atuantes nos mercados, de forma a diluir, segundo a agência, o poder de mercado das empresas dos segmentos da IO&G. As ações para alcançar o seu novo objetivo principal são reveladas no conteúdo dos seus estudos, notas técnicas e consultas e audiências públicas, que tem como principal propósito analisar a regulação no intuito de propor mudanças e a criação de novos modelos de mercado que propiciem o aumento da concorrência no setor.

A ANP define, ainda, as ações de revisão analítica e propositiva da regulação para a IO&G por meio de uma agenda para os biênios[4]. Portanto, o seu processo de reformulação regulatória atendendo ao seu novo objetivo principal está na agenda 2020-2021.

15.3 Agenda Regulatória ANP 2020-2021 – Análises, revisões e propostas

A Agenda Regulatória da ANP é o instrumento de planejamento das ações de regulação diante das demandas do mercado, da necessidade de aumento da transparência no processo regulatório e de incentivo à participação da sociedade na formulação da regulação e solução de problemas surgidos em seu ambiente. A agenda integra o quadro de instrumentos da ANP para a boa prática regulatória, visando ampliar a qualidade da regulação, reduzindo barreiras ao investimento e os custos impostos pela mesma.

As ações regulatórias para cada biênio são indicadas por plataforma temática – conjunto de atividades para o exercício regulatório – objetivando dirimir conflitos de regulação e eliminar falhas de mercado, por meio da revisão ou elaboração de novas regras.

A Agenda Regulatória da ANP para o biênio 2020-2021 é ambiciosa e composta por 60 ações regulatórias, distribuídas em cinco temas primários: (i) Exploração e Produção; (ii) Movimentação de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Biocombustíveis; (iii) Produção de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis e Processamento de Gás Natural; (iv) Abastecimento, Fiscalização do Abastecimento e Qualidade de Produtos e; (v) Transversal[5].

4. Conforme a Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, a elaboração da Agenda Regulatória passou a ser obrigatória e deve integrar o plano de gestão anual das agências reguladoras.

5. O percentual de ações regulatórias por tema primário é: Exploração e Produção (34%); Movimentação de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Biocombustíveis (16%); Produção de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis e Processamento de Gás Natural (8%); Abastecimento, Fiscalização do Abastecimento e Qualidade de Produtos (34%); Transversal (8%).

As ações regulatórias destinadas ao *midstream* e *downstream* da Indústria de Óleo & Gás estão contidas na agenda de acordo com os seguintes temas primários:

- Movimentação de Petróleo, Derivados, Gás Natural e Biocombustíveis: 10 ações regulatórias;
- Abastecimento, Fiscalização do Abastecimento e Qualidade de Produtos: 21 ações regulatórias;
- Transversal: 3 ações regulatórias.

Quanto à origem da iniciativa das ações, 65% são propostas pela ANP (interna), 19% é governamental e 16% são de origem externa. No que tange à natureza das ações, 77% é revisão de regras existentes e 23% são propostas de novos dispositivos regulatórios.

As ações desta agenda buscam revisar a regulação específica a cada segmento, entretanto, a ANP já conduz um processo de mudança, executando análises e proposições, já tendo iniciado algumas modificações na regulação.

A execução das modificações propostas se dará por meio de alterações na sua regulação, que se tornou objeto de análise e revisão. A ANP procura encontrar formas de elevar o nível de concorrência e, para tanto, intensificou as discussões em torno de um novo modelo para essa indústria, a ser formulado com as análises de mudanças regulatórias.

A literatura sobre Regulação aponta que a boa prática regulatória deve propor regras que possuam aplicabilidade, que sejam precisas e claras, possuindo factibilidade para que as suas determinações sejam cumpridas. A regulação deve ser criada com uma finalidade definida, sendo fundamentada em alguma necessidade ou com intenção de corrigir distorções, devendo considerar as particularidades da atividade a que se propõe regular (BALDWIN; CAVE; LODGE, 2012).

À luz dessas considerações, fica claro que as propostas incluídas numa revisão de Agenda Regulatória devem ser embasadas em análises que demonstrem benefícios para os seus segmentos, traduzidos, em última instância, nas condições de atratividade para os investimentos, na proteção dos interesses dos consumidores e na garantia da segurança operacional.

Neste ponto, cabe salientar que o segmento *midstream* do petróleo (refino) está passando por um processo de transformação da sua estrutura de mercado também em decorrência da nova diretriz central da política energética. A Petrobras é a principal empresa do setor, detentora de mais de 90% da capacidade de refino no país e de quase toda a infraestrutura de escoamento, transporte e distribuição de derivados de petróleo, resultado da estrutura verticalizada adotada pela empresa durante a vigência do monopólio e mantida após a instauração do ambiente concorrencial no *midstream* e *downstream* (ANP; CADE, 2018).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), conforme o objetivo de promover a livre concorrência, determinou que sejam feitos desinvestimentos no refino por parte da empresa que ocupa posição dominante no mercado (CNPE, 2019b). Nesse sentido, o CADE, chancelado pela ANP, iniciou um processo de investigação da conduta da Petrobras, para apurar a restrição à concorrência devido à concentração de mercado resultante da verticalização e do seu monopólio de fato no refino brasileiro.

Uma proposta feita pela empresa, indicando a venda de refinarias nas regiões Sul e Nordeste, foi acordada com o órgão antitruste (CADE, 2019c). As particularidades da venda, conforme a definição do mercado relevante e outros termos que garantam a concorrência no setor ainda estão sendo delineados. Porém, o CADE determinou que a infraestrutura de transporte associada às refinarias deve estar incluída na sua venda e será proibido que empresas de um mesmo grupo adquiram as refinarias.

Quanto ao *downstream*, o CNPE definiu como prioridade para a ANP a realização de estudos para aprimorar o normativo regulatório do setor, a fim de promover a concorrência, determinando a análise da tutela regulatória do uso da marca comercial do distribuidor por revendedor varejista de combustíveis, a comercialização pelo produtor de etanol combustível hidratado diretamente com revendedor varejista de combustíveis, os usos do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), e das condições de acesso a terminais de distribuição de combustíveis (CNPE, 2019a).

O padrão concorrencial do setor de distribuição de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) também tem sido questionado pela agência, que alega haver uma concentração de poder de mercado. Perante essa avaliação e visando encontrar mecanismos que poderiam promover o aumento da concorrência no setor, a ANP levantou a discussão quanto ao fim do uso da marca no produto, ao promover consulta e audiência públicas (ANP, 2018e).

Ainda para o segmento de GLP, foi incitado o debate em relação à flexibilização do padrão de venda do produto em termos de quantidade alocada nos seus recipientes. A agência aventou a possibilidade de implementação da venda fracionada do GLP. Nesse sentido, a ANP convocou a discussão do tema e o recolhimento de contribuições, colocando a proposta para ser o objeto da Tomada Pública de Contribuições ANP nº 7/2018 (ANP, 2018e). Foram ainda convocadas consulta e audiência públicas para obter contribuições dos agentes do setor e sociedade quanto à necessidade de mudanças nos requisitos para obter a autorização para o exercício da atividade de distribuição e revenda de GLP no mercado brasileiro (ANP, 2019b).

Novamente, a principal meta para o setor é evidenciada no contexto de mudanças regulatórias propostas pela agência, mirando o aumento da concorrência. Porém, no caso específico do mercado de distribuição de GLP, a visão da ANP parece não levar em consideração, de forma criteriosa, as especificidades setoriais. No estágio atual e, com base nos poucos estudos setoriais disponíveis e nas próprias notas técnicas da ANP, não é possível afirmar que não haja competição entre os agentes. Tal como preconiza a literatura, as referidas especificidades setoriais intrínsecas a certas atividades econômicas determinam a sua estrutura de mercado mais eficiente[6]. No caso do segmento de distribuição de GLP, as especificidades quanto às suas economias de escala, exigência de capacidade e eficiência logística das empresas para executarem a atividade resultam na estrutura atual de mercado, uma vez que tais especificidades selecionam as firmas capazes de competir, o que se configura num resultado do processo concorrencial neste mercado.

6. Sobre este ponto ver Capítulos 1 e 14.

15.4 Caminhos para Revisão Regulatória: lições da literatura

A ANP, nessa incessante persecução da ampla concorrência em toda a IO&G, deveria considerar que a definição do nível de concorrência em um mercado deve atentar à eficiência proporcionada pela sua estrutura ao manter a competição. O conceito de estrutura-conduta-desempenho é útil ao mostrar a relação causal no mercado, indicando a eficiência produzida pela estrutura existente. Logo, uma proposta de mudança regulatória, cuja finalidade seja aumentar a concorrência, deve considerar essa análise dos resultados para o mercado (VISCUSI; HARRINGTON; VERNON, 2005).

Importante ressaltar que os setores econômicos possuem estruturas de mercado com especificidades a serem consideradas na definição do seu padrão concorrencial e na formulação e aplicação de políticas de defesa da concorrência. As indústrias podem possuir barreiras à entrada que impõem às empresas a criação de capacidades, que por sua vez são determinantes para a competição dentro do mercado. Dessa forma, diferentes estruturas, como, o oligopólio, podem ser eficientes, mesmo havendo um número reduzido de empresas atuantes, o que é o resultado do próprio padrão de concorrência (VISCUSI; HARRINGTON; VERNON, 2005).

Nesse sentido, o ato de regular deve possuir um objetivo bem definido, ser fundamentado e considerar as particularidades das atividades que pretende regular, a fim de proporcionar um ordenamento eficiente. A prática da regulação de forma injustificada pode gerar regras inconsistentes e indevidas, provocando disfunções regulatórias que afetam o bom funcionamento dos mercados, a sua eficiência (BALDWIN; CAVE; LODGE, 2012).

A ANP, ao buscar a ampliação da concorrência, intensificou a criação de propostas de mudanças na regulação, simultaneamente, para o *midstream* e *downstream* da IO&G, o que tem levado à realização de diversas consultas e audiências públicas, a busca generalizada pela pulverização do poder de mercado, tentando criar formas de ampliar o número de empresas em todos os segmentos, e a formulação de propostas que atendam a esse objetivo.

Contudo, o processo constante de consulta aos agentes econômicos pode levar à contestação da capacidade da agência de delinear uma regulação adequada e de sua imparcialidade, prejudicando a sua credibilidade regulatória. Já a revisão e produção exacerbada de regulação pode conduzir ao legalismo[7], o que seria passível de gerar disfunções que obstaculizam o alcance de níveis de eficiência mais elevados nos mercados (BALDWIN; CAVE; LODGE, 2012).

Essas mudanças regulatórias nos segmentos da cadeia petrolífera que estão sendo avaliadas pela ANP são o resultado da perseguição de outro nível concorrencial produzido por uma estrutura de mercado marcada por uma miríade de agentes econômicos. As ações prioritárias da ANP, que constam na Agenda Regulatória 2020-2021, são o reflexo dessa tentativa de ampliar a concorrência

7. Em especial, esse aspecto está relacionado às TPCs, tal como destacado no Capítulo 14.

irrestritamente, sem atentar para potenciais problemas de implementação e de desorganização operacional dos mercados de combustíveis.

Num primeiro plano, cabe observar que a remoção de barreiras à entrada, no refino e na infraestrutura logística, não garantem a imediata introdução de competição. Desse modo, a ANP deveria concentrar nesse ponto o foco das mudanças regulatórias, neste primeiro momento, estabelecendo as novas condições para a concorrência e garantia do suprimento.

Cabe salientar igualmente que reformas estruturais, como a abertura do refino, somente produzem resultados efetivos se bem implementadas, a médio e longo prazo. Ou seja, uma fase de transição bem planejada é uma condição essencial para o alcance de tal objetivo e as mudanças regulatórias decorrentes deste processo devem ter, como preocupação central, a garantia de suprimento.

As condições para a garantia do suprimento suscitam tarefas de adequação da regulação que devem observar o novo papel da Petrobras, a necessidade de gerar um ambiente de atratividade aos novos entrantes e o aumento do nível de investimentos, visando ainda garantir o valor de mercado dos ativos de refino e logística a serem alienados.

É de se esperar que neste contexto de mudança estrutural, caso bem implementada e com a efetiva entrada de novos operadores no refino, haja a necessidade de desenvolvimento e aprimoramento de mecanismos de utilização da infraestrutura de dutos e logística, visando garantir condições de competitividade. Estas novas condições de mercado irão igualmente influenciar o processo de formação de preços de derivados dos novos atores e da Petrobras no refino, bem como os efeitos de transmissão de flutuações de preços na distribuição e revenda de todos os mercados de combustíveis.

Isto posto, parece indispensável a necessidade de uma fase de transição que promova a articulação harmoniosa de quatro pontos centrais:

i. segurança do abastecimento;

ii. qualificação dos entrantes e processo transparente de desconcentração do refino;

iii. atração de investimentos para expansão do parque de refino, bem como da infraestrutura logística; e

iv. criação de ambiente de condições efetivas de concorrência e estrita restrição das práticas anticompetitivas, em especial a sonegação e a inadimplência fiscais e a adulteração de combustíveis.

A tarefa não é trivial e a construção de um novo ambiente competitivo no *downstream* depende fortemente da boa compreensão destas especificidades setoriais. A qualidade das etapas de implementação terá forte influência sobre o resultado esperado de longo prazo.

Assim, a intenção de promover alterações nos segmentos à jusante da cadeia deve ser uma tarefa a *posteriori*, quando estarão claros o conjunto de novos atores, a reorganização regional dos mercados,

as novas condições de oferta, demanda, exportação e importação, bem como o uso e as necessidades de expansão da infraestrutura logística de movimentação de derivados.

Entretanto, é irrealista acreditar que esta visão de futuro e, por conseguinte, os movimentos propostos a fim de obtê-la, possam ser colocados em prática num curto espaço de tempo. Ademais, a crise global do novo Coronavírus vai implicar na revisão dos planos estratégicos de todas as empresas, não sendo exceção, portanto, os potenciais candidatos que esperavam a consecução do processo de alienação dos ativos de refino da Petrobras.

Além de ser necessária uma discussão profunda entre os vários agentes responsáveis por avançar nesta agenda, é conveniente que a implementação das várias medidas seja realizada de maneira coordenada, com as reais prioridades identificadas.

Portanto, torna-se imperativo traçar um percurso com etapas de mudanças bem definidas e estruturadas para concatenar a necessária evolução dos pilares de estruturação de um mercado mais competitivo.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

_____ Agenda Regulatória ANP 2020-2021. Versão 3. ANP: Rio de Janeiro, 2019a.

_____ Tomada Pública de Contribuições (TPC) nº 12/2019. ANP: Rio de Janeiro, 2019b.

_____ Nota Técnica ANP nº 4 – Desverticalização na indústria do gás natural. Superintendência de infraestrutura e Movimentação (SIM) – ANP: Rio de Janeiro, 2018a.

_____ Nota Técnica ANP nº 8 – Desverticalização no segmento de transporte de combustíveis líquidos. ANP: Rio de Janeiro, 2018b.

_____ Nota Técnica ANP nº 14 – A promoção da concorrência na Indústria do Gás Natural. ANP: Rio de Janeiro, 2018c.

_____ Tomada Pública de Contribuições (TPC) nº 2/2018. ANP: Rio de Janeiro, 2018d.

_____ Tomada Pública de Contribuições (TPC) nº 7/2018. ANP: Rio de Janeiro, 2018e.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP); CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA (CADE). Nota Técnica nº 37 - Estudo nº 08700.004056/2018-95. Departamento de Estudos Econômicos (DEE). Cade: Brasília, 2018.

ALVEAL, C. Os desbravadores: a Petrobras e a construção do Brasil industrial. Relume Dumará: Rio de Janeiro, 1994.

BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. Understanding regulation: Theory, Strategy, and Practice. University Oxford Press: London, 2012.

BRASIL. (Lei do Petróleo) Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

_____ Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

_____ Projeto de Decreto Legislativo de Sustação de Atos Normativos do Poder Executivo nº 978/2018. Susta o artigo 6º da Resolução nº 43, de 22 de dezembro de 2009, da Agência Nacional de Petróleo – ANP.

_____ Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019. Dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras, altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.472, de 16 de julho de 1997, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.782, de 26 de janeiro de 1999, a Lei nº 9.961, de 28 de janeiro de 2000, a Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, a Lei nº 9.986, de 18 de julho de 2000, a Lei nº 10.233, de 5 de junho de 2001, a Medida Provisória nº 2.228-1, de 6 de setembro de 2001, a Lei nº 11.182, de 27 de setembro de 2005, e a Lei nº 10.180, de 6 de fevereiro de 2001.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). Resolução CNPE nº 12, de junho de 2019. Estabelece as diretrizes para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis no País, e dá outras providências. CNPE: Brasília, 2019a.

_____ Resolução CNPE nº 9, de maio de 2019. Estabelece diretrizes para a promoção da livre concorrência nas atividades de refino no País. CNPE: Brasília, 2019b.

_____ Termo de Compromisso de Cessação (TCC) – SEI/CADE – 0623999. Cade: Brasília, 2019c.

PINTO JR., H. Q. (org). Economia da Energia – Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Elsevier: Rio de Janeiro, 2016.

TOLMASQUIM, M. T.; PINTO JR., H. Q. Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo. Synergia; EPE: Rio de Janeiro, 2011.

VISCUSI, W. K.; HARRINGTON, J.; VERNON, J. M.; Economics of regulation and antitrust. 4 ed. Cambridge, Massachusetts; London, England: MIT Press, 2005.

Capítulo 16

Boas Práticas, Sobreposição e Lacunas de Regulação: aportes conceituais para exame do mercado de GLP[1]

Helder Queiroz Pinto Jr.

Aldren Vernersbach

16.1 Introdução

Em vários países do mundo, ao longo das últimas décadas, os processos de reestruturação dos setores de energia, reduziram, por um lado, as barreiras à entrada de novos operadores, e por outro, suscitaram um movimento abrangente de revisão dos marcos regulatórios.

Mesmo nos países mais desenvolvidos, observa-se que o processo de implementação de reformas e a construção de um novo marco regulatório é, na verdade, um processo de aprendizagem institucional. As novas estruturas institucionais e o arcabouço jurídico variam de um país para outro, de forma que o próprio entendimento da regulação engloba um amplo espectro de atribuições e instrumentos de ação.

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada do Texto para Discussão 02/2021, elaborado em fevereiro de 2021, em abril de 2019, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

Os problemas de regulação atuais demandam a necessidade de revisão frequente dos instrumentos e das práticas tradicionais de regulação. Essa revisão é resultado da conjugação dos seguintes fatores:

i. ativismo legislativo, refletindo a criação e revisão de novas regulamentações/leis;

ii. paradigma da concorrência, reduzindo as barreiras institucionais à entrada de novos operadores e modificando as estruturas de mercado dos diferentes segmentos das cadeias energéticas e;

iii. mudanças tecnológicas e novos comportamentos estratégicos que possibilitaram a diversificação das atividades das empresas.

Cabe lembrar que a regulação de mercados foi tradicionalmente concebida como uma das clássicas funções de Estado (e do Estado), definido como ente regulador das atividades econômicas, tendo em vista o equilíbrio de forças entre empresas, consumidores e as próprias ações do Poder Executivo.

A evolução da teoria econômica da regulação e o crescimento gradativo da atividade reguladora favoreceram a emergência de ambiente propício ao desenvolvimento de novos estudos sobre o exercício da regulação como campo internacional de prática e pesquisa. Nesta perspectiva de análise, observa-se que as agências reguladoras mantêm relação de mútua interferência com a evolução do Estado exigindo-se, para tanto, prestação de serviços eficientes e compatíveis com as demandas dos diferentes segmentos que constituem a sociedade (MENDES, 2018).

Em decorrência, se reconhece que as normas regulatórias abarcam diversos sentidos da interdisciplinaridade, pois: i) incide sobre vários setores cujos efeitos se espraiam sobre novos mercados; ii) apresenta múltiplas fontes, ou seja, além da lei, são diversas as espécies normativas que interagem no espaço regulatório; iii) apresenta múltiplos conteúdos, temas que percorrem aspectos técnicos, econômicos, sociais e até mesmo organizacionais (MENDES; PINTO JUNIOR, 2019).

No campo das políticas públicas, estuda-se a regulação como instrumento político de autoridade vocacionado ao controle. À semelhança do processo de formação das políticas públicas, muitos estudos dedicam-se à compreensão do ciclo de formação dos processos regulatórios e, muitas vezes, apresentam leituras díspares em relação à racionalidade das etapas correspondentes à formulação e implementação da tomada de decisão.

Em paralelo, é oportuno assinalar as propostas de adoção de medidas aderentes aos princípios regulatórios, porém mais flexíveis e adaptadas às exigências de mercado, propiciando redução dos custos do setor regulado.

Além do problema da credibilidade regulatória, o exercício da regulação depende do desenho institucional e da interação e coordenação das instituições. Entretanto, é possível, em muitos casos, identificar falhas do desenho institucional. Tais falhas levam, muitas vezes, a problemas de sobreposição e/ou lacunas das tarefas das diferentes instituições envolvidas no exercício da regulação.

A discussão dos temas destacados acima tem pautado a revisão das agendas de regulação em diferentes países e encontra campo fértil também no Brasil, após cerca de vinte e cinco anos de criação das agências reguladoras.

Este Capítulo pretende introduzir os principais elementos conceituais que envolvem a discussão contemporânea da regulação e das boas práticas regulatórias, colocando em tela, como ilustração, o exame particular do mercado do GLP no Brasil.

O Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) é um derivado de hidrocarbonetos (petróleo e/ou gás natural), com relevante e consolidada participação na matriz energética do Brasil, respondendo por 3,1% da energia total consumida (EPE, 2020a). No consumo residencial de energia, a sua participação alcança cerca de 24,4% (EPE, 2020b). O GLP é um combustível de grande importância por ser uma fonte energética economicamente acessível e de fácil transporte, compondo a cesta de produtos básicos da população do Brasil e de outros países.

Recentemente, o mercado de GLP tornou-se objeto de análise da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para possíveis mudanças regulatórias, orientadas à aplicação das novas prescrições para a indústria de energia, centradas na promoção da livre concorrência.

Dessa forma, o debate sobre as alterações regulatórias aventadas pela ANP é essencial para compreender os seus novos direcionamentos para o mercado de GLP, discutir acerca das boas práticas regulatórias e mecanismos incorporados no sistema de regulação nacional, e avaliar a capacidade de, a partir de seus procedimentos, conceber um estoque regulatório eficiente para o mercado. Portanto, este Texto de Discussão tem o objetivo de debater a agenda de regulação para o GLP, tendo como fundamentos os aportes teóricos acerca da estrutura de procedimentos adequados e das boas práticas regulatórias.

A seção seguinte propõe uma revisão atualizada das bases conceituais e dos princípios de regulação, com ênfase nos atributos das boas práticas regulatórias destacadas em estudos e observadas no exercício da regulação em diferentes países. A seção 2 apresenta os principais pontos que, recentemente, suscitaram questionamentos e propostas de novas resoluções regulatórias do mercado de GLP. A seção 3 examina, à luz dos aportes da literatura especializada sobre as principais tarefas e para o papel da Análise de Impacto Regulatório (AIR), de que maneira a ANP tem contemplado especificamente o mercado de GLP na sua agenda regulatória.

16.2 A Regulação como Instrumento Disciplinador dos Mercados: atributos da boa prática regulatória

Desde os meados dos anos 1980, mais de uma centena de países promoveram mudanças estruturais e institucionais no modo de organização de suas indústrias energéticas. Um traço marcante deste movimento foi a criação de agências reguladoras, às quais foi atribuída, além das funções

tradicionais de regulação (controle de preços, confiabilidade das redes e qualidade do serviço), a missão de organizar o novo processo de entrada de novos agentes nestas indústrias[2].

Após o "boom" de criação de agências reguladoras, liberalização dos mercados e novas regulamentações, a regulação econômica ingressa hoje, em todos os países do mundo, numa nova fase marcada pela franca revisão de suas missões, objetivos e instrumentos.

Não obstante a polissemia que cerca a noção, há consenso na literatura econômica de que a regulação pode ser conceituada como um meio de controle, monitoramento e fiscalização das variadas atividades econômicas e sociais, utilizado por instituições do Estado investidas com a competência para formular normas e legitimadas para ter o poder de ação de impor regras e cobrar o seu cumprimento. A sua aplicação é delineada conforme os objetivos definidos por estas instituições (VELJANOVSKI, 2010a; BALDWIN, CAVE & LODGE, 2012).

A elaboração e imposição de um quadro regulatório é uma condicionante das expectativas dos agentes econômicos, baseadas na previsibilidade e consequente segurança apresentada pela aplicação das regras estabelecidas (VELJANOVSKI, 2010b).

O exercício regulatório, por sua vez, é condicionado por fatores do cenário econômico e do funcionamento de instituições que se encarregam de outras funções no aparato estatal, influenciando a regulação. Dessa maneira, a extensão e a intensidade da regulação podem ser influenciadas por diferentes fatores de modelagem, tanto dentro quanto fora das instituições reguladoras. Logo, há um conjunto de condições essenciais a um sistema regulatório eficiente (KRINGEN, 2019; BALDWIN, CAVE & LODGE, 2012).

Dessa forma, o exercício satisfatório da regulação repousa sobre um conjunto de atributos e boas práticas. Portanto, existem predicados essenciais ao apropriado regramento das atividades econômicas. Uma regulação adequada deve possuir atributos que favoreçam a formulação de políticas que geram o equilíbrio de interesses dos diferentes agentes econômicos.

Como se sabe, a regulação de uma série de atividades econômicas é exercida pelas agências reguladoras, detentoras de mandato e competência para delinear e implementar as políticas regulatórias, exercendo as funções de supervisão, comando e controle. Esse exercício regulatório deve possuir atributos indispensáveis às boas práticas da regulação, reunindo propriedades específicas a fim de estabelecer um equilíbrio de interesses entre as partes interessadas (BALDWIN, CAVE & LODGE, 2012).

Determinadas propriedades do ato de regular são imprescindíveis às agências. Esses atributos do agente regulador são basilares para que seja constituída uma governança regulatória capaz de gerar regras estáveis, que por sua vez produzam credibilidade regulatória. Esses traços formam um conjunto de predicados essenciais à regulação eficiente.

2. O Estado passou a ter a função de agente regulador, no intuito de auxiliar na organização dos mercados, proteger interesses públicos e a própria competição entre os novos agentes (CHANG, 1997).

Os principais atributos da regulação são:

i) capacidade de comunicação;

ii) disponibilidade de consulta;

iii) consistência;

iv) previsibilidade;

v) flexibilidade;

vi) autonomia/independência;

vii) eficácia e eficiência;

viii) responsabilidade; e

ix) transparência.

Esses atributos pautam a qualidade da conduta do órgão regulador e, consequentemente, do conjunto de normas adotadas (BERG, 2001; BALDWIN, CAVE & LODGE, 2012). A capacidade de estabelecer uma comunicação eficaz, disponibilizando informações de forma acessível a todos os interessados e em tempo hábil é um dos atributos essenciais. Nesse sentido, a capacidade de comunicação indica que as exigências devem ser inteligíveis e acessíveis a qualquer agente econômico. Atrelada à manutenção do fluxo de informações está a possibilidade de consulta, que permite o intercâmbio de informações e a instrução das partes afetadas pelas decisões do órgão regulador.

A lógica de formulação das regras, as fontes de dados confiáveis utilizados para fundamentar a regulação e a base legal – alicerces jurídicos da prática regulatória – devem estar embutidos nas atividades das agências reguladoras. Essas condicionantes estimulam a sustentação da consistência da prática da regulação. Com a observância desses preceitos, mantêm-se a solidez, coerência e a credibilidade da regulação.

A previsibilidade do sistema é um dos principais atributos a serem preservados no exercício das funções das agências. A estabilidade das regras, que se desdobra na redução dos riscos às atividades econômicas, conduz ao fortalecimento da confiança nas instituições responsáveis pela regulação e permite aos agentes econômicos o planejamento das suas atividades e investimentos.

Obviamente que são naturais ao sistema regulatório as mudanças na regulação, justificadas pela incessante busca do aperfeiçoamento das normas impostas. Contudo, as alterações nas regras devem ter um propósito definido e ser reativo e propositivo às transformações e/ou necessidades latentes dos mercados.

A flexibilidade do agente regulador está justamente vinculada às mudanças necessárias no conjunto de ordenamentos. As decisões quanto às adaptações ou transformações na regulação devem ser pautadas pelas mudanças nas condições (setoriais, econômicas, institucionais), comandadas pela sustentação de um equilíbrio entre a discrição regulatória precisa e os riscos decorrentes do grau de incerteza gerado pelos ajustes na regulação. A adaptabilidade das regras pode permitir a

acomodação de mudanças reativas às alterações nos setores econômicos, porém, pode provocar imprevisibilidade e, consequentemente, a elevação dos riscos, tornando essencial o equilíbrio do atributo da flexibilidade.

Nesse processo, o agente regulador deve ser independente, garantindo-lhe a proteção contra a influência de outros agentes econômicos nas suas decisões. Essa condição incita a confiança do mercado, pois evidencia o compromisso do sistema regulatório com a imparcialidade de suas ações.

A eficácia e a eficiência também são atributos centrais na regulação, conduzindo a prática regulatória à busca pelo equilíbrio na relação entre o custo-benefício e a capacidade de implementação das regras. Diante da reunião desses atributos e da função do órgão regulador, a atuação desses organismos deve ser tomada de responsabilidade, refletida na justificação dos seus atos. Dessa forma, os mecanismos de regulação precisam ser desenhados tendo clara a sua motivação e indicando a responsabilização da agência reguladora pela sua criação, devendo esta ser notadamente comprometida com a imparcialidade e qualidade da regulação.

A transparência no exercício regulatório também é imprescindível para que se mantenha a legitimidade do agente regulador e de todo o sistema que o sustenta. O processo de formulação, imposição, possíveis afinamentos na regulação ou mesmo a extinção de regras precisa ser público, acessível e compreensível, de forma que fortaleça a confiança dos investidores e demais agentes da sociedade.

Outros conjuntos de critérios e atributos para uma regulação adequada foram definidos por autores que se debruçaram sobre o tema, sendo estas características mencionadas as principais relatadas e que congregam as variações existentes.

A consideração dos atributos da boa prática regulatória é imprescindível neste momento de transformação da política energética brasileira e, principalmente, para o processo de revisão de dispositivos regulatórios aplicados ao mercado de GLP – em curso, previstos ou em espera. A mudança na diretriz da política energética exigirá que esses predicados para a regulação eficaz e eficiente sejam observados em qualquer alteração nos dispositivos de regulação.

16.3 Questionamentos e revisões regulatórias no mercado de GLP

Desde 2017, nota-se uma reorientação de prioridades estabelecidas no âmbito do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Dentre as diretrizes estratégicas delineadas para os mercados de combustíveis, destacam-se o (i) desenvolvimento de um mercado competitivo nos diversos elos da cadeia, com condições de oferta a preços de mercado para os combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis; (ii) e a promoção da livre concorrência (CNPE, 2017).

A anunciada decisão da Petrobras de reduzir sua participação no segmento do refino, no âmbito do programa de desinvestimentos da empresa, está em linha com estas diretrizes e coloca em tela uma série de questões operacionais e regulatórias. É importante notar que a meta de saída parcial da empresa do refino já é o prenúncio de mudanças estruturais de relevância histórica.

É de se esperar que as transformações no refino sejam acompanhadas de mudanças regulatórias que possam ser aderentes às características inerentes dessa fase de transição. Em particular, a preocupação central deve ser, prioritariamente, a garantia de suprimento de todos os derivados e biocombustíveis no território nacional; e sua implementação requer atenção especial, tanto no aspecto operacional quanto regulatório.

A busca pela ampliação da concorrência passou a orientar as ações destinadas ao setor, tornando-se a sua principal diretriz e constituindo-se na base de definição dos objetivos da área (CNPE, 2019).

Importante sublinhar que incentivar a competição exige a compreensão das particularidades dos mercados e dos princípios que regem o alcance de uma real eficiência em diferentes segmentos econômicos.

O mercado de GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) se constitui numa ilustração exemplar da necessidade de conciliar, sequencialmente, os passos de reformas estruturais e regulatórias com a atração de investimentos e o aprimoramento das condições de competição. O GLP tem uma importância crucial para as famílias, por ser o combustível para a cocção de alimentos da maioria da população. Tal característica, muito mais marcante no Brasil do que em outros países, é explicada pelo insuficiente desenvolvimento dos dutos de distribuição de gás canalizado. Por esta razão, o mercado de GLP é suprido por distribuidores e revendedores em todo o país, sem que sejam noticiados problemas estruturais de ruptura de seu fornecimento.

Cabe salientar que ao longo dos anos, a atividade regulatória da ANP direcionada ao GLP tem promovido recorrentes rodadas de discussões quanto à organização e funcionamento de sua cadeia. A tabela 1 a seguir ilustra a evolução da agenda regulatória para o GLP.

Tabela 1 – Instrumentos de Regulação do Mercado de GLP

ANO	2013	2016	2017	2018	2019	2020/2021
ATIVIDADE REGULATÓRIA DA ANP	Início do estudo e debates na ANP sobre o novo marco regulatório do setor de GLP	Publicação das Resoluções nº 49 e nº 51 acerca da Distribuição e Revenda de GLP	Alteração e simplificação das Resoluções ANP nº 49 e nº 51 pela Resolução nº 709	Tomada Pública de Contribuições ANP nº 07 – debate sobre o enchimento fracionado e comercialização de outras marcas	Revogação da proibição da venda direta de GLP por distribuidoras, por meio da Resolução ANP nº 797	Agenda Regulatória ANP 2020/2021 pretende debater novas alterações na regulamentação das atividades de Revenda e Distribuição

Fonte: Elaboração própria, a partir das resoluções da ANP

É possível notar que as rodadas de consultas, audiências e edição de resoluções regulatórias sempre se traduzem em custos de informação e de adaptação dos agentes econômicos, sejam eles os players de mercado, os consumidores ou mesmo a própria agência reguladora. Desde 2013, portanto, mudanças regulatórias possíveis estão em pauta de forma permanente na agenda da ANP.

Nos últimos anos, a priorização do estímulo à concorrência nos mercados energéticos foi fortalecida pela ANP em 2018, tendo sido iniciada a pauta de questões referentes ao *downstream* e ao mercado de GLP. Dentre as propostas de reformulação das normas, destaca-se a discussão acerca do uso da marca pelas empresas distribuidoras e um novo padrão técnico/operacional, com a venda fracionada.

Foi realizada a Tomada Pública de Contribuição (TPC) nº 07/2018, com consultas e audiências públicas para reunir as opiniões técnicas dos agentes interessados, coletar dados, informações e evidências que contribuíssem para a análise acerca dos impactos das medidas sobre o mercado e a sociedade (ANP, 2018). Outros trabalhos já comentaram, especificamente, os aspectos particulares da referida TPC[3] e, por tal, não será tratada detalhadamente aqui. Destaca-se apenas que a TPC 07/2018 não apontou claramente um problema técnico, econômico, regulatório ou concorrencial na redação do seu objetivo. É igualmente importante lembrar que, em novembro de 2016, a ANP havia aprovado as resoluções nº 49, 50 e 51/2016, as quais atualizaram a regulamentação das atividades de distribuição e revenda de GLP.

Desde então, as contribuições das empresas da cadeia do GLP e instituições acadêmicas rechaçaram a ideia de supressão da marca e venda fracionada, pois estas constituem os elementos do mercado capazes de promover competição entre as empresas[4]. A marca é justamente o que promove a disputa entre os distribuidores em termos de qualidade e segurança no fornecimento diante da escolha dos consumidores, além de permitir a rastreabilidade do produto.

A proposta de fracionamento do enchimento dos recipientes de GLP, justificada pela busca do aumento da competição, em virtude da liberdade de escolha dos consumidores, também acumulou opiniões contrárias à sua efetivação. As discussões em torno da ideia apontaram para a sua inviabilidade, pois haveria prejuízo ao padrão de segurança operacional e aumento do custo regulatório, uma vez que a fiscalização desse novo procedimento deveria ser expandida. Além disso, o enchimento fracionado poderia ainda impedir os ganhos de escala com a distribuição padronizada, geradora de maior eficiência no segmento.

16.3.1 A função da Agenda Regulatória

Em 2020, dando prosseguimento à ação regulatória de anos anteriores, a mudança executada foi a referente às especificações técnicas da composição do GLP para municípios de clima frio no país. Após a sequência dos procedimentos de reforma normativa, os dados sobre as características

3. Ver Pinto Jr. (2018).

4. Ver a esse propósito, por exemplo, Pinto Jr. (2018) e também os capítulos 14 e 15.

particulares da composição do GLP para esses municípios foram atualizados, bem como a lista de cidades a serem abastecidas com esse GLP diferenciado (GLP Inverno), a fim de manter a eficiência energética do combustível em condições climáticas particulares (ANP, 2020b).

As discussões para o biênio 2020-2021 foram estipuladas pela Agenda Regulatória ANP 2020-2021, o programa de ações estruturadas para examinar regras já implementadas e estudar a criação de novas normas para a Indústria do Óleo e Gás. Essas ações foram definidas seguindo as novas diretrizes estabelecidas pelo CNPE. As proposições acerca do mercado de GLP estão dispostas na agenda. A ANP iniciou as ações a fim de conduzir à análise da cadeia, com o propósito de ponderar as suas condições competitivas e implementar mudanças (ANP, 2019).

A agenda é um instrumento de planejamento das ações regulatórias conforme as necessidades do mercado, de ampliação da transparência do processo regulatório e de estímulo à participação social na elaboração das regras e na resolução de problemas regulatórios, considerando o uso eficiente dos recursos disponíveis. As ações são subdivididas por plataforma temática e têm por objetivo a resolução de problemas ou falhas de mercado. As ações seguem o direcionamento geral da Agência e contribuem para o alcance dos objetivos estratégicos definidos no planejamento do período de referência (ANP, 2019).

Diante do uso desse instrumento, cabe ressaltar que a prática regulatória tem a sua eficiência também definida pela capacidade organizacional do agente regulador para mensurar o desempenho dos atos normativos, sugerir novas normas ou revisões. As instituições públicas reguladoras podem ter capacidades variadas ou mesmo inadequadas para captar a performance do quadro regulatório. Já as capacidades técnicas, de conhecimento, gerenciais e econômicas da agência reguladora são determinantes no processo de desenvolvimento das normas, interferindo na sua qualidade, aplicabilidade e eficiência (RALLEY; BALEP; HUBER, 2020).

A forma de interação do agente regulador com os regulados e demais organizações interessadas influi na sua eficiência para aplicar as regras. A troca de informações e a mensuração do desempenho da regulação determinam como os reguladores recebem, analisam e respondem às demandas regulatórias (RALLEY; BALEP; HUBER, 2020).

Essa capacidade de resposta é basilar para que um programa como a Agenda Regulatória ANP 2020-2021 seja útil ao aprimoramento dos atos normativos aplicados aos mercados, como, o de Gás Liquefeito de Petróleo. A competência e habilidade para captar as demandas do mercado, desenhar adequadamente as normas, avaliar a sua necessidade, aplicabilidade e precisão, tornam-se a base para o desenvolvimento de uma regulação fundamentada, realista e eficaz.

Tal como visto no capítulo 15, a agenda é composta por 60 ações regulatórias, sendo que duas delas tratam diretamente do funcionamento do mercado de GLP. Outras ações previstas afetam a sua dinâmica por abordar temas que sejam correlatos à cadeia, principalmente no que se refere à expansão da infraestrutura logística e de armazenamento de combustíveis.

Importante destacar que a eclosão da pandemia de COVID-19, em 2020, provocou, de forma compreensível, o adiamento de vários processos regulatórios. Algumas etapas da revisão de atos normativos passaram a compor uma agenda alternativa, com novos prazos de execução diante da crise sanitária global.

A primeira ação regulatória na agenda para o GLP é a revisão das Resoluções ANP nº 49/2016 e nº 51/2016, que regulamentam as atividades de distribuição e revenda. Uma parte da proposta resultou na permissão da venda direta de GLP. Entretanto, quanto à outra parte da proposta, ainda não foi definida a flexibilização do uso do GLP para outras finalidades, como, em caldeiras, saunas, aquecimento de piscinas e outros motores movidos à combustão interna que atualmente têm seu uso vedado no Brasil[5]. A ação regulatória visa ainda verificar a possibilidade de alteração da regulação com base nas conclusões da Tomada Pública de Contribuição nº 7/2018.

Conforme a Agenda ANP, os objetivos dessa revisão para uma nova regra são aumentar a eficiência do mercado, garantir o abastecimento de P13 e atualizar a regulamentação da ANP, minimizando barreiras ao investimento e reduzindo os custos impostos pela regulação.

A segunda ação direta propõe a elaboração de ato normativo que regulamenta a transparência na formação de preços na revenda varejista de combustíveis automotivos e na revenda de GLP. A iniciativa se baseia em recomendações do CADE (Nota Técnica nº 16/2018/DEE/CADE – Repensando o setor de combustíveis: medidas pró- concorrência) e na Resolução CNPE nº 12/2019, que trata da reforma da regulação do setor de combustíveis.

Segundo a ANP, as informações disponíveis sobre preços praticados na revenda de combustíveis, por um lado, limitam o aperfeiçoamento da metodologia de detecção de indícios de cartel e, por outro, não possibilitam a sua utilização efetiva pelo consumidor no processo de decisão de consumo, em razão do caráter amostral, não georreferenciado e defasado no tempo. A criação da nova regra objetiva o aperfeiçoamento da obtenção de informações sobre preços dos combustíveis, no sentido de ampliar, agilizar e automatizar esse processo.

Essas ações regulatórias para o mercado de GLP estão em curso na ANP. No caso da discussão das novas aplicações do GLP, ela se estende desde 2018, carecendo de definições quanto às novas regras, o que aponta para a lacuna regulatória quanto a esse assunto. O debate foi inserido na agenda de 2020-2021, pois não foi emitido um parecer quanto à questão, de forma que fosse possível o início da elaboração de novas resoluções para tratar do tema.

Importante salientar que a mudança na especificação do uso do GLP, criando novas possibilidades de aplicação, tem um potencial de modificar a dinâmica da cadeia, pois a sua aplicação como combustível em outras atividades econômicas pode levar à expansão do mercado e ao redesenho do quadro concorrencial das fontes de energia em vários segmentos.

5. As duas ações regulatórias diretas para o GLP na Agenda 2020-2021 pertencem ao tema primário "4 Abastecimento, Fiscalização do Abastecimento e Qualidade de Produtos".

A retomada da discussão demonstra a aderência dessa questão às novas diretrizes do CNPE, posto que a permissão para o GLP se tornar um dos combustíveis usados em outros segmentos econômicos proporciona a competição inter-energética.

Logo, deve ser sublinhado que a agenda regulatória pode favorecer o ambiente de negócios e, potencialmente, eliminar eventuais lacunas regulatórias, desde que seja capaz de não gerar sobreposições com outras resoluções e/ou gerar atos regulatórios inconsistentes com as necessidades do mercado e incompatíveis com suas especificidades.

Para evitar esses problemas é preciso adotar instrumentos associados à elaboração da regulação com comprovada capacidade de produzir benefícios ao ambiente regulatório. A concepção ou a mudança das regras deve seguir uma estrutura de etapas que garanta a escolha das melhores propostas de normatização, que contribuam para o refinamento dos ordenamentos e desenvolvimento das atividades econômicas. A ANP, em seu manual de boas práticas regulatórias, definiu atributos essenciais a esse processo (ANP, 2020a).

O aprimoramento do estoque regulatório permite a melhoria do exercício da regulação, elevando a segurança para os agentes econômicos. Isso resulta na atração de empresas para os setores, estimulando a competição, os investimentos e o consequente desenvolvimento de novas atividades dentro das cadeias produtivas. Para tanto, é essencial que o processo de criação ou revisão da regulação seja eficiente.

16.4 Tarefas e Ações de Regulação: evolução dos instrumentos regulatórios e o papel da AIR

A atividade regulatória é executada seguindo uma sequência de etapas que se inicia com a definição do objetivo dos atos regulatórios, culminando na análise dos efeitos promovidos com a sua aplicação. O processo de concepção da regulação conduz ao estabelecimento de um modelo de encadeamento de tarefas a serem executadas, para que um ato regulatório seja criado, para que sejam feitos ajustes ou a alteração completa do dispositivo.

Uma contribuição relevante nesta direção é o modelo denominado DREAM (Detecting-Responding-Enforcing-Assessing-Modifying), elaborado por Baldwin, Cave e Lodge (2012), a fim de definir quais tarefas precisam ser executadas durante o processo de criação da estrutura regulatória pelos agentes com essa atribuição. A tabela 2 abaixo apresenta a proposta.

Tabela 2 – Tarefas do processo regulatório

DETECTING	Detecção e obtenção de informações sobre comportamentos indesejáveis
RESPONDING	Desenvolvimento de políticas, regras e instrumentos para lidar com os problemas descobertos
ENFORCING	Aplicação das políticas, regras e instrumentos para a solução dos problemas
ASSESSING	Mensuração do êxito no processo de aplicação das normas
MODIFYING	Ajuste dos dispositivos e estratégias para aperfeiçoar a conformidade e a abordagem de condutas problemáticas

Fonte: Elaboração a partir de Baldwin, Cave & Lodge (2012).

A primeira etapa corresponde à detecção de comportamentos indesejáveis no mercado, que necessitam passar por um processo de regulação ou ter as normas já aplicadas revisadas. As inconformidades com as regras precisam ser mensuradas, de modo que seja possível determinar quais mudanças regulatórias são adequadas para conduzir as atividades a um nível de controle que propicie a eficiência e evite infortúnios. Descobrir o nível de conformidade dos agentes econômicos em relação às normas é uma tarefa complexa, mas que pode ser facilitada com a definição precisa dos objetivos dos reguladores. Ter os objetivos e sub-objetivos bem delineados permite à agência incumbida da regulação apontar as condutas errôneas.

A segunda tarefa no exercício regulatório é o desenvolvimento dos dispositivos da regulação, após identificação dos problemas de comportamento dos agentes. A criação desses mecanismos e a sua aplicação podem enfrentar obstáculos devido às restrições impostas pelo ambiente institucional. Esses empecilhos originam-se do conflito entre as atribuições de diferentes órgãos reguladores.

Tal como já mencionado, o exercício da regulação é uma tarefa que exige a identificação e a precisão da demanda por novos instrumentos. Conceber ou mudar um ato normativo é uma ação que deve ser realizada com base em um conjunto de informações quanto à sua utilidade e as consequências de sua implementação.

Dentre as formas de tratar este problema estão as denominadas Análises de Impacto Regulatório (AIR)[6] e a preferência, muitas vezes sobrevalorizada, dos instrumentos de comando e controle (C&C). No caso da AIR, apesar de ser um instrumento de longo tempo de execução, ele pode ser visto como um elemento adicional do processo decisório do regulador.

Com relação aos instrumentos de comando e controle (C&C), cabe salientar, em breve digressão, que Baldwin, Cave & Lodge (2012) argumentam que os pontos fortes da regulamentação C&C estão relacionados com a capacidade de *enforcement* que pode ser usada para impor, por exemplo, padrões fixos com rapidez e para proibir atividades não conformes com tais normas. Em termos políticos, o regulador ou governo estaria agindo com força e tomando uma posição clara, autorizando ou restringindo determinadas ações dos agentes econômicos.

A regulamentação da C&C não é, no entanto, isenta de problemas. Como destacam Baldwin, Cave e Lodge (2012), uma grande preocupação com os instrumentos de C&C tem sido sua alegada propensão a produzir regras desnecessariamente complexas e inflexíveis, e, de fato, uma proliferação de regras que levam à regulamentação excessiva, legalismo ou ativismo regulamentar e proporcionando, nas palavras dos autores, o *strangling* (estrangulamento ou asfixia) da concorrência e da empresa (PINTO JR., 2018).

A partir de 2019 passou a constar no sistema legal brasileiro a Lei Geral das Agências Reguladoras (Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019), concebida como lei específica para os órgãos reguladores

6. Segundo Baldwin, Cave and Lodge (2012, p. 315) "The central idea of regulatory impact assessment is that, in evaluating regulatory policy proposals, regimes, or rules, attention should be paid to an analysis of the anticipated costs and benefits associated with the relevant controls".

do Brasil, dispondo sobre a sua gestão, organização, processo decisório e controle social. A lei passou a prever o uso do instrumento Análise de Impacto Regulatório (AIR)[7] para avaliar *ex-ante* as propostas de criação ou de mudanças de atos normativos que sejam de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários de serviços, fornecendo informações e dados sobre os efeitos da alteração (BRASIL, 2019a, 2019b).

A AIR consiste no processo de identificação e avaliação dos efeitos esperados das propostas regulatórias, usando um método analítico consistente, como a análise de custo/benefício. Logo, a AIR procura apontar as alternativas viáveis de regulação, proporcionando aos tomadores de decisão informações acerca da eficácia e eficiência das normas, para que as melhores opções sejam escolhidas. A AIR deve ser integrada ao processo de consulta pública, a fim de fornecer informações para sustentar a análise e dar às partes afetadas a oportunidade de identificar e corrigir suposições e raciocínios errôneos (OECD, 2008).

No caso do AIR, apesar de ser um instrumento de longo tempo de execução, ele pode ser visto como um elemento adicional do processo decisório do regulador. A própria ANP já recorreu a este instrumento para análise de requalificação de botijões de GLP.

Isto posto, destaca-se que é fundamental a inserção progressiva da AIR no conjunto de técnicas para o aprimoramento da prática regulatória e melhoria do seu desempenho, pois a regulação de baixa qualidade impõe elevados custos de conformidade para as empresas e pode criar sobreposições regulatórias, gerando um aparato normativo complexo e desnecessário. Tal cenário produz incertezas quanto às obrigações regulatórias dos agentes econômicos e limita o alcance do objetivo da regulação. A utilização da AIR pelos governos contribui para uma regulação de alta qualidade, evitando os custos de uma regulação ineficiente para a sociedade ao melhorar a qualidade da tomada de decisão regulatória (WORLD BANK, 2018; OECD, 2008).

Na sua origem, a AIR foi adotada como uma ferramenta, entre outras, da agenda da assim chamada *Better* Regulation ou "Qualidade Regulatória", para introduzir mais racionalidade e fundamentação empírica no processo de formulação e tomada de decisão de políticas públicas (*evidence-based policy making*) a fim, sobretudo, de apoiar a agenda da competitividade e reduzir a burocracia e os custos administrativos gerados pela atividade regulatória do Estado para as empresas e consumidores (PINTO JR.; VIEIRA, 2012).

Portanto, a adoção sistemática da AIR no Brasil pode, em tese, auxiliar na mensuração dos efeitos de atos normativos, verificando a razoabilidade dos seus impactos, a fim de subsidiar a tomada de decisão do regulador (BRASIL, 2020). Esse mecanismo, bem como a consulta e a audiência pública permitem uma interação controlada com os regulados para mensurar a utilidade, eficiência, benefícios e prejuízos proporcionados por modificações, inserções ou exclusões na regulação – correspondente à segunda fase do processo.

7. O instrumento se faz necessário em casos de extensa mudança em ato normativo, com efeitos gerais, sendo a sua utilização ou dispensa justificadas pelos reguladores (BRASIL, 2019a).

O procedimento seguinte à etapa de investigação das propostas de regulação é a sua aplicação (*Enforcement*)[8]. As medidas de imposição dos ordenamentos podem aderir a uma abordagem de busca da conformidade, assumindo a forma de persuasão, onde há mais flexibilidade na imposição das regras, procurando justificar as medidas legais. Outra maneira é a estratégia da insistência, com a imposição menos flexível da regulação, definindo limites de tolerância quanto à inconformidade do comportamento do regulado. A terceira abordagem indica o uso de pirâmides de *enforcement*. Uma delas refere-se à hierarquia de sanções e outra a uma hierarquia de estratégias de regulação. Esse padrão de regulação responsiva interfere em diferentes níveis nas atividades dos agentes, na medida em que os mesmos cumprem as regras ou as infringem.

A avaliação da regulação vigente é a quarta etapa do processo regulatório (*Assessing*), fase em que se desenvolve uma sensibilidade para captar o grau de eficácia dos mecanismos de regulação aplicados, bem como estimar as atividades que estão escapando aos efeitos do regime de controle imposto.

A tarefa seguinte é a modificação dos mecanismos para atender à necessidade de ajustes, conforme transformações verificadas nas atividades dos mercados. Essa fase deve ser perene, a fim de garantir um processo ininterrupto de melhoramentos na regulação, com base em informações resultantes das contínuas avaliações anteriores de seu desempenho. As alterações englobam ajustes nos instrumentos de detecção de comportamentos incompatíveis, novos mecanismos de auxílio à conformidade, o *enforcement* das normas ou uma mudança de paradigma com um novo regime regulatório e estratégias de implantação.

Constata-se que o transcurso de criação e implementação da regulação é formado por diferentes etapas, com variações na sua forma de prescrição, abarcando tipos de *enforcement* e distintas formas de avaliação da sua eficiência e da eficácia de sua aplicação. Essas fases devem ser executadas atentando-se para o exercício da regulação com os atributos que conduzem às boas práticas regulatórias.

Isto posto, cabe notar que a Agenda Regulatória ANP 2020-2021 precisa estar em fase com os atributos da boa regulação e os procedimentos apontados anteriormente, para que as ações regulatórias propostas sejam avaliadas em termos de eficiência e eficácia. O bom desempenho da agenda é dependente do uso dos mecanismos que auxiliem na análise da necessidade e melhor desenho de cada proposição, como, a ampla utilização da Análise de Impacto Regulatório.

Como foi mencionado, particularmente no que se refere ao mercado de GLP, ainda existem lacunas regulatórias a serem solucionadas quanto à revisão das aplicações do combustível. O processo ainda exige a execução de outras etapas necessárias para se consolidarem as conclusões e dar início à formulação do normativo para essa questão.

Quanto ao uso da marca e o enchimento fracionado, ainda não foi determinada a conclusão definitiva dessa questão, pois não há evidência ou estudo atestando a sua efetividade. Cabe notar,

8. A regulação poder ser aplicada anteriormente à ocorrência de um comportamento impróprio para evitá-lo – dissuasão – ou posteriormente à prática do desvio da conduta – busca da conformidade.

contudo, que esse contexto de indefinição pode ensejar sobreposições na regulação, criando regras inexequíveis e/ou ineficientes. Portanto, é necessário que ambas as discussões tenham os procedimentos seguintes executados, após as contribuições consistentes contra a eliminação da marca e venda fracionada de GLP.

O que se conclui é que a produção de regras e normas seguindo um processo de identificação das demandas normativas, avaliação do impacto das normas e monitoramento periódico dos seus efeitos e necessidade de adequação – conforme o desenvolvimento dos mercados – pode proporcionar um aparato regulatório de elevada qualidade técnica, que contribua para o fortalecimento da segurança jurídico-regulatória e para o consequente crescimento das atividades econômicas.

Em suma, é importante sublinhar que a regulação não pode ser formulada considerando apenas o objetivo de uma área de políticas públicas. No novo contexto do setor de energia, a dimensão de política de concorrência assume um papel central e requer a compatibilização de diferentes instrumentos regulatórios.

Conforme destacado por Pinto Jr. e Vieira (2012), a regulação econômica dos setores de infraestrutura e energia tem sido pautada, em todos os países do mundo, por uma nova fase de franca revisão de suas missões, objetivos e instrumentos. Neste sentido, é preciso aprimorar a tradução e a adaptação dos instrumentos de qualidade regulatória e ajustar o seu foco.

Tal ajuste requer o aperfeiçoamento permanente de instrumentos regulatórios. Nesta linha, a adoção de uma lógica de AIR tem o potencial para constituir uma plataforma para um melhor entendimento com os agentes dos diferentes grupos de interesse e um gatilho para aperfeiçoar, simultaneamente, a qualidade da informação à disposição do regulador, a motivação dos atos regulatórios e a transparência à sociedade.

Assim, a introdução de AIR, de maneira sistemática e organizacionalmente respaldada no processo regulatório das agências, pode representar um salto de qualidade na formulação de suas ações e um reforço à competência técnica e à autonomia decisória que fundamentam a sua atuação.

Esse formato de formulação, revisão e implementação da regulação é possível, pois existem técnicas consolidadas para esse processo. Assim, mostra-se essencial a utilização dos mecanismos de análise *ex-ante* das normas propostas, como, a AIR, a fim mensurar a necessidade da regulação e os seus impactos; e os dispositivos de monitoramento *ex-post* para avaliar a assertividade das regras e determinar possíveis ajustes.

Portanto, o uso da AIR, consultas e audiências públicas e a periódica avaliação dos efeitos da regulação são imprescindíveis na Agenda Regulatória ANP 2020-2021, pois contribuem para que o conjunto normativo seja preciso, útil e benéfico ao alcance de níveis mais elevados de eficiência dos mercados. Deve ser ressaltado que o tão almejado padrão de eficiência em mercados do setor de energia, erigido sobre ampla concorrência, só é consolidado se lograr êxito em garantir a segurança do abastecimento e custos/preços compatíveis com a capacidade de pagamento das diferentes classes de consumidores.

Cabe ressaltar que as propostas da Agenda Regulatória ANP 2020-2021 devem seguir o processo regulatório adequado para a concepção, reformulação, *enforcement* e avaliação das regras. As etapas e procedimentos regulatórios garantem a qualidade da regulação e a sua congruência com as demandas regulatórias e com a realidade dos mercados e das empresas.

Por fim, cabe sublinhar que a formulação ou revisão da regulação aplicada ao mercado de GLP não pode ser feita de forma isolada. É essencial conciliar os aspectos econômicos, concorrenciais e energéticos, para que a regulação proporcione níveis elevados de eficiência geral. Esses aspectos precisam ser conciliados e considerados sob os prismas dos agentes do mercado (empresas, consumidores e Estado), para que a regulação proporcione o bom funcionamento de toda a cadeia.

Saliente-se que para realizar uma boa apreciação das regras em vigor, é essencial que a agência reguladora tenha muito bem demarcado o objetivo de cada instrumento regulatório e também definido parâmetros para a mensuração da sua eficácia. Desse modo, é possível indicar quais os refinamentos primordiais são necessários para que a regulação exerça a sua finalidade, produza os efeitos adequados e seja eficiente.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Manual de boas práticas regulatórias da ANP. Rio de Janeiro: ANP, 2020a.

_____ . Resolução ANP nº 825, de 28 de agosto de 2020. Dispõe sobre a especificação e o controle da qualidade dos gases liquefeitos de petróleo – GLP comercializados pelos agentes econômicos no território nacional. Rio de Janeiro: ANP, 2020b.

_____ . Agenda Regulatória ANP 2020-2021. Rio de Janeiro: ANP, 2019.

_____ . Tomada Pública de Contribuição nº 7/2018. Rio de Janeiro: ANP, 2018.

BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. Understanding regulation: Theory, Strategy, and Practice. University Oxford Press: London, 2012.

BERG, S. V. Infrastructure Regulation: Risk, Return, and Performance. Global Utilities 1(May): 3-10, 2001.

BRASIL. Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019a. Dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras, altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.472, de 16 de julho de 1997, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.782, de 26 de janeiro de 1999, a Lei nº 9.961, de 28 de janeiro de 2000, a Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, a Lei nº 9.986, de 18 de julho de 2000, a Lei nº 10.233, de 5 de junho de 2001, a Medida Provisória nº 2.228-1, de 6 de setembro de 2001, a Lei nº 11.182, de 27 de setembro de 2005, e a Lei nº 10.180, de 6 de fevereiro de 2001. Acesso em: 25 de novembro de 2020. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2019/Lei/L13848.htm.

_____ . Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019b. Institui a Declaração de Direitos de Liberdade Econômica; estabelece garantias de livre mercado; altera as Leis nos 10.406, de 10 de janeiro de 2002 (Código Civil), 6.404, de 15 de dezembro de 1976, 11.598, de 3 de dezembro de 2007, 12.682, de 9 de julho de 2012, 6.015, de 31 de dezembro de 1973, 10.522, de 19 de julho de 2002, 8.934, de 18 de novembro 1994, o Decreto-Lei nº 9.760, de 5 de setembro de 1946 e a Consolidação das Leis do Trabalho, aprovada pelo Decreto-Lei nº 5.452, de 1º de maio de 1943; revoga a Lei Delegada nº 4, de 26 de setembro de 1962, a Lei nº 11.887, de 24 de dezembro de 2008, e dispositivos do Decreto-Lei nº 73, de 21 de novembro de 1966; e dá outras providências. Acesso em: 25 de novembro de 2020. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/lei/L13874.htm.

_____ . Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020. Regulamenta a análise de impacto regulatório, de que tratam o art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e o art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019. Acesso

em: 25 de novembro de 2020. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-10.411-de-30-de-junho-de-2020-264424798.

CHANG, H. J. The economics and politics of regulation. Cambridge Journal of Economics, v. 21, p. 703-728, 1997.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). Resolução CNPE nº 15, de 8 de junho de 2017. Estabelece diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis, com o objetivo de embasar a proposição de medidas que contribuam para a garantia do abastecimento nacional, e dá outras providências.

_____. Resolução CNPE nº 12, de 4 de junho de 2019. Estabelece diretrizes para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis no País, e dá outras providências.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2019. Relatório Síntese: Ano Base 2019. Rio de Janeiro: EPE, 2020a.

_____. Balanço Energético Nacional 2019. Relatório Final: Ano Base 2019. Rio de Janeiro: EPE, 2020b.

KRINGER, J. Investing in implementation. Discussion paper nº 86. Center for Analysis of Risk and Regulation (CARR). London: CARR, 2019.

MENDES, F. M.M. *Processo normativo das agências reguladoras: atributos específicos à governança regulatória*. São Paulo: Giz Editorial, 2018.

MENDES, F. M.M. , PINTO JR, H.Q., Regulação e seus Desdobramentos Práticos, Texto para Discussão, GEE/IE/UFRJ, 2019

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). Introductory Handbook for Undertaking Regulatory Impact Analysis (RIA).Version 1.0, October 2008.

PINTO JR, H.Q. Questões-Chave sobre a Regulação do Mercado de GLP: uma contribuição sobre a comercialização e o enchimento fracionado de recipientes. Relatório Técnico GEE Sindigás, novembro 2018.

PINTO JR., H.Q.,VIEIRA, L. Qualidade Regulatória, Avaliação de Impacto Regulatório e os Desafios da Regulação Setorial no Brasil *in* Experiências Exitosas em Regulação na América Latina e Caribe, p. 75-88, Brasília: Editora Alia Opera, 2012.

RALLEY, J.; BALEP, N. I.; HUBER, C. The role of administrative capacity in complementing performance measurement systems. Discussion paper nº 87. Center for Analysis of Risk and Regulation (CARR). London: CARR, 2020.

VELJANOVSKI, C. Economic Approaches to Regulation. In: BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. The Oxford Handbook of Regulation. London: Oxford University Press, 2010a.

_____ . Strategic use of regulation. In: BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. The Oxford Handbook of Regulation. Oxford: Oxford University Press, 2010b.

WORLD BANK. Global Indicators of Regulatory Governance. World Bank: Washington, 2018.

Capítulo 17

Uma Nova Agenda de Regulação para os Mercados de Combustíveis num Mundo em Transição Energética[1]

Aldren Vernersbach

Helder Queiroz Pinto Jr.

17.1 Introdução

A economia global passa por um processo de transformação quanto às condições de exploração dos recursos naturais, produção e uso de energia. A mudança decorre dos acordos firmados em torno da consolidação de um novo padrão mundial de desenvolvimento, pautado na sustentabilidade ambiental e menor intensidade no uso de combustíveis fósseis. O principal fator responsável por essa transformação é a ameaça da mudança climática, provocada pelo descontrolado aquecimento global, por sua vez resultante das emissões de gases do efeito estufa, principalmente, dióxido de carbono (CO_2).

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada da Nota Técnica 08/2021, elaborada em junho de 2021, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

A transição em curso, baseada na alteração da matriz contemporânea de fontes geradoras de energia – atualmente intensiva em carbono – para uma matriz majoritariamente composta por fontes renováveis e de baixo carbono, tornou-se um dos temas e objetivos centrais de políticas para conter o avanço das mudanças climáticas. Nesse contexto, o mercados de combustíveis, primordial na economia, é desafiado a se adequar à transição para um cenário de progressivas exigências quanto à redução da poluição, compensação dos danos ambientais e eletrificação progressiva do setor de transportes.

Dessa forma, dentre as discussões necessárias está a que se refere à transformação dos mercados de combustíveis, pressionado a se adequar frente ao objetivo da descarbonização, alocada no cerne das políticas energéticas. Tal mudança, que se estende a toda indústria de energia, tem a regulação como instrumento de disciplina e comando do desenho e construção de novos sistemas energéticos.

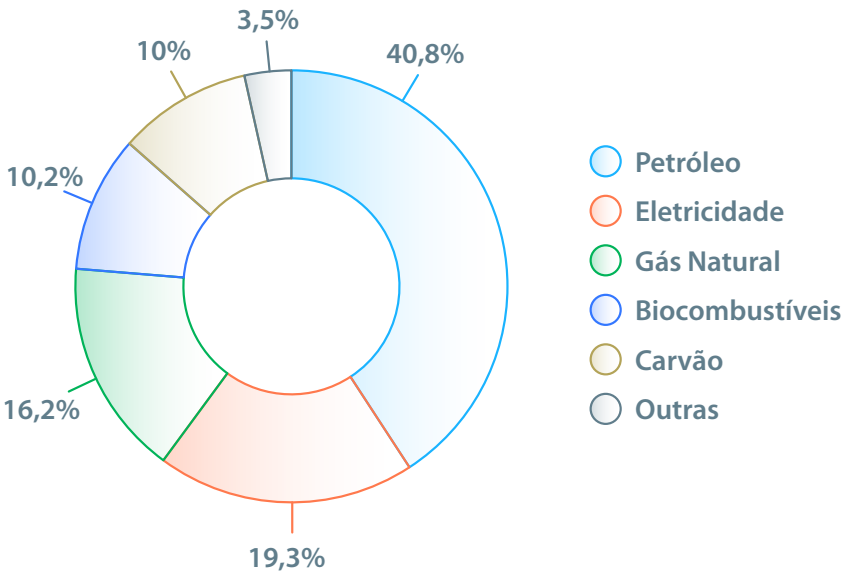
Mudar a matriz de energia implica, além da necessidade de desenhar novas políticas públicas, também desenvolver uma regulação adaptada para o contexto de transição, que englobe o ordenamento dos novos mercados de fontes de baixo carbono e a adequação dos mercados das demais fontes em busca da diminuição de suas emissões de CO_2. Desse modo, esta nota técnica busca apontar características relevantes de uma agenda regulatória voltada aos mercados de combustíveis em meio à nova trajetória do setor energético a nível global.

Além desta Introdução, o Capítulo apresenta mais três seções. Na seção 2 é discutido o marco de transição energética e as implicações para as indústrias de energia. Na seção seguinte, analisa-se a composição dos mercados de combustíveis, sua participação na matriz energética global e as mudanças já observadas em meio ao cenário de busca da descarbonização. A quarta seção dedica-se à discussão, de forma esquemática, de uma agenda regulatória para o mercados de combustíveis, apontando os predicados e possíveis funções desse conjunto normativo no contexto de redução das emissões de CO_2.

17.2 A Nova Ordem Energética

Historicamente, a industrialização da economia e o processo de urbanização, em diferentes regiões do mundo, exigiu o aumento da oferta de energia, bem como a busca de novas fontes para atender à demanda crescente. Nesse processo de expansão e consolidação dos sistemas energéticos, o setor de energia se desenvolveu baseado no uso de hidrocarbonetos – fontes de origem fóssil. Como resultado, a matriz energética mundial concentra-se em petróleo, gás natural e seus derivados, que respondem por 60% do consumo final de energia no mundo (IEA, 2020a).

Gráfico 1 – Consumo Final de Energia Global (2018)



Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2020a).

A partir do refino de petróleo e processamento de gás natural (fontes primárias) são obtidos diversos combustíveis (fontes secundárias), atualmente inseridos na dinâmica das cadeias produtivas por serem aplicados, principalmente, ao setor de transportes. Desse modo, os combustíveis tem a sua utilidade e importância transversais à economia global, o que cria a interligação entre a sua cadeia e outras cadeias produtivas.

Os combustíveis provenientes de hidrocarbonetos são caracterizados pela emissão de poluentes, dentre os quais o dióxido de carbono, um dos principais gases causadores do efeito estufa. A continuidade dessa trajetória de desenvolvimento do setor energético, alicerçada em óleo e gás natural, foi contestada a partir da necessidade de se reduzir as emissões de CO_2, posto que o aumento não natural do efeito estufa iniciou a aceleração da mudança climática, com a previsão de aumento na temperatura do planeta. Agora, o objetivo é limitar essa elevação em 1,5° (UNFCCC, 2015).

Estima-se que, em 2020, cerca de 33,9 Gt[2] de carbono foram emitidas na atmosfera. A maior parcela das emissões ocorre na geração de energia elétrica no setor industrial e no setor de transportes, onde o uso de combustíveis de origem fóssil é majoritário, respondendo por 7,2 Gt (IEA, 2021). Esses níveis de emissões e o consequente descontrole do aquecimento global poderão criar desequilíbrios nos ecossistemas do planeta, afetando a saúde humana, a provisão de recursos naturais e a economia global.

2. Estimativas em gigatoneladas (Gt).

Diante desse cenário criado pela ação antrópica e suas consequências ecológicas e econômicas, a sustentabilidade ambiental passou a direcionar as políticas públicas para variadas áreas, dentre elas a energética, uma vez que as atuais matrizes de energia de quase a totalidade das nações respondem por grande parcela das emissões de carbono no mundo.

O Acordo de Paris, instituído em 2015, constituiu-se na coalizão mais robusta de comprometimento entre nações quanto à mitigação desse risco climático, com a definição de metas de redução das emissões de CO_2, sendo um marco dentre os tratados com esse objetivo[3]. Os países signatários do acordo, imbuídos da tarefa de descarbonizar gradativamente a economia, terão que desenvolver novos mercados de energia renováveis e de fontes classificadas como emissoras residuais de carbono, bem como compensar possíveis emissões de CO_2 de outras atividades em suas economias (UNFCCC, 2015). Tais diretrizes foram significativamente reforçadas, em abril de 2021, pela Cúpula do Clima, promovida pelos EUA na nova Administração Biden.

É importante ressaltar que os problemas dos países signatários dos acordos internacionais sobre o clima, variam conforme as origens das emissões de carbono e outros poluentes causadores do efeito estufa. Essa diferenciação decorre da especificidade das matrizes energéticas e matrizes de combustíveis em cada nação, bem como as escalas dos mercados energéticos, condições infraestruturais, competitividade e viabilidade econômica. Logo, as políticas nacionais podem possuir o objetivo comum da descarbonização, porém, os meios para cumprir as metas variam de um país a outro[4].

Já os mercados de combustíveis, em particular, apresenta questões-chave para mudanças globalmente similares, por ser majoritariamente composto por derivados de fontes fósseis. Sublinhe-se que existe uma grande dependência de derivados de hidrocarbonetos para a locomoção em diferentes modais, o que impõe um desafio maior ao mercados de combustíveis, uma vez que é necessário desenvolver formas de: (i) reduzir as suas emissões de poluentes; (ii) criar novas classes de combustíveis; (iii) e competir com o processo de eletrificação dos distintos meios de transporte, destacadamente do rodoviário.

No que tange à reorientação da trajetória energética, para um mundo com menos carbono, a IEA (2021), ao estabelecer um marco de completa descarbonização em 2050, em seu *roadmap* Net Zero 2050, definiu um quadro esperado de políticas, normas e investimentos para alcançar tal meta. Diante desse conjunto de condições, as emissões totais de CO_2 precisariam cair cerca de 45% em relação aos níveis de 2010 em 2030, o que significa que as emissões de CO_2 do setor de energia e processos industriais precisariam ficar entre 20,1 Gt, e 6,6 Gt em 2030. A assunção de tais metas aponta para a dimensão das mudanças que deverão ser desenvolvidas no mercados de combustíveis.

Esses cenários de avanços para a descarbonização, estimulando a adoção de novas tecnologias, como, o hidrogênio e os biocombustíveis, bem como o aprimoramento em termos ambientais dos

3. O Protocolo de Kyoto, apesar de ter sido concebido em 1997 e vigorado entre 2005-2012, não alcançou a extensão e perenidade da anuência com relação aos seus termos, bem como a dimensão das metas que o Acordo de Paris conseguiu determinar.

4. O caso da Noruega é uma ilustração exemplar. O país, diferentemente da maioria, tem uma matriz elétrica baseada em fontes renováveis. Já a sua matriz de combustíveis, que serve à mobilidade, está em transição para uma matriz de baixo carbono.

energéticos existentes, como o uso de fontes de baixo CO_2, indicam a necessidade de um novo "*mind set*" para a adequação do papel do Estado no setor de energia. Neste registro, é importante notar que a sustentabilidade ambiental tornou-se a definidora do novo modelo de desenvolvimento econômico, identificado pela busca de um padrão de produção e consumo fundado na exploração controlada dos recursos e minimização de possíveis efeitos nocivos ao meio ambiente.

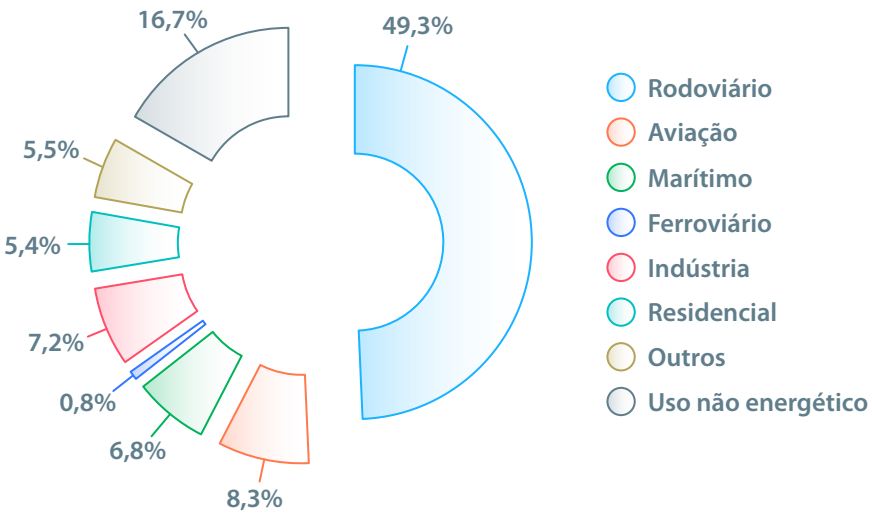
Para se alcançar níveis elevados de sustentabilidade são necessárias políticas públicas, novas tecnologias e regulação aplicada aos setores econômicos. Particularmente para o setor energético, o aumento da eficiência, competitividade e financiamento das fontes renováveis e de baixo carbono é um desafio que abarca grandes e múltiplas dimensões.

17.3 Os Mercados de Combustíveis Desafiados

Os mercados de combustíveis são basilares para a dinâmica da economia contemporânea, compondo a base energética das atividades econômicas e sociais mundiais. É importante esclarecer que esse mercado é composto por outros mercados, uma vez que cada energético possui uma cadeia produtiva própria, devido às suas particularidades técnico-econômicas.

Como o setor de transportes é um dos grandes consumidores de combustíveis – destacadamente de origem fóssil – a sua matriz de energéticos é um bom indicativo da dimensão da transformação setorial a ser perpetrada a partir da descarbonização. O setor de transportes consome cerca de 65,2% do petróleo na indústria de energia, o que corresponde à demanda para a produção de diferentes combustíveis. Quanto ao gás natural, a mobilidade consome 7,3%, sendo a indústria a grande consumidora, demandando 37% da produção global (IEA, 2020a).

Gráfico 2 – Consumo Final Global de Petróleo por Setor (2018)



Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2020a).

Essa configuração sofre pressão para ser modificada, tendo em vista a transição do setor energético para uma base mais sustentável. Desse modo, o mercados de combustíveis tem um enorme desafio, em face da transição para uma matriz de fontes de baixo carbono e eletrificação de segmentos econômicos, anteriormente consumidores de combustíveis de origem fóssil, como o setor de transportes. De acordo com a IEA (2020b), no cenário de políticas públicas já declaradas, o consumo de energia elétrica se elevará em 39,4% entre 2018-2040, ao passo que o consumo de petróleo terá uma redução de 43,6% no mesmo período, indicando o aumento da participação da eletricidade na economia global.

Considerando a projeção construída pelo Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), em um cenário de zero emissões líquidas de carbono, o consumo de petróleo cai entre 70-10 Mb/d[5], cerca de 30-90% abaixo dos níveis atuais. No cenário de Net Zero 2050 proposto pela IEA, o consumo de óleo cai para cerca de 25 Mb/d, dos quais 10 Mb/d seriam usados no setor de transportes, principalmente para o transporte de longa distância (rodoviário, aéreo e marítimo). Assim, é provável que o uso de petróleo no transporte decline ainda mais, com veículos e infraestrutura sendo cada vez mais substituídos por tecnologias e fontes de energia alternativa (BP, 2021).

Como mencionado, a diminuição das emissões de carbono tem a eletrificação, notadamente da mobilidade – o transporte é o terceiro maior emissor de CO_2 – como um dos meios de ser efetuada. Isso promoverá mudanças nas tecnologias dos veículos automotores, no que tange ao seu padrão de energia na força motriz. Na trajetória de busca pela emissão de zero carbono e no cenário de políticas públicas já estabelecidas, existe a previsão de que as vendas de carros elétricos saltem de 3 milhões em 2020 para 56 milhões de unidades em 2030, isto é, um incremento de 1.800% no total anual (IEA, 2020b).

Esse processo de eletrificação para a descarbonização precisa observar o custo da energia elétrica e os equipamentos compatíveis com tal fonte energética. No caso do setor de transportes, a substituição de veículos do Ciclo Otto por veículos elétricos tem a sua evolução dependente da redução do custo da tecnologia. Quando se trata do aquecimento residencial e cocção, também é preciso considerar o custo de aquisição de equipamentos compatíveis com a tecnologia de eletrificação. Dessa forma, combustíveis de baixo carbono, como, o gás natural, o gás liquefeito de petróleo (GLP) e os biocombustíveis podem compor o panorama da transição, por serem economicamente mais acessíveis, assim como os equipamentos para a sua aplicação.

Tal movimento de substituição e concorrência interenergética irá requerer, progressivamente, mecanismos e instrumentos regulatórios coordenados entre as autoridades de regulação de eletricidade e petróleo e derivados.

É essencial que políticas energéticas voltadas à descarbonização do setor de combustíveis tenham esses fatores e condições clarificadas e consideradas nas suas diretrizes e metas. Apenas desse modo a agenda regulatória de condução do conjunto de transformações será factível, permitindo

5. Estimado em milhões de barris de óleo por dia.

uma transição energética praticável e que sustente o acesso às fontes de energia modernas, sem que um efeito contrário de regressão do uso de combustíveis modernos ocorra.

Isto posto, é fundamental sublinhar que o desenvolvimento e consolidação dessas novas tecnologias e padrões condizentes com a descarbonização são dependentes de políticas públicas transversais e setoriais. Cabe destacar que a execução de tais políticas requer a elaboração de uma nova regulação, destinada à sua implementação e disciplina nos mercados de energéticos, em prol da sustentabilidade ambiental. Portanto, a concepção de uma agenda regulatória é indispensável e, diante do ineditismo e dimensão da transformação energética em curso, deverá responder às exigências específicas desse contexto.

17.4 Mudanças, estímulos e comando: uma nova agenda regulatória na transição energética

Grande parte das políticas energéticas atualmente estão sendo direcionadas para a descarbonização. Ante esse processo de transição, a regulação assume o papel de instrumento de orientação, disciplina e imposição das normas criadas a partir das novas políticas, bem como de fiscalização do cumprimento das determinações em torno da mudança do padrão energético. Desse modo, a regulação é o meio adotado pelo Estado para supervisionar, controlar e adequar os segmentos do setor de energia ao novo objetivo, de maneira que seja possível seguir diretrizes e cumprir metas acordadas quanto à redução das emissões de carbono (BALDWIN, CAVE & LODGE, 2012).

Por meio da regulação busca-se afetar diretamente o comportamento dos agentes do setor privado, a fim de alinhá-los com o interesse público. Mesmo em um mercado fundado na livre concorrência, o Estado, em seu papel de regulador, restringe as escolhas de agentes econômicos, limitando a discrição (CHANG, 1997). Vale ressaltar que o ato de regular pretende disciplinar os mercados conforme as determinações das políticas públicas, sendo um dos elementos de sua dinâmica. Desse modo, o desempenho dos mercados em termos de alocação e produtividade é co-determinado pela regulação e forças concorrenciais de mercado, no caso, do setor de energia e mercados de combustíveis (VISCUSI, HARRINGTON & VERNON, 2005).

Assim, no contexto da transição energética, a regulação é utilizada na reorganização dos mercados, podendo ter a função de estimular ajustes quanto à redução das emissões no setor de combustíveis, auxiliar a formatação de novos mercados (nos aspectos econômico e técnico) e controlar a evolução da transição energética. Tal importância da regulação na consecução de uma mudança disruptiva na matriz energética aumenta a relevância dos predicados afeitos à boa prática regulatória.

Ressalte-se que na trajetória de transformação energética, o conjunto normativo da mudança deve ser acessível, ou seja, deve ser possível estabelecê-lo e o cumprimento das suas determinações deve ser factível. Esses atributos são essenciais para garantir a aplicabilidade de regras, eficácia

na sua implementação e eficiência no alcance do resultado visado (DIVER, 1983). A factibilidade e exequibilidade da regulação aplicada aos mercados de combustíveis é muito importante em um cenário de mudanças estruturais, como a transição energética. Desse modo, a agenda regulatória deve conter mecanismos eficientes, adequados e precisos.

Ao tratar de uma agenda regulatória para os mercados de combustíveis, atenção deve ser dada à eletrificação do transporte, que perpassa o processo de descarbonização e cria demandas para a regulação desse processo. Como já dito, a regulação da adoção de veículos elétricos – a mais destacada mudança que afetará os mercados de combustíveis – está em processo de aperfeiçoamento, bem como a própria tecnologia. O normativo avança em países desenvolvidos, com dispositivos regulatórios que, ao determinar limites para as emissões de CO_2, estão incentivando a produção de automóveis, caminhões e outras classes de veículos elétricos.

A regulação para a descarbonização tem assumido diferentes vieses, a fim de instrumentalizar políticas de restrição ou estímulo. Na Noruega, o mercado de veículos elétricos tem sido objeto de políticas e regulação de incentivos à eletrificação do setor de transportes – redução de impostos, extinção de taxas, carregamento gratuito de baterias. Logo, a política para veículos elétricos concentra-se em um pacote de benefícios, como, a diminuição de tributos ao setor, gratuidade de impostos na compra, isenção de impostos rodoviários e utilização exclusiva de vias públicas (HOLSTMARK & SKONHOFT, 2014).

Dessa forma, o arcabouço regulatório para a descarbonização do setor de transportes pode ter uma ação restritiva e punitiva quanto às emissões, ou regras que incentivem e regulamentem subsídios às fontes de energia mais limpa. Observa-se que a mitigação da mudança climática faz emergir um caráter incentivador em certas regulações no contexto da transição. Dessa maneira, a regulação pode ter funções adicionais à sua tarefa de disciplinar os mercados de combustíveis, servindo de meio para estimular a adoção de carros elétricos ou o uso de combustíveis mais sustentáveis em termos ambientais.

Em tal cenário, é preciso compreender que a eletrificação do setor de transportes deverá assumir um ritmo e dimensão diferentes em cada país. Apesar da eletrificação se destacar na transformação da matriz energética dos transportes e, consequentemente, afetar os mercados de combustíveis, é essencial sopesar a viabilidade econômica dessa forma de energia em diferentes territórios, com distintas infraestruturas, dimensões e restrições físicas e econômicas. A conjugação de custos, infraestrutura disponível e o financiamento de investimentos ditará a viabilidade econômica do uso de cada fonte em certas dimensões territoriais, bem como a política de segurança do suprimento.

Dessa maneira, é possível que uma variedade de combustíveis de baixo carbono e biocombustíveis seja utilizada na transição até a eletrificação, podendo ainda compor estruturalmente o conjunto de fontes disponíveis para a mobilidade. Portanto, tal transição pode ser unicamente para a fonte elétrica – a depender do país e região – ou para um modelo de veículos híbridos, que permita o uso de duas ou mesmo três fontes de energia e combustíveis de baixo carbono.

A nova agenda de regulação para o setor energético precisa reagir a esses fatores, no intuito de conseguir contribuir para uma transição viável. Apesar da própria literatura sobre o tema estar também em processo de revisão, é possível afirmar que o normativo regulatório deve se dedicar a outras mudanças, além da eletrificação. Logo, pode-se apontar que a agenda regulatória para os mercados de combustíveis necessita, em linhas gerais:

- Englobar a normatização, para o setor de transportes, de diferentes mercados, como, biocombustíveis, combustíveis de baixo carbono e o mercado baseado na eletrificação dos veículos;
- Ser factível, propondo regras que possam ser cumpridas em período determinado e respeitando etapas de adaptação;
- Ter precisão para regular, conforme padrões exequíveis de redução das emissões de carbono nos combustíveis;
- Servir de instrumento para políticas públicas de estímulo ao uso de combustíveis de baixo carbono em diferentes modais de transporte;
- Disciplinar e comandar a adoção de combustíveis menos poluentes;
- Criar mecanismos de garantia do suprimento nos mercados de combustíveis, atrelados ao uso de combustíveis de baixa emissão de CO_2.

Desse modo, é fundamental observar que o processo é de transição, exigindo gradação quanto às regras e consideração das especificidades regionais a nível global quanto a custo, viabilidade econômica e acessibilidade das fontes energéticas de baixo carbono. Portanto, a agenda de regulação deve auxiliar a implementação das políticas públicas do setor energético, com garantia da expansão do acesso aos combustíveis modernos, menos poluentes ou com zero emissão de carbono, tendo as peculiaridades de cada região como um fator a ser considerado. Ao ter as funcionalidades elencadas acima, a regulação torna-se útil e eficiente ao desenvolvimento dos mercados de combustíveis em adequação à nova ordem energética global de descarbonização.

À guisa de síntese, importa destacar que este Capítulo buscou chamar atenção para o rol de questões-chave, em matéria de política energética e regulação, que emergem do redirecionamento dos instrumentos de política pública voltados para o alcance dos objetivos de construção de uma economia de baixo carbono. A regulação, entendida aqui como instrumento disciplinador dos mercados em transição energética, precisa considerar que esse processo é recente e gradativo. Logo, é imprescindível que as regras para a descarbonização sopesem a capacidade de transformação dos agentes econômicos, bem como o desenvolvimento de tecnologias nos novos padrões. Assim, os fatores viabilidade e temporalidade ganham importância na formulação da regulação para a descarbonização, quer seja via adequação de combustíveis às novas exigências ou por meio da consolidação da eletrificação no setor de transportes, baseada em fontes renováveis.

Cabe ressaltar que a precisão da regulação para o setor de energia na transição energética é muito relevante, posto que num processo de transformação para novos padrões é essencial determinar

regras capazes de serem cumpridas pelos agentes econômicos e que sustentem, no aspecto operacional e da segurança do abastecimento, o funcionamento dos mercados do setor. A imposição de regras excessivas, muito restritivas e inexequíveis pode afetar a segurança de suprimento e mesmo desestimular o avanço nas metas de descarbonização.

Quanto aos mercados de combustíveis, o desafio para a reformulação do seu quadro energético é acompanhado da oportunidade para desenvolver um mercado compatível com o nível de sustentabilidade ambiental que se pretende alcançar no planeta. Nesse sentido, o aprimoramento das tecnologias de biocombustíveis e o desenvolvimento de mercados de combustíveis de baixo carbono, podem compor uma matriz de transição e garantir variadas opções de fontes energéticas mais sustentáveis.

Vale insistir na ideia de que uma agenda regulatória para os mercados de combustíveis nesse cenário precisa contemplar o processo de adequação que decorre da descarbonização, bem como a necessidade de prudência e segurança, o que aponta para a diversificação gradativa do quadro de fontes mais limpas. Por conseguinte, a sintonia entre as diferentes instituições de formulação de políticas públicas (energética, industrial, ambiental, tecnológica....), de regulação setorial e de defesa da concorrência é essencial à estruturação dos novos mercados de combustíveis de baixo carbono, conjugada com a tendência de crescente eletrificação da economia.

Referências Bibliográficas

BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. Understanding regulation: Theory, Strategy, and Practice. University Oxford Press: London, 2012.

BRITISH PETROLEUM (BP). BP Energy Outlook 2020. Acesso em: 2 de maio. Disponível em: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf.

CHANG, H. J. The economics and politics of regulation. Cambridge Journal of Economics 1997,21, 703-728.

DIVER, S. C. The optimal precision of administrative rules. Yale Law Journal, vol. 93, 1983.

HOTSMARK, B.; SKONHOFT, A. The Norwegian support and subsidy policy of electric cars. Should it be adopted by other countries?. Environmental Science & Policy 42 (2014) 160 – 168.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2020a). World Energy Statistics 2020. Paris: IEA, 2020. Acesso em 25 de abril de 2021. Disponível em: https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020/final-consumption.

_____ . (2020b). World Energy Outlook 2019. Paris: IEA, 2020. Acesso em: 28 de abril de 2021. Disponível em: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050.

_____ . (2020c). World Energy Outlook 2020. Paris: IEA, 2021. Acesso em: 2 de maio de 2021. Disponível em: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020.

_____ . Net Zero by 2050. Paris: IEA, 2021. Acesso em 4 de maio de 2021. Disponível em: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). 2015 Paris Agreements. Paris: United Nations, 2015. Acesso em: 7 de maio de 2021. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf.

_____ . United Nations Climate Change Annual Report 2019. Paris: UNFCCC, 2020. Acesso em: 9 de maio de 2021. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/unfccc_annual_report_2019.pdf.

VISCUSI, W. K.; HARRINGTON, J.; VERNON, J. M.; Economics of regulation and antitrust. 4 ed. Cambridge, Massachusetts; London, England: MIT Press, 2005.

Capítulo 18

Variáveis Críticas do Mercado de GLP no Longo Prazo[1]

Marcelo Colomer

Aldren Vernersbach

Gabriela Rodrigues

Mylena Furtado

Nathalia Alves

18.1 Introdução

O exercício de elaboração de cenários é de extrema importância na orientação das políticas públicas, principalmente em setores que dependem de investimentos de longo prazo de maturação, como no setor de energia. Analisar a evolução das variáveis críticas que impulsionam a demanda e a oferta é essencial, nesse sentido, para se evitar problemas no abastecimento de energia ou a exposição desnecessária às volatilidades nos preços internacionais.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) anualmente elabora o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) cujo objetivo é avaliar a evolução da demanda e da oferta de combustíveis no país. O PDE tem como finalidade subsidiar os gestores públicos na orientação de políticas governamentais setoriais e sinalizar as necessidades de investimento a serem realizados pelas empresas de energia. Tal tarefa cumpre um papel essencial a fim de que os agentes econômicos – públicos e privados –

1. Este Capítulo corresponde a uma versão editada do Texto para Discussão 06/2021, elaborado em outubro de 2021, no âmbito do Projeto GEE/IE/UFRJ e Sindigas "**Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis**".

possam antecipar a expansão de capacidade e de infraestrutura e evitar, assim, eventuais problemas com respeito a segurança do abastecimento de energia do país.

Isto posto, este Capítulo visa analisar e comparar os PDEs 2026 e 2030 no que diz respeito à evolução da demanda e oferta de gás liquefeito do petróleo (GLP) no Brasil.

Em ambos os Planos Decenais, os cenários que estimam o comportamento da demanda e da oferta de gás liquefeito do petróleo, no longo prazo, resultam da evolução de algumas variáveis críticas, como a expansão da capacidade de refino e a produção de gás natural no caso da oferta; e a evolução da renda familiar e do preço do GLP, no caso da demanda. Nas seções 2 e 3 serão identificadas as principais variáveis críticas de demanda e de oferta respectivamente.

Na seção 4 serão apresentados os cenários da EPE para a evolução do consumo e da oferta de GLP. O objetivo de trazer os cenários de referência do PDE 2026 em comparação aos cenários mais atuais, constantes no PDE 2030, é mostrar que no intervalo de 4 anos, apesar das grandes mudanças ocorridas nas condições de contorno macroeconômicas, sociais e setoriais, pouca coisa se alterou na visão da EPE sobre as variáveis críticas do mercado de GLP.

Em ambos os PDEs, destaca-se a autossuficiência na produção de gás liquefeito de petróleo decorrente do aumento do processamento de gás natural nas UPGNs nacionais. Diferente do quadro atual de produção, onde a maior parte do GLP doméstico provém do setor de refino, espera-se que o aumento do nível de aproveitamento do gás natural inverta essa situação dando destaque para as unidades de processamento de gás natural.

A conclusão desse estudo, que será melhor embasada ao longo do texto, é de que a EPE tem se revelado muito otimista na sua avaliação do crescimento dos volumes de gás natural aproveitados. As necessidades de expansão dos investimentos em dutos de escoamento e transporte associada a saída da Petrobras do negócio de gás natural no país trazem muitas dúvidas e incertezas sobre a capacidade de produção de GLP pelas unidades de processamento de gás natural. Dessa forma e considerando que, conforme bem analisado pela EPE, não haverá grandes expansões na capacidade de refino nos próximos anos, dificilmente atingiremos a autossuficiência na produção de GLP até 2030.

18.2 Variáveis Críticas da Demanda de GLP

A análise de um mercado energético, como, o de GLP, precisa essencialmente considerar o comportamento de variáveis atreladas à sua dinâmica e que podem interferir em suas condições de funcionamento. Assim, a partir dessas considerações é possível compreender melhor o rumo de seu desenvolvimento e performance.

No caso da demanda de GLP, as principais variáveis são: (i) política de preço do GLP; (ii) renda familiar; (iii) isolamento social na pandemia de COVID-19 (no caso particular do ano de 2020); (iv) e o desempenho do PIB brasileiro. Tais variáveis tem o potencial de interferir na trajetória da

demanda pelo produto e, portanto, gerar efeitos sobre a sua cadeia produtiva. Na seção seguinte, será analisada a evolução recente das variáveis mencionadas, apontando as transformações mais salientes e discutindo os seus rebatimentos na demanda do GLP no país.

18.2.1 Evolução da Política de Preços do GLP

Representando uma das principais fontes energéticas da população de baixa renda, atrás apenas da eletricidade, a demanda de GLP é bastante sensível ao seu preço. Ressalte-se que por muitos anos o processo de formação de preços dos combustíveis no Brasil foi controlado pelo Estado. Esse controle vigorou de 1938 até a década de 1990, determinando os limites máximo e mínimo dos preços de venda dos produtos refinados e importados (BRASIL, 1938, 1956; MF; MME, 1996).

Mesmo com a abertura da Indústria do Óleo & Gás (IO&G) à competição, iniciada em 1997 (Lei do Petróleo), a intervenção estatal no processo de revisões e reajustes de preços dos derivados, praticados pelas refinarias e UPGNs, foi mantida através da figura da Petrobras até 2001. Alguns autores criticam a manutenção da intervenção estatal nos preços dos combustíveis argumentando que isto causa distorções e desestímulos aos investimentos privados (BRASIL, 1997, 2000; ANP, 2001). Outros, por sua vez, entendem que por se tratar de um bem essencial e cujo preço afeta direta e indiretamente toda a estrutura de custo da economia, a intervenção estatal seria justificada pela necessidade de garantir a segurança de abastecimento e para evitar perturbações econômicas desnecessárias frente às oscilações normais de preços que ocorrem no mercado internacional.

A partir de 2001, com a liberalização dos preços do GLP, findou-se a interferência legal do Estado. Assim, o processo de formação do preço sofreu mudanças em sua dinâmica, passando a ser, na prática, controlada pela Petrobras. O domínio que a empresa possui no midstream em face da própria trajetória de desenvolvimento da IO&G, lhe tornou definidora de parte da dinâmica de preço do combustível no suprimento primário[2].

Sublinhe-se que o novo direcionamento para o setor energético, centrado na promoção da concorrência, está promovendo a reconfiguração patrimonial da IO&G (CNPE, 2019a). Todavia, a produção e fornecimento primário ainda permanecem sob o domínio da Petrobras. Esse cenário torna a política de preços da companhia uma grande influenciadora do preço final do combustível.

Vale destacar que a política de preço do produto teve um período de diferenciação segundo classes de consumidores (2005-2019), com redução do preço do P-13 usado no segmento residencial. De fato, tal administração de preço já era praticada pela Petrobras (CNPE, 2005). Essa diferenciação mostrou-se inadequada, uma vez que o subsídio não foi feito de forma focalizada, no intuito de beneficiar as classes sociais com menor renda, o que limitou a dimensão da política e lhe tornou

2. Por meio de uma estratégia de verticalização e integração, executada ao longo de décadas, a empresa detém cerca de 98 % das atividades do segmento *midstream* de óleo e gás natural sob o seu controle no Brasil.

disfuncional. Em 2019, o CNPE revogou a diferenciação para o GLP destinado ao uso doméstico e acondicionado em recipientes transportáveis de 13 kg (CNPE, 2019b).

Em 2019, a Petrobras passou a adotar como referência o preço de paridade de importação (PPI) para o P-13 (13 kg), similar ao do GLP industrial/comercial, que inclui o preço do GLP no mercado internacional (Golfo do México; Mont Belvieu, Texas, EUA) acrescido dos custos do frete marítimo, despesas internas de transporte e uma margem para remuneração dos riscos inerentes à operação. No novo modelo, os reajustes passaram a ser realizados sem periodicidade definida, conforme as condições de mercado e análise dos ambientes interno e externo (PETROBRAS, 2019)[3].

A nova política de preços passou a determinar a precificação conforme o balanço de variáveis internacionais, sendo inclusive dependente da cotação do Real frente ao Dólar. Os efeitos são uma maior exposição às oscilações dos preços internacionais. Na comparação abril/2020 e abril/2021, o preço médio de distribuição do GLP avançou 21,7%, enquanto o preço ao consumidor avançou 21,2%. Já entre janeiro-agosto de 2021, houve aumento de 21,62 % no preço (MME, 2021; ANP 2021b). Em ambos os períodos, os preços internos foram puxados pelo aumento da cotação internacional do barril de petróleo.

Essa grande volatilidade tem afetado a aquisição do GLP por parte da população com restrições orçamentárias, fazendo-a migrar para o consumo de fontes de energia menos eficientes e mais poluentes, como, a lenha. Em 2020, por exemplo, a lenha respondeu por 26,1 % do consumo final de energia nas residências brasileiras, superando a participação do GLP, responsável por 24,4 % (EPE, 2021).

Constata-se que esse cenário de elevações constantes no preço do GLP afeta o acesso das famílias de baixa renda ao produto. Logo, criar mecanismos que suavizem o efeito das oscilações dos preços sobre à acessibilidade econômica do GLP, em um esquema de subsídio focado nas classes de renda mais baixa, apresenta-se como uma política necessária e capaz de garantir o consumo do combustível, o que já é feito em diversos países.

É importante sublinhar que a inserção do GLP no conjunto de produtos básicos consumidos cotidianamente pela população brasileira, torna importante qualquer política ligada ao mesmo ou que gere interferências em sua cadeia produtiva, fornecimento ou patamares de preços praticados no país.

18.2.2 Renda Familiar: a pandemia e o auxílio emergencial

A renda familiar é uma variável decisiva para o mercado de GLP, posto que o combustível no Brasil é utilizado em sua maioria como fonte de energia residencial aplicada na cocção. Portanto, é um item consolidado na cesta de produtos básicos, cuja demanda possui reduzida flexibilidade (elasticidade).

3. A nova política de preços também se aplica aos botijões de menor capacidade, como, 5 kg e 8 kg que atendem à demanda por menores volumes.

Entretanto, o uso do GLP ainda é limitado para certas faixas de renda no país. Desse modo, o consumo está condicionado à dimensão do orçamento familiar, tornando o combustível um artigo inacessível para uma parcela da população. No Brasil, mesmo o GLP sendo usado em 97,6% dos domicílios, cerca de 19,2% destes ainda utilizam a lenha ou o carvão como fonte energética, tipos de fontes arcaicas, muito poluentes e prejudiciais à saúde. Esse dado demonstra que para certas classes sociais, o consumo do GLP oscila conforme a evolução da renda, já que o percentual de uso de lenha ou carvão cresce quanto maior for a insegurança alimentar (IBGE, 2019).

Em outros termos, a elasticidade renda da demanda do GLP varia de acordo com a faixa de renda familiar. Se na classe média e na classe alta pode-se afirmar que a característica de bem essencial faz com que a demanda reaja pouco às variações de renda, nas classes mais baixas o consumo é altamente sensível à renda familiar. Essa característica do comportamento da demanda mostra a importância das políticas de subsídio focalizados, uma vez que a migração energética decorrente da redução da renda familiar ou do aumento do peço acontece quase sempre na direção de fontes mais poluentes e prejudiciais à saúde.

Em 2020, a eclosão da pandemia de COVID-19 criou um cenário de crise econômica em virtude da paralisação de atividades não essenciais, gerando desemprego e queda na renda. Para mitigar essa deterioração, o governo brasileiro criou uma política de auxílio emergencial. Inicialmente, o valor de R$ 600,00 foi pago por 3 meses, a partir de abril de 2020, sendo prorrogado até dezembro do mesmo ano. Diante da gravidade da pandemia, o auxílio foi estendido até agosto de 2021, com valor de R$ 250,00 (BRASIL, 2020a, 2020b, 2021).

Apesar da concessão do auxílio financeiro, a renda do brasileiro diminuiu na comparação 2019-2020. O rendimento nominal mensal domiciliar per capita em 2020 foi de R$1.380,00. Em 2019, a renda havia sido de R$1.438,67, indicando uma queda de 4,08 % nos rendimentos familiares. Contudo, é importante frisar que em estados com economia menos pujante, a renda em 2020 sofreu elevação, refletindo a suplementação proporcionada pelo auxílio emergencial. Os estados com maior aumento da renda foram Pará (9,45 %), Ceará (9,09 %), Alagoas (8,91 %) e Maranhão (6,3 %) (IBGE, 2019, 2020).

No que tange ao GLP, de forma geral, as suas vendas cresceram em 2020. Entre fevereiro-julho/2020, o consumo de GLP P-13 aumentou 25,07 % em todo o Brasil. Na comparação 2019-2020, destaca-se o mês de junho/2020, cujo sobressalto foi de 13,5 % nas vendas (ANP, 2021a).

Em estados com maior uso de lenha ou carvão e com registro de aumento da renda per capita, as vendas de GLP foram ainda maiores. No Pará, por exemplo, onde o consumo de lenha ou carvão ocorre em 57,5 % dos domicílios, o consumo de GLP entre jan-set/2020 comparado a jan-set/2019 aumentou 6,6 %. No Maranhão, com 52,2 % de domicílios utilizando lenha ou carvão, realizando a mesma comparação, o consumo de GLP cresceu 8,2 % (PINTO JUNIOR & VERNERSBACH, 2021; IBGE, 2018).

A análise mostra que, especificamente em 2020, a renda média em todos os estados poderia ter sofrido uma queda brusca em decorrência dos efeitos da pandemia. Todavia, o auxílio emergencial amorteceu a redução da renda familiar, contrabalanceando a crise.

Quanto ao GLP, mesmo com o crescimento do seu consumo, é preciso destacar que os efeitos da pandemia sobre a economia (deterioração do cenário macroeconômico, aumento da inflação, desvalorização do real frente ao dólar e aumento do nível de desemprego) somados à nova política de preços da Petrobras levou à redução da participação geral desse energético no consumo do segmento residencial, principalmente quando comparado à lenha.

Entretanto, cabe ainda sublinhar que o auxílio emergencial suplementou a renda familiar mensal evitando uma queda de participação ainda maior. A renda adicional permitiu que algumas famílias sem condições orçamentárias de adquirir o combustível passassem a consumi-lo, destacadamente em estados brasileiros com grande parcela da população consumidora de lenha ou carvão.

Logo, observa-se que a renda familiar insuficiente se reflete na menor acessibilidade econômica ao GLP para as classes sociais mais baixas. É notório que o auxílio emergencial influiu na expansão do consumo do produto, indicando a demanda reprimida do combustível no Brasil.

18.2.3 Impactos do Isolamento Social em 2020

A pandemia em 2020 levou à busca por medidas que permitissem o controle do ritmo de disseminação do COVID-19. O isolamento social foi a solução encontrada para reduzir a sua transmissão e evitar a pressão sobre os sistemas de saúde nacionais, impedindo o seu colapso.

Com isso, atividades não essenciais foram paralisadas e o trabalho remoto (home office), quando possível, foi adotado por várias empresas de setores econômicos que puderam reestruturar sua dinâmica de funcionamento. O resultado de ambos os movimentos foi a permanência dos cidadãos por longos períodos em suas residências.

O consumo de energia foi diretamente impactado por esta medida sanitária e pelo novo modelo de trabalho. O consumo de combustíveis utilizados na mobilidade urbana sofreu quedas bruscas, devido à diminuição da locomoção. No caso do GLP, ao contrário, o seu consumo no segmento residencial expandiu-se, enquanto o consumo no segmento comercial sofreu queda.

Os dados de vendas de GLP P-13 – principal recipiente consumido em domicílios – ao longo do período mais restritivo (janeiro-setembro/2020) indicam essa alteração na demanda. Nesse período, as vendas registraram crescimento de 6,7 % em comparação ao mesmo período de 2019. Além disso, na comparação entre 2019-2020, destacam-se os sobressaltos nas vendas de GLP em março (14,5 %), abril (13,6 %), maio (3,7 %) e junho (13,5 %). Esse aumento das vendas reflete a restrição na mobilidade e o isolamento social (ANP, 2021a).

Sublinhe-se que ao longo de 2020, ano de maior agudez da pandemia e maiores restrições de locomoção e isolamento social, o GLP ampliou em 3,7 % a sua participação no consumo final de energia nas residências. Já no consumo total de energia no ano, o combustível aumentou em 2,7 % a sua participação (EPE, 2021). Entretanto, como já apontado, de forma relativa, o consumo de lenha superou o de GLP.

O primeiro fator para a expansão repentina das vendas de GLP foi o receio de desabastecimento na pandemia e formação de estoque. Esse cenário não se concretizou, uma vez que não foram registradas interrupções do fornecimento ao longo da cadeia do derivado no território nacional.

O segundo fator está ligado justamente ao isolamento social, posto que grande parte da população passou a permanecer em suas residências, aumentando o consumo diário de GLP. Um terceiro fator adicional foi a elevação da renda familiar em algumas regiões do país, promovida pela concessão do auxílio emergencial, conforme discutido em seção anterior.

Tais movimentos nas vendas demonstram que o isolamento social impactou diretamente a demanda por GLP, fazendo com que o consumo do produto se concentrasse no segmento residencial.

Nota-se que a configuração do uso do GLP no Brasil – concentrado nas residências – foi determinante para esse efeito em seu mercado. O fato reforçou a relevância do combustível no segmento e sua importância para a redução da pobreza energética.

18.2.4 Produto Interno Bruto brasileiro (2019-2020)

O Produto Interno Bruto (PIB) é uma medida econômica da produção total de uma nação, estado ou município em um período. Por meio de sua mensuração é possível verificar o ritmo de desenvolvimento da economia, refletindo o desempenho de seus mercados.

Logo, essa variável representa uma referência de crescimento para o mercado de GLP e sua demanda, pois está atrelada ao dinamismo econômico, que por sua vez origina o incremento da renda, geração de empregos e estímulo a investimentos e consumo de bens, insumos e serviços.

Concentrando a comparação no período de choque da pandemia, é possível observar a mudança na trajetória econômica. No 1º trimestre de 2020 em relação ao mesmo período de 2019, o PIB brasileiro registrou queda de -0,3 %. A redução é resultado do início da crise econômica provocada pela pandemia. O 2º trimestre registra uma profunda queda de -10,9 %. O cenário corresponde ao momento mais grave da crise.

Registrando quedas menores no 3º trimestre (-3,9 %) e no 4º trimestre (-1,1 %), ao final de 2020, o PIB brasileiro teve uma retração de -4,1 % em relação a 2019. A crise pandêmica e a consequente desaceleração das atividades econômicas geraram tal resultado. Essa diminuição modifica os cenários considerados para o PIB nos anos seguintes à pandemia, podendo afetar toda a década, a depender do processo de recuperação econômica.

Essa retração no ano da pandemia refreou o crescimento de diversos setores da economia, diminuindo demandas de várias cadeias produtivas. Os seus efeitos são demonstrados pelas quedas trimestrais bruscas no PIB brasileiro. A redução do dinamismo econômico reflete-se também no mercado de GLP. O consumo do produto, como verificado anteriormente, aumentou no Brasil, porém, a lenha superou a participação na matriz energética residencial do país, demonstrando certo retrocesso no acesso ao combustível.

A corrosão da economia, com efeitos sobre renda per capita geral brasileira e o desemprego – de 14,1 % no 2° trimestre de 2021 – repercutirão pelos próximos anos no nível de acesso e, consequentemente, de consumo de GLP. Nesse contexto, o ritmo de recuperação da economia terá importantes efeitos sobre o comportamento da demanda de GLP na próxima década em especial pelo efeito sobre o emprego e renda familiar.

18.3 Variáveis Críticas da Oferta da GLP

A oferta de GLP no Brasil está estruturada em torno da produção nacional e das importações sendo que em 2020, 73% do GLP consumido no Brasil foram provenientes da produção doméstica e 27% de compras internacionais (ANP, 2021). O montante importado em 2020 corrobora a já mencionada dependência externa do país no que ser refere ao abastecimento de GLP e, diferente do que projeta a EPE, essa dependência deve se manter ou até mesmo aumentar na próxima década, como veremos na próxima seção.

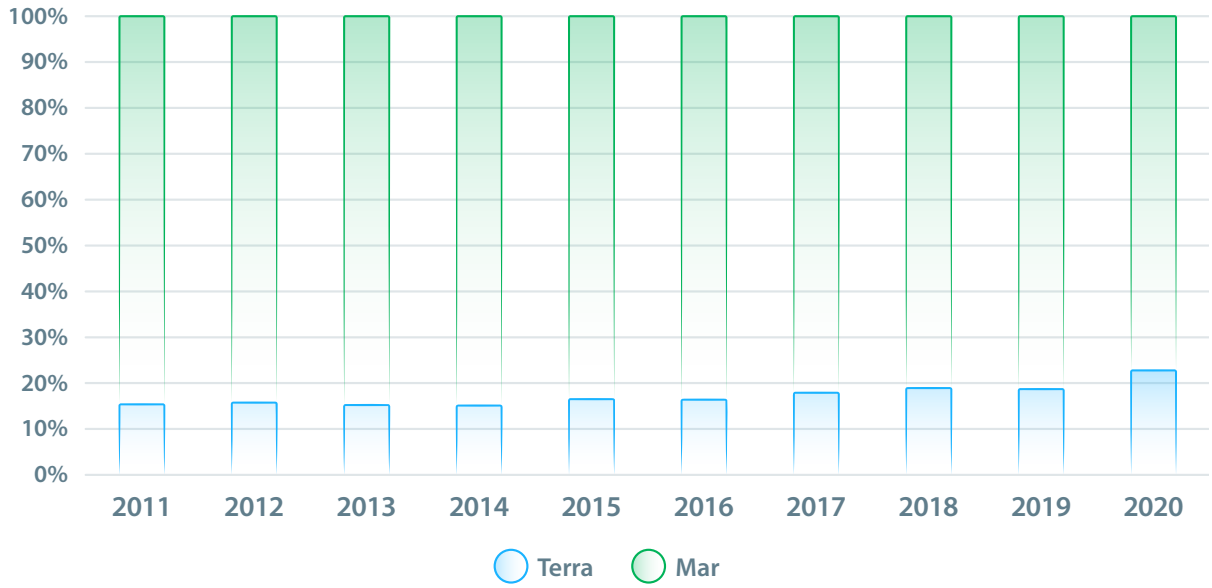
No que se refere à produção nacional, 34% do GLP têm origem nas unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e 76% nas refinarias da Petrobras (ANP, 2021). Tradicionalmente, o Brasil tem no setor de refino a principal fonte de produção de GLP. No entanto, com o crescimento do processamento de gás natural, as UPGNs vêm ocupando um espaço crescente na oferta doméstica de GLP. Segundo a EPE, até 2030 mais da metade do GLP produzido nacionalmente terá origem nas Unidades de Processamento de Gás Natural, sendo estas as principais responsáveis pelo crescimento da produção brasileira de gás liquefeito do petróleo.

De fato, o Brasil possui significantes reservas de gás natural já identificadas, em particular nas bacias sedimentares marítimas, 338 bilhões de m^3 (ANP, 2021). O imenso potencial nacional realmente vem impactando positivamente a produção nacional de gás natural nas últimas décadas o que explica o aumento da produção de GLP pelas UPGNs. No entanto, quando nos referimos a produção de gás natural associado em ambiente marítimo existe uma grande diferença entre produção bruta e processamento de gás natural, o que iremos analisar na próxima seção.

18.3.1 Produção vs. Processamento de Gás Natural

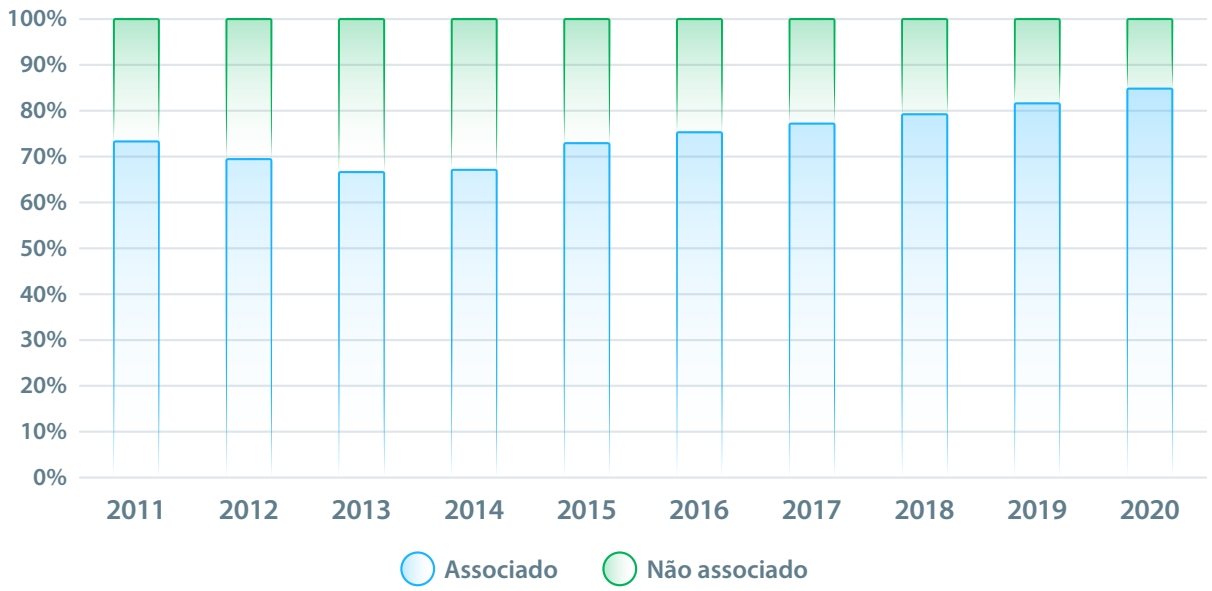
Como podemos ver nas figuras 1 e 2, 77% das reservas provadas de gás natural são offshore sendo 84% da produção proveniente de gás associado ao petróleo. Essas duas características da atividade de E&P de gás natural no Brasil explicam o grande diferencial entre os valores de gás natural produzido e os valores efetivamente aproveitados. Em 2020, por exemplo, dos 127 milhões diários de gás natural produzidos, apenas 50 milhões de metros cúbicos chegaram ao consumidor. Isso porque 54 milhões de metros cúbicos foram reinjetados, 14 milhões consumidos nas unidades de E&P, 3 milhões queimados e 4 milhões absorvidos nas UPGNs (ANP, 2021).

Figura 1 – Reservas Marítimas e Terrestres Provadas de Gás Natural no Brasil



Fonte: (ANP, 2021)

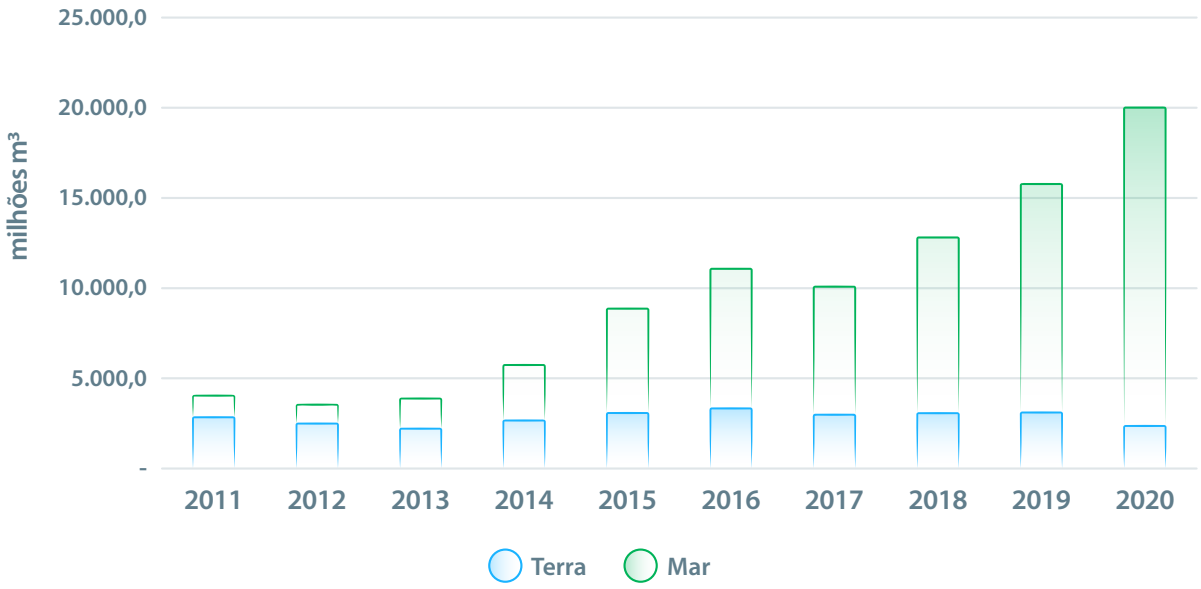
Figura 2 – Produção de Gás Natural



Fonte: (ANP, 2021)

A reinjeção de gás natural elevou-se consideravelmente a partir do início das operações dos campos do pré-sal como podemos ver na figura 3. Os elevados índices de não-aproveitamento do gás natural no Brasil evidenciam as elevadas barreiras associadas aos investimentos em infraestruturas de escoamento. A elevada distância da costa e o elevado teor de CO_2 contido no gás natural extraído dos reservatórios do pré-sal tornam o transporte do gás natural até as unidades de tratamento uma difícil e dispendiosa tarefa. É por essa razão que grande parte do gás natural produzido no país tem sido reinjetado nos reservatórios.

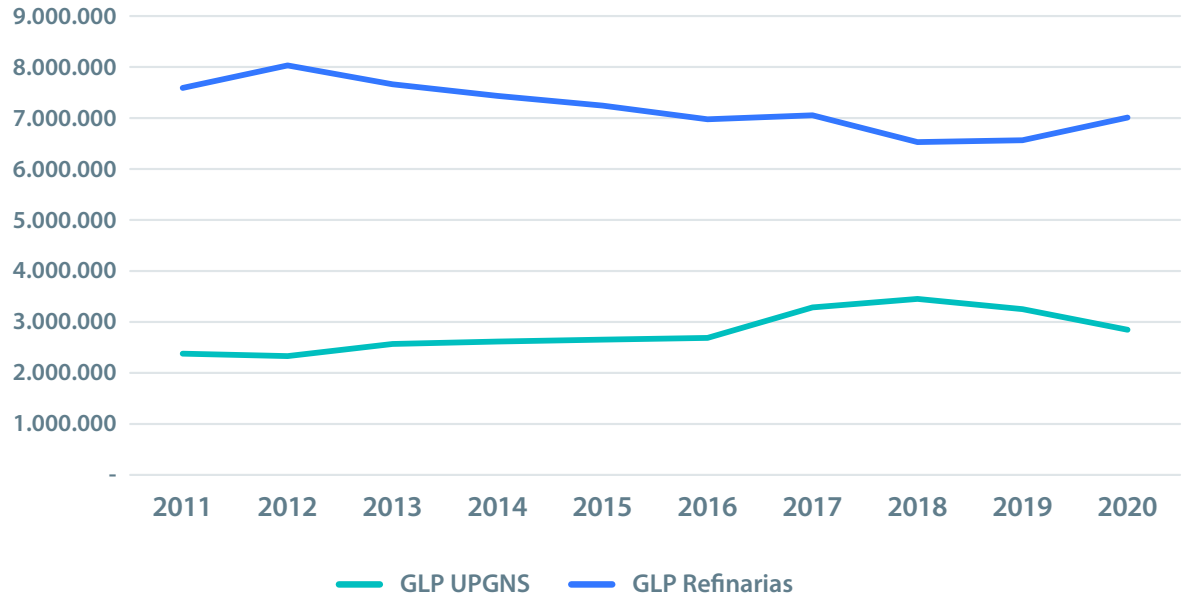
Figura 3 – Reinjeção de Gás Natural



Fonte: (ANP, 2021)

Entre 2020 e 2011, por exemplo, a produção de gás natural bruto cresceu 93% enquanto a produção de gás natural seco aumentou apenas 22%. Esse fato explica por que a produção de GLP pelas unidades de produção de gás natural (UPGNs) vem caindo desde 2018 enquanto a produção de gás natural bruta vem aumentando como podemos ver na figura 4.

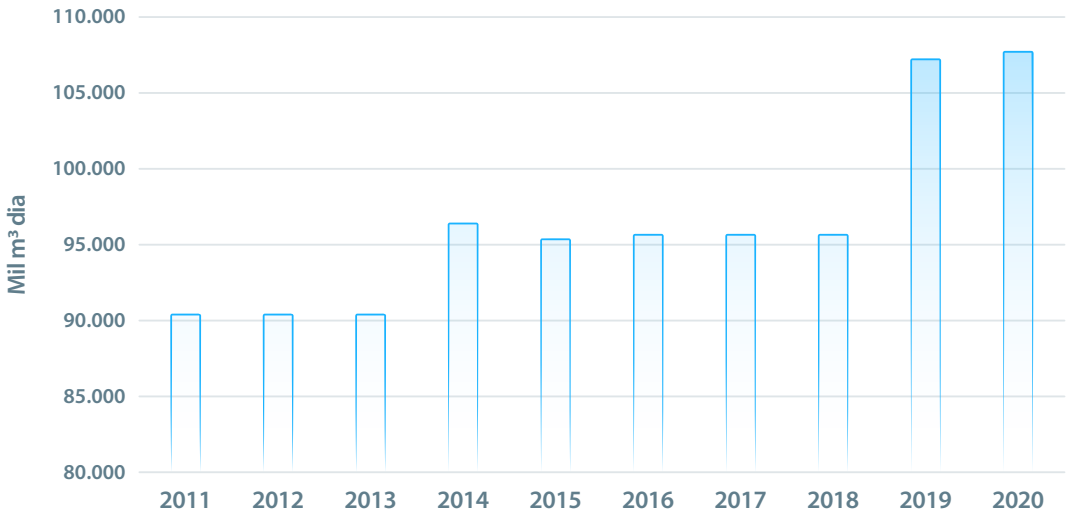
Figura 4 – Produção de GLP



Fonte: (ANP, 2021)

Os reduzidos investimentos em infraestrutura de escoamento reduzem os incentivos à expansão da capacidade de processamento de gás natural que, desde 2019, mantem-se inalterada, como podemos ver na figura 5. Dessa forma, a associação do aumento da produção de gás natural com o aumento da produção de GLP no Brasil não é fácil de ser feita e depende de uma série de políticas públicas que destrave os investimentos na indústria de gás natural.

Figura 5 – Capacidade de Processamento de Gás Natural



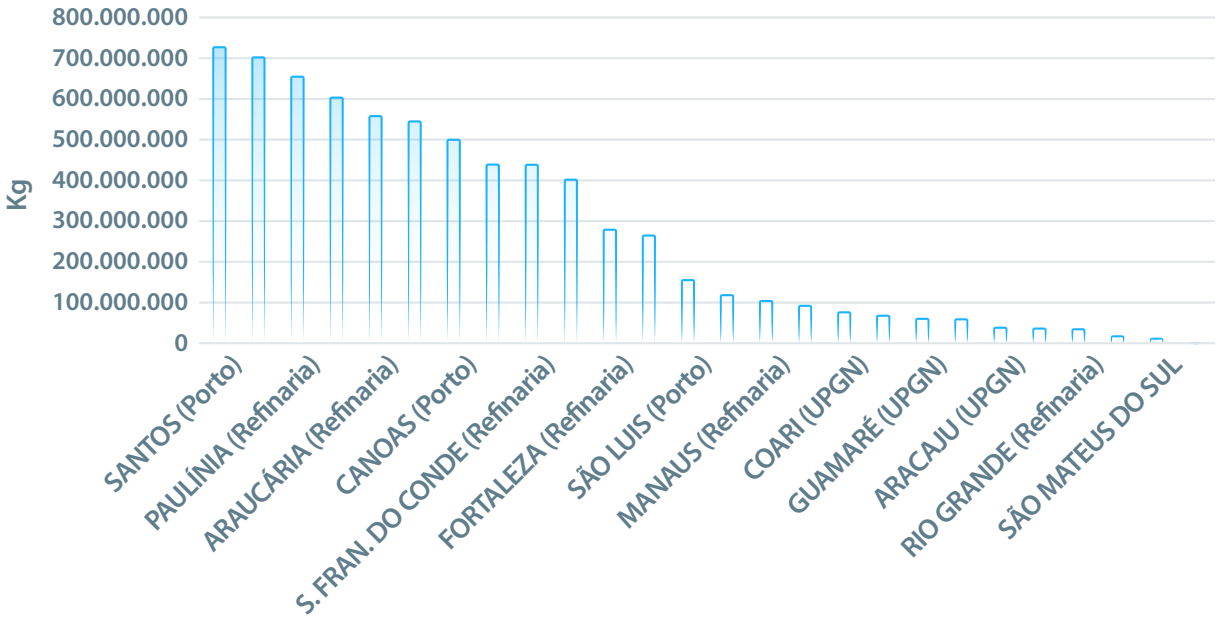
Fonte: (ANP, 2021)

O modelo de despacho do setor elétrico, a falta de infraestrutura de armazenamento, a falta de infraestrutura de transporte para o interior do país e os problemas relacionados à falta de harmonização regulatória e fiscal são importantes barreiras a serem enfrentadas nos próximos anos pela indústria de gás natural. Somente com o destravamento dos investimentos na indústria de gás natural, que poderemos ter um aumento da produção de GLP proveniente das Unidades de Processamento de Gás Natural.

18.3.2 Expansão da Capacidade de Refino

Como já mencionado, 77% do GLP produzido nacionalmente provem dos centros de refino de petróleo. Esse dado reflete a diferença no grau de desenvolvimento da indústria de petróleo no país quando comparada com a indústria de gás natural. Na figura 6 podemos ver que as refinarias de Paulínia, Canoas e São Francisco do Condé estão entre os principais polos supridores de GLP no Brasil.

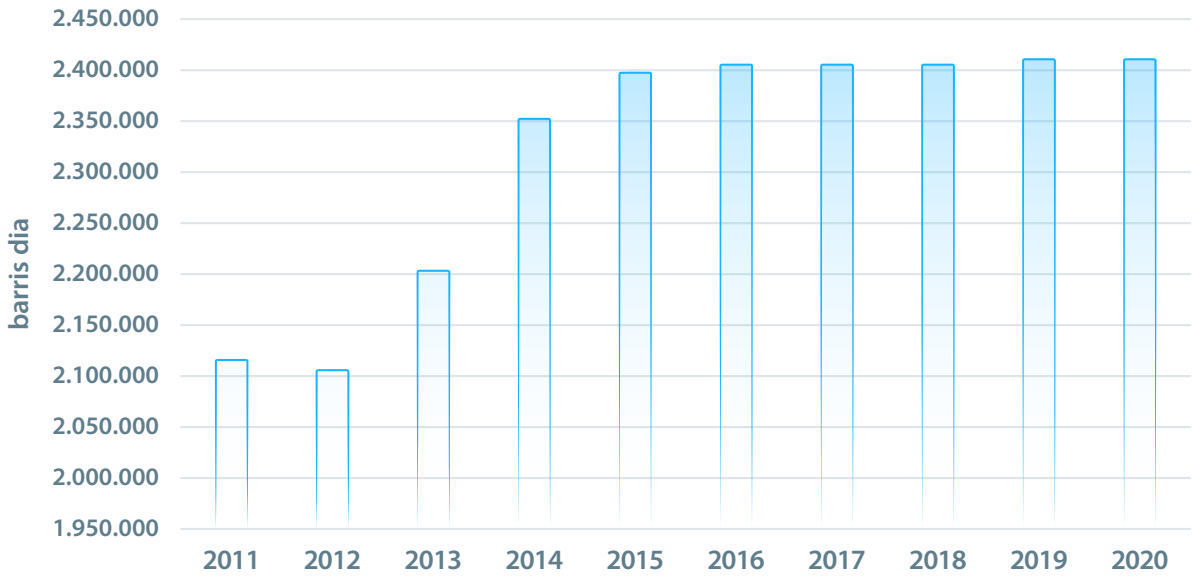
Figura 6 – Polos Supridores de GLP em 2016



Fonte: (ANP, 2021)

Apesar da importância do setor de refino para a produção nacional de GLP, este vem perdendo espaço para as UPGNs. Isso ocorre não somente porque a atividade de processamento de gás natural no país vem crescendo nas últimas décadas, como também por conta da estagnação dos investimentos em novas refinarias. A figura 7 mostra que desde 2016 a capacidade de refino no Brasil encontra-se estagnada.

Figura 7 – Evolução da Capacidade de Refino



Fonte: (ANP, 2021)

Desde 2020, a Petrobras iniciou um forte movimento de venda de seus ativos inclusive de algumas de suas refinarias. Para empresa, o processo de restruturação patrimonial tem por objetivo concentrar as atividades da estatal brasileira nos segmentos e nos ativos mais rentáveis. Para o governo, a privatização das refinarias da Petrobras entra em uma lógica de desconcentração do mercado e incentivo a concorrência. De qualquer forma, em ambos os casos não é esperado um incremento substancial da capacidade de refino no país, seja por parte da Petrobras, seja por parte dos novos agentes.

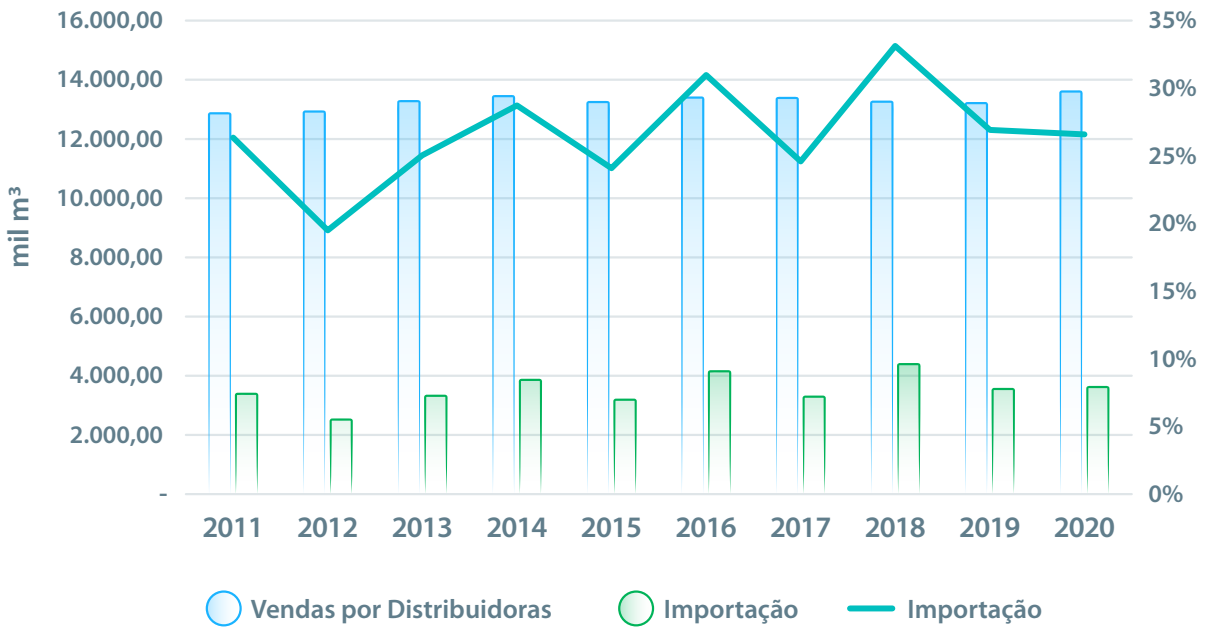
Até 2018, a Petrobras controlava 100% da oferta de GLP proveniente da atividade de refino. Com a vendas de suas refinarias, uma parte da capacidade de processamento de GLP irá passar para as mãos de outros agentes privados. A mudança de propriedade de parte do parque de refino nacional pode ter como consequência uma mudança no portfólio de produção das refinarias com maior ênfase para os produtos de maior valor de mercado o que pode levar a uma redução da produção de GLP no país. Em outros termos, há uma grande variável de incerteza no processo de privatização do setor de refino no país, em particular no que diz respeito a produção de GLP.

18.3.3 Evolução das Importações e Aumento da Dependência Externa

Há cerca de 10 anos a dependência externa em relação às importações de GLP situa-se em torno de 25%. A estabilidade do indicador reflete uma estagnação da produção nacional (queda na produção de GLP no setor de refino e pequeno crescimento na produção das UPGNs) e da demanda. De fato,

as oscilações que têm ocorrido no peso das importações sobre o consumo decorrem muito mais das oscilações de demanda do que pelo aumento da produção nacional, como podemos ver na figura 8.

Figura 8 – Vendas, Importações e Dependência Externa de GLP



Fonte: (ANP, 2021)

A estagnação da produção nacional na última década, em contraste com um período de crescimento acentuado na produção bruta de petróleo e gás natural, evidencia as grandes dificuldades associadas a expansão da produção de GLP em território nacional. Sendo um produto da atividade de refino e de processamento de gás natural, o GLP carece de uma política específica de fortalecimento da produção nacional. Sendo assim, qualquer mudança no cenário acima mencionado passa pelo equacionamento dos inúmeros problemas inerentes tanto a indústria de gás natural quanto de petróleo no país.

18.4 Cenários EPE

A análise do comportamento da demanda e da oferta de GLP nos últimos anos feita nas seções anteriores evidencia a histórica dependência externa brasileira em relação a esse energético. Em média, com algumas oscilações para cima ou para baixo, as importações anuais de GLP nos últimos 10 anos têm ficado em torno de 25% do consumo nacional, como já mencionado.

No entanto, segundo a EPE (2017) (2021), a expansão da produção nacional de gás natural na próxima década irá aumentar o processamento de GLP nas UPGN´s de forma que, até 2030, o Brasil irá se tornar autossuficiente na produção o gás liquefeito do Petróleo, como pode ser visto na figura 9.

Figura 9 – Projeção da Evolução da Demanda e da Oferta de GLP no Brasil segundo a EPE

	Dados Reais		Projeções para 2026	Projeções para 2025	Projeções para 2030
Resultados da Projeção de GLP no Brasil	**2019**	**2020**	**PDE 2025**	**PDE 2030**	**PDE 2030**
Demanda nacional (mil m³/d) (1)	36,44	37,53	42,74	40,82	44,11
Importações líquidas (mil m³/d) (2)	9,75	10,03	3,29	4,66	-0,55
Dependência Externa (mil m³/d) (2/1)	26,77%	26,72%	7,69%	11,41%	-1,24%
Produção nacional total (mil m³/d)	**26,9**	**27**	**39**	**36,5**	**44,7**
Produção oriunda de UPGNs (mil m³/d)	6,8	6,5	NA	NA	23,9
Produção em refinarias (mil m³/d)	20,1	20,5	NA	NA	20,9

Fonte: EPE, 2021

A projeção de autossuficiência na produção de GLP decorre de algumas premissas sobre o comportamento da demanda e da oferta na próxima década. A figura 10 a seguir sintetiza as principais variáveis críticas que explicam a evolução dessas componentes projetadas pela EPE no PDE 2026 e 2030.

Figura 10 – Evolução das Variáveis Críticas de Demanda e de Oferta de GLP no Brasil

	Dados Reais		Projeções para 2026	Projeções para 2025	Projeções para 2030
Variáveis Críticas	**2019**	**2020**	**PDE 2025**	**PDE 2030**	**PDE 2030**
Preço Petróleo Brent (US$/b)	64,16	43,21	80	76	83
Demanda					
PIB (10^9 R$)	4.961	4.759	5.019	4.495	5.211
Taxa de Crescimento do PIB	1,10%	-4,10%	3,00%	2,80%	3,00%
População (10^6 hab)	210,1	211,8	219,9	219,7	225,4
PIB per capita (10^3 R$/hab)	23,6	22,6	22,8	20,5	23,1
Consumo biomassas tradicionais (10^6 t)	63,5	63	57,4	61,3	61,4
Oferta					
Produção líquida de gás natural (10^9 m³/d)	56,53	50,51	91	69	140
Processamento de petróleo (10^9 b/d)	1,75	1,77	2,05	NA	1,94
Capacidade nominal de refino (10^9 b/d)	2,4	2,4	2,5	Inferior a 2,5	Inferior a 2,5

Fonte: Anuário Estatístico ANP (2021), EPE (2021), Boletim Mensal de Produção (2021).

Como pode ser constatado nas tabelas acima, a previsão de redução das importações deve-se basicamente a um aumento da produção nacional acima da demanda. De fato, a demanda por GLP no Brasil é impulsionada, em grande parte, pelo crescimento populacional e pelo aumento da renda familiar média o que explica as reduzidas taxas de crescimento da demanda esperadas para os próximos anos (1,7% a.a.).

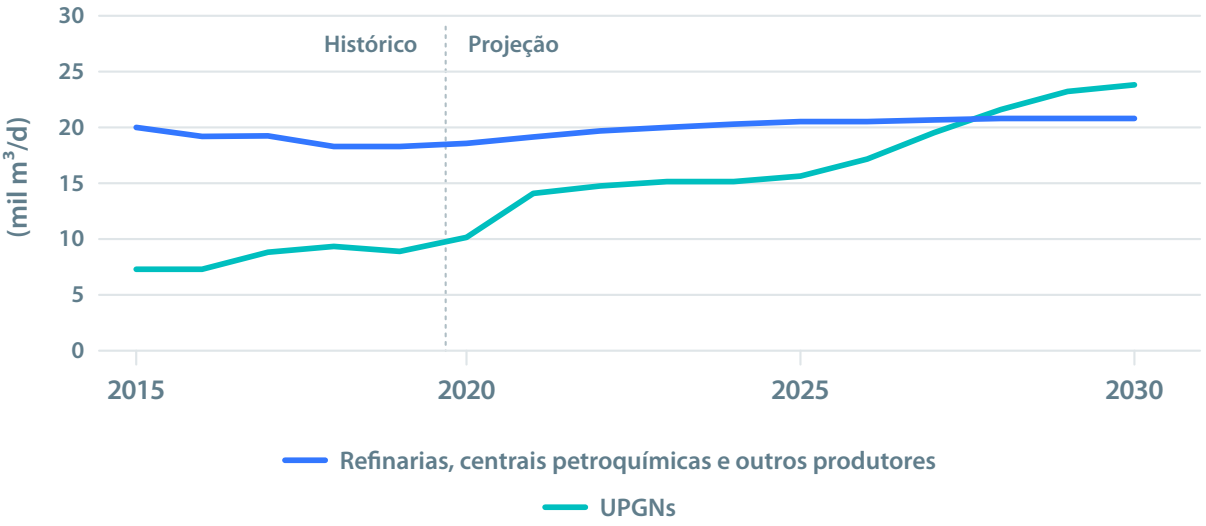
Assim, embora o crescimento do PIB possa contribuir para um incremento do consumo industrial e comercial de GLP, não se espera que haja um crescimento acentuado da participação do gás liquefeito do petróleo na matriz energética nacional.

Dessa forma, os Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE) 2030 e 2026 projetam um modesto aumento da demanda por GLP, puxado principalmente pelo setor residencial. Tanto no PDE 2026 e 2030, a explicação do crescimento da demanda passa pelo aumento do poder aquisitivo das famílias brasileiras, implicando em uma substituição do uso de biomassas tradicionais, como lenha e carvão vegetal, pelo gás liquefeito de petróleo. Segundo a EPE, esse movimento tende a ocorrer mais intensamente nas áreas rurais. Nas zonas urbanas, o GLP tende a perder espaço para o gás natural a partir da expansão esperada da malha de distribuição.

Outro fator importante e não considerado pelos PDEs 2030 e 2026 é o aumento do consumo de lenha nos centros urbanos ocorrido entre 2020 e 2021 fruto do empobrecimento da população decorrente da crise econômica e sanitária desse período. A queda da renda familiar fruto do aumento da taxa de desemprego e as dificuldades associadas à retomada econômica pós pandemia podem levar a uma revisão para baixo do consumo de GLP.

No caso da oferta, o crescimento da produção nacional de GLP, segundo a EPE, depende claramente do aumento acelerado do processamento de gás natural. É interessante notar, que se projeta uma importante mudança estrutural com as UPGNs passando o setor de refino como principal produtor de GLP no Brasil. A figura 11 mostra a mudança estrutural projetada pela EPE para a oferta nacional de GLP.

Figura 11 – Produção nacional de GLP por tipo de unidade produtora (PDE 2030)



Fonte: (EPE, 2021)

A partir de 2025, é possível observar um aumento acelerado da produção de GLP oriunda do processamento de gás natural, enquanto a parcela referente às refinarias se mantém relativamente estável. Essas projeções mostram que segundo a EPE, não haverá nesse período investimentos significativos em refino no Brasil enquanto o nível de aproveitamento do gás natural irá aumentar significativamente.

Os principais motivos destacados para o acréscimo da produção de GLP nas UPGNs, sobretudo na segunda metade da década de 2020, é o desenvolvimento da produção de gás natural nas Bacias de Sergipe-Alagoas e de Solimões. Além disso, o polo Gaslub Itaboraí, antigo Comperj, também desempenha um papel importante nas projeções dos PDEs 2026 e 2030 quanto ao aumento da oferta nacional de GLP. A expectativa era de início das operações do Gaslup em 2021. Contudo, segundo a Petrobras, o local segue em obras e com previsão para conclusão em 2022.

Como já mencionado anteriormente, existe uma diferença bastante significativa entre a produção nacional de gás natural e os volumes processados nas UPGNs. Segundo a EPE, tanto no PDE 2026 quanto no PDE 2030, haverá um crescimento do aproveitamento do gás natural associado, com destaques para as Bacias de Campos e Santos. Contudo, diferentemente do PDE 2026, a publicação de 2030 projeta um decréscimo da produção líquida de gás natural para os primeiros 5 anos, em contraste com a produção bruta, que aumenta devido à recuperação da produção de petróleo. Apesar da queda inicial de produção líquida, a partir de 2025, é esperado um aumento expressivo devido a entrada de novos projetos, sobretudo a produção das bacias de Sergipe-Alagoas e Solimões e do excedente da Cessão Onerosa.

É muito importante notar que, para que as projeções da EPE sejam efetivadas, os investimentos em infraestrutura de escoamento devem crescer substancialmente nos próximos anos. Os elevados custos, especialmente quando se trata do escoamento do gás do pré-sal e a política de desinvestimento da Petrobras, contudo, colocam em dúvida se as projeções da EPE não estão sendo otimista demais.

Além disso, o perfil do consumo de gás natural no Brasil não incentiva investimentos de longo prazo, principalmente em dutos de transporte e escoamento. Sendo bastante sensíveis as economias de escala, a viabilidade dos investimentos em ativos de movimentação de gás natural depende de uma previsibilidade de demanda. No entanto, no caso brasileiro, o perfil de despacho das térmicas a gás natural e a falta de infraestruturas de estocagem, tornam a demanda por capacidade de transporte e escoamento bastante imprevisível.

Se no caso do gás natural, as previsões da EPE mostram-se pouco aderentes ao cenário atual da indústria, no segmento de refino, a previsão de estagnação da produção nacional de derivados parece bastante razoável diante das incertezas associadas ao projeto de privatização das refinarias da Petrobras e às mudanças na regulamentação do mercado de abastecimento.

Assim, embora haja uma previsão de aumento da produção nacional de petróleo dentro do período analisado, fruto, primordialmente, das contribuições das unidades integrantes da Cessão Onerosa, as estimativas de aumento da capacidade de refino no país são bastante modestas, o que explica em parte as projeções de aumento da exportação de petróleo bruto. Projeta-se que, em 2030, as exportações brasileiras alcançarão 3,4 milhões b/d, cerca de 65% da produção nacional no ano (EPE, 2021).

Diferentemente do PDE 2026, o PDE 2030 considera as mudanças na dinâmica do abastecimento nacional de derivados de petróleo decorrentes, principalmente, das iniciativas promovidas pelo Governo Federal ao longo dos últimos anos. Tais mudanças buscam o desenvolvimento de um novo mercado nacional de combustíveis, com ênfase no estímulo à entrada de novos agentes econômicos, à livre concorrência e à atração de investimentos no setor.

Nesse contexto, destaca-se o Termo de Compromisso de Cessação (TCC) celebrado em 2019 entre a Petrobras e o Cade. Por meio desse documento, a estatal brasileira comprometeu-se a vender oito de suas refinarias de petróleo, incluindo ativos logísticos relacionados, até o fim de 2021 (CADE, 2019). Essa medida tem potencial de alterar de forma significativa a dinâmica do abastecimento nacional de derivados de petróleo, uma vez que a Petrobras reduzirá a sua participação no segmento de refino dos atuais 99% para cerca de 50%.

O Brasil possui atualmente 18 refinarias de petróleo autorizadas pela ANP para operação, que totalizam uma capacidade nominal de processamento de 2,3 milhões b/d (EPE, 2021). Segundo a EPE, não são esperados significativos investimentos na expansão da capacidade de refino no horizonte do

PDE 2030, com exceção de ampliações de pequeno porte em andamento atualmente nos estados da Bahia e de São Paulo.

O PDE 2030 não considera o término da construção do 2º trem da RNEST no horizonte decenal em função dos atrasos nas obras e das incertezas em torno do projeto de privatização da Petrobras. Por sua vez, em relação ao projeto da Petrobras em Itaboraí (RJ), renomeado como Polo GasLub Itaboraí, considera-se apenas o término da construção e o início de operação da unidade de processamento de gás natural (UPGN).

Assim, com as premissas adotadas, projeta-se que a capacidade nominal de refino no País permanecerá inferior a 2,5 milhões b/d ao longo dos próximos dez anos. Dessa forma, o crescimento da produção nacional em muito se sobreporá ao processamento de petróleo no parque nacional de refino. Estima-se assim um pequeno incremento no volume de petróleo processado nas refinarias brasileiras, de 1,7 milhão b/d na média dos últimos três anos para 1,9 milhão b/d em 2030 (EPE, 2021). Em termos de fator de utilização das refinarias, isso representa um aumento de um patamar de 75% para 83% no final da década (EPE, 2021), como pode ser visto na figura 12.

Figura 12 – Balanço Nacional de Petróleo

(milhão b/d)	2019	2021	2024	2027	2030
Produção nacional	2,79	3,26	3,71	4,55	5,26
Processamento nas refinarias	1,75	1,79	1,89	1,95	1,94
Importações	0,19	0,17	0,15	0,11	0,11
Exportações	1,17	1,63	1,97	2,72	3,43
(%)					
Fator de utilização das refinarias nacionais	75%	77%	81%	84%	83%
Participação do óleo nacional na carga processada	89%	91%	92%	94%	94%
Relação entre exportações de petróleo e produção nacional	42%	50%	53%	60%	65%

Fonte: (EPE, 2021)

Diante da estagnação dos investimentos em refino, a produção de GLP em refinarias, centrais petroquímicas e outros produtores deverá manter-se em patamares da ordem de 20 mil m^3/d ao longo do período decenal. Projeta-se, apenas, um aumento gradual nos primeiros anos da década em função da recuperação do fator de utilização das refinarias.

Apesar do cenário pouco otimista para o setor de refino, o PDE 2030 reconhece, com menor probabilidade de ocorrência, um cenário alternativo de expansão da capacidade de refino. Nesta trajetória alternativa, consideram-se investimentos na ampliação da capacidade nominal de processamento do 1º trem da RNEST (de 115 mil b/d para 130 mil b/d), no término da construção e início de operação do 2º trem da RNEST, na modernização (REVAMP) de uma unidade de hidrodessulfurização (com capacidade de 2,6 mil m^3/d) em uma refinaria existente, e expansões adicionais como a implantação de refinarias de pequeno porte.

Como resultado, em 2030, a capacidade nominal de refino no Brasil alcançaria 2,5 milhões b/d, ampliando o processamento de petróleo para 2,1 milhões b/d e reduzindo levemente as exportações do óleo brasileiro para 3,3 milhões b/d. No entanto, mesmo nesse cenário, o aumento da produção nacional de GLP pelo setor de refino é marginal uma vez que os maiores incrementos na produção nacional de derivados de petróleo em 2030 são observados para o óleo diesel A e a nafta. Isso ocorre, principalmente, devido aos investimentos considerados na RNEST (uma refinaria cujo perfil de produção é de cerca de 65% óleo diesel A e 15% nafta) e, também, ao fato destes serem os derivados de maior volume de importação ao longo do horizonte decenal.

18.5 Autossuficiência em GLP: factível?

Os cenários de autossuficiência na produção de GLP no horizonte decenal, elaborados tanto pelo PDE 2026 quanto pelo PDE 2030 dependem essencialmente de uma profunda mudança na orientação dos investimentos da indústria de gás natural. O perfil associado das reservas gasíferas e a elevada distância da costa traz como grande desafio os investimentos em gasodutos de escoamento. Esse fato se reflete no crescimento dos volumes de gás natural reinjetados desde 2006.

A construção de uma infraestrutura de movimentação de gás natural offshore, principalmente de longa distância, depende de alguns elementos não existentes no mercado nacional como por exemplo, escala e previsibilidade de demanda, infraestruturas de estocagem e/ou terminais de exportação. Na ausência desses fatores, os investimentos em ativos com elevados custos afundados, como no caso das infraestruturas de escoamento, só ocorrem a partir da orientação e incentivos de políticas públicas voltadas para a segurança energética. No entanto, a privatização parcial dos ativos de refino e a saída da Petrobras dos negócios de distribuição de combustíveis e de gás natural indicam que essa estratégia não parece ser a preferência do atual governo.

O exposto acima, associado à estagnação dos investimentos em refino no país, sugere que a previsão de autossuficiência no mercado de GLP feita nos PDEs 2026 e 2030 está bastante distante da realidade traçada pelas condições de contorno macroeconômicas e setoriais ao longo da próxima década. De fato, a não ser que haja uma queda acentuada na demanda, a tendência, do ponto de vista do conjunto de análises trazidas neste Capítulo[4], é de aumento das importações de GLP, o que irá requerer investimentos adicionais de infraestrutura e logística para movimentação do GLP no território nacional. Portanto, por ora, os PDEs mais recentes elaborados pela EPE, ao sinalizar autossuficiência, estão oferecendo sinais aos agentes econômicos que não estão aderentes à evolução recente e às expectativas de médio e longo prazo do comportamento das estruturas de oferta e de demanda de GLP.

4. Ainda que limitadas pelo fato de não ter sido realizado aqui nenhum exercício com estimativas de longo prazo.

Referências Bibliográficas

ANP. (01 de Junho de 2021). *Agenda Regulatória 2020-2021.* Fonte: ANP: https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria.

ANP. (2021). *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2020.*

EPE. (2017). *PDE 2026.* Fonte: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026

EPE. (2021). *PDE.* Fonte: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVIES (ANP). Vendas, pelas distribuidoras, dos derivados combustíveis de petróleo (metros cúbicos). Rio de Janeiro: ANP, 2021a. Acesso em: 14 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos.

_____ . Evolução dos preços de GLP janeiro-agosto 2021 (R$/botijão de 13 kg). Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC. Rio de Janeiro: ANP, 2021b. Acesso em: 12 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/arq-precos/tabelas/2021-margens-p13-tabela.pdf.

_____ . Combustíveis no Brasil: Políticas de Preço e Estrutura tributária. Nota Técnica – Superintendência de Estudos Estratégicos. Rio de Janeiro: ANP, 2001. Acesso em: 14 de setembro de 2021. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-11-2001-see.pdf.

BRASIL. Decreto-lei nº 538, de 7 de julho de 1938. Organiza o Conselho Nacional de Petróleo, define suas atribuições e dá outras providências. Acesso em: 14 de setembro de 2021. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/del0538.htm.

_____ . Lei nº 2.975, de 27 de novembro de 1956. Altera a legislação do imposto único sobre combustíveis e lubrificantes líquidos e gasosos, e dá outras providências. Acesso em: 15 de setembro de 2021. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/l2975.htm.

_____ . Lei nº 9.478, 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Acesso em: 15 de setembro de 2021. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm.

_____ . Lei nº 9.990, de 21 de julho de 2000. Prorroga o período de transição previsto na Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, e dá outras providências, e altera dispositivos da Lei no 9.718, de 27 de novembro de 1998, que altera a legislação tributária federal. Acesso em 14 de setembro de 2021. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9990.htm.

_____ . Lei nº 13.982, de 2 de abril de 2020. Altera a Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993, para dispor sobre parâmetros adicionais de caracterização da situação de vulnerabilidade social para fins de elegibilidade ao benefício de prestação continuada (BPC), e estabelece medidas excepcionais de proteção social a serem adotadas durante o período de enfrentamento da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente do coronavírus (Covid-19) responsável pelo surto de 2019, a que se refere a Lei nº 13.979, de 6 de fevereiro de 2020. Acesso em: 14 de setembro de 2021. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/lei/l13982.htm.

_____ . Decreto nº 10.412, de 30 de junho de 2020. Altera o Decreto nº 10.316, de 7 de abril de 2020, para prorrogar o período de pagamento do auxílio emergencial de que trata a Lei nº 13.982, de 2 de abril de 2020. Acesso em: 14 de setembro de 2021. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/decreto/D10412.htm.

_____. Medida Provisória nº 1.039, de 18 de março de 2021. Institui o Auxílio Emergencial 2021 para o enfrentamento da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente do coronavírus (covid-19). Acesso em: 14 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/medida-provisoria-n-1.039-de-18-de-marco-de-2021-309292254.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). Resolução CNPE nº 4, de 24 de novembro de 2005. Reconhece como de interesse para a política energética nacional a prática de preços diferenciados para o gás liquefeito de petróleo - GLP destinado ao uso doméstico e acondicionado em recipientes transportáveis de

capacidade de até 13 kg. Acesso em: 14 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2005/resolucao-cnpe_4_2005_revogada_17_2019.pdf.

_____ . Resolução CNPE nº 9, de 9 de maio de 2019 (CNPE, 2019a). Estabelece diretrizes para a promoção da livre concorrência na atividade de refino no País. Acesso em: 12 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/Resoluo_CNPE_09_2019.pdf.

_____ . Resolução CNPE nº 17, de 29 de agosto de 2019 (CNPE, 2019b). Revoga a Resolução CNPE nº 4, de 24 de novembro de 2005, que reconhece como de interesse para a política energética nacional a prática de preços diferenciados para o gás liquefeito de petróleo – GLP destinado ao uso doméstico e acondicionado em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg, e dá outra providência. Acesso em: 14 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/resolucao_cnpe_17_2019_revoga_res_4_2005_vf.pdf.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2021. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Acesso em: 12 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN_S%C3%ADntese_2021_PT.pdf.

_____ . Balanço Energético Nacional 2020. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Acesso em: 12 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). Pesquisa de Orçamentos Familiares 2017-2018. Acesso em: 15 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/saude/24786-pesquisa-de-orcamentos-familiares-2.html?=&t=o-que-e.

_____ . Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua 2019. Acesso em: 15 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.ibge.gov.br/estatisticas/multidominio/cultura-recreacao-e-esporte/17270-pnad-continua.html?=&t=o-que-e.

_____ . Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua 2020. Acesso em: 15 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.ibge.gov.br/estatisticas/multidominio/cultura-recreacao-e-esporte/17270-pnad-continua.html?=&t=o-que-e.

_____ . Sistema de Contas Nacionais Trimestrais. Acesso em: 15 de setembro de 2021. Disponível em: https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/contas-nacionais/9300-contas-nacionais-trimestrais.html?=&t=resultados.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo – Número 184/Abril de 2021. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo. Brasília: MME, 2021. Acesso em 12 de setembro de 2021. Disponível em: file:///C:/Users/HOME/Documents/Downloads/04.%20Relat%C3%B3rio%20mensal%20de%20mercado%20abr-21%20184.pdf.

MINISTÉRIO DA FAZENDA (MF); MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria MF/MME nº 195/96, de 1º de agosto de 1996. Liberação dos fretes e das margens de distribuição e revenda do GLP, mantendo-se fixado o preço máximo ao consumidor.

PETROBRAS. Revisão da política de preços do GLP. Fatos e Dados – 6 de agosto de 2019. Acesso em: 14 de setembro de 2021. Disponível em: https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/aprovamos-revisao-da-politica-de-precos-do-glp.htm.

PINTO JUNIOR, H. Q. & VERNERSBACH, A. Comportamento do Mercado de GLP no Brasil em 2020: desafios para adequação a um contexto de crise. Nota Técnica nº 5. Rio de Janeiro: GEE-IE/UFRJ, Sindigás, 2020.

Conclusão

Helder Queiroz Pinto Jr

Marcelo Colomer

Os capítulos apresentados nas três partes deste livro buscaram, como destacado na Introdução, aprofundar as bases conceituais e empíricas, da dinâmica dos mercados de combustíveis.

Embora seja difícil vislumbrar um novo padrão de produção e consumo de energia num mundo em transição energética, parece claro que o papel do Estado na construção de mecanismos e incentivos visando a garantia do abastecimento de energia será cada vez mais crucial. E, por esta razão, necessita por sua vez ser progressivamente aperfeiçoado, em especial, em matéria de regulação e de defesa da concorrência.

Estas novas condições de mercado irão igualmente influenciar o processo de formação de preços de derivados dos novos atores e da Petrobras no refino; bem como os efeitos de transmissão de flutuações de preços na distribuição e revenda.

Ao longo deste livro, foi possível constatar e consolidar algumas lições importantes. Destacamos, à guisa de conclusão e síntese, seis delas:

i. O Brasil construiu uma importante dotação institucional em matéria de defesa da concorrência e de regulação setorial. O arcabouço regulatório que deriva daí, ancorado nas atribuições do CADE e da ANP, tem se mostrado bastante funcional. Como em qualquer desenho institucional, aperfeiçoamentos podem ser requeridos.

ii. É importante notar que revisões regulatórias serão especialmente necessárias a partir da conclusão do processo de reconfiguração patrimonial do segmento de refino. Importa igualmente chamar atenção para a necessária conciliação dos objetivos de ampliação da

concorrência com a garantia do abastecimento com combustíveis de qualidade. Neste sentido, o padrão de concorrência nos mercados de combustíveis requer não apenas mais agentes econômicos ofertantes; eles precisam ter qualificação para assegurar condições adequadas de abastecimento, minimizando fraudes fiscais e adulteração.

iii. Várias revisões regulatórias propostas, nos últimos anos, não contemplaram o fato de que a regulação da cadeia de abastecimento de combustíveis é complexa e reformas estruturais devem considerar seus efeitos nos horizontes de longo prazo e etapas de transição. No âmbito dos marcos legal e regulatório brasileiro, os preços são liberalizados, a entrada e a competição entre os agentes deve ser sua pedra angular. A ideia (ou simples solução) que norteou proposições regulatórias é de que a competição precisa ser ampliada, pois assim haveria redução dos preços ao consumidor final. Essa "ideia" é tão simples quanto errada. A concorrência não pode ser vista como um fim em si mesmo. Os aportes conceituais aqui apresentados destacaram que, em um ambiente concorrencial, a competição e a rivalidade entre as empresas podem assumir diferentes formatos e graus, a depender de inúmeros fatores que não somente a quantidade de agentes econômicos atuantes nos mercados. Medidas como fim da tutela regulatória da exclusividade da marca, a possibilidade de "bomba branca" nos postos revendedores de gasolina e a ideia de enchimento fracionado de botijões de GLP foram pautados por essa noção equivocada dos efeitos esperados de incremento do número de competidores sobre os preços. Como foi visto, a marca, nesse contexto, é a resultante da estratégia concorrencial de diferenciação de produto. No caso dos mercados de combustíveis, a consolidação da marca das distribuidoras está diretamente associada à atividade de venda no varejo. Além disso, no caso do GLP, a marca das distribuidoras gravada em alto relevo em cada botijão comercializado no país fornece proteção aos consumidores e rastreabilidade com relação a eventuais problemas de qualidade do produto, além de ser de responsabilidade integral das empresas de distribuição. Tal aspecto pode ser considerado como um fator de competitividade entre empresas rivais, pois impõe a necessidade permanente de investimentos na prestação de serviços, garantia da qualidade e conservação dos recipientes. Nesse contexto, a marca identifica a origem e representa uma garantia de qualidade, segurança e prestação de serviços.

iv. Os mercados de distribuição e revenda de combustíveis configuram, de fato, um ambiente competitivo; ainda que haja concentração de mercado, com diferenças regionais, há rivalidade entre os players. O mercado de gasolina é diferente do mercado de GLP, por exemplo, formados inclusive por empresas diferentes na atividade de distribuição e na revenda aos consumidores finais. A presença de barreiras à entrada é uma característica intrínseca dadas as especificidades setoriais de natureza logística, operacional, comercial/contratual e de segurança. é fundamental notar que existem diferentes estruturas de mercados de combustíveis.

v. A intervenção preventiva das autoridades de regulação e/ou de defesa da concorrência na estrutura dos mercados de combustíveis deve ter como ponto de partida uma análise concreta das eventuais distorções operacionais e competitivas identificadas no funcionamento do mercado nas condições atuais. Os instrumentos de regulação da conduta merecem ser cada vez mais aperfeiçoados, a fim de evitar práticas anti-competitivas e, como dito acima, adulterações e fraudes; as questões atinentes à regulação da estrutura devem ser objeto de análises mais elaboradas, amparadas pelas boas práticas de regulação, de análises de impacto regulatório e revelando, de forma transparente, os custos de regulação, de fiscalização e os custos de adaptação dos agentes aos novos dispositivos regulatórios.

vi. As políticas de preços são instrumentos legítimos de política energética e de política econômica; elas envolvem o uso da estrutura tributária e fiscal presente nos preços de derivados de todos os países, podem ter fins redistributivos, sejam entre os diferentes agentes econômicos, sociais ou regionais. Porém, é fundamental atentar para o fato de que os preços dos combustíveis aos consumidores finais não podem ser dissociados dos preços do petróleo. Em momentos de pressão altista dos preços internacionais do petróleo, multiplicam-se as proposições "salvadoras" para baixar os preços finais. Não há, por ora, nenhuma evidência de que mudanças nos marcos legais e/ou regulatórias propostas venham a reduzir os preços aos consumidores e/ou melhorar as condições operacionais e a qualidade dos combustíveis.

Esperamos que os capítulos aqui apresentados tenham contribuído ao debate e à compreensão das diferentes dimensões que envolvem a dinâmica dos novos padrões de concorrência e da regulação setorial da cadeia produtiva do petróleo e derivados, em especial do segmento *downstream*. Evidentemente, este livro não esgota o leque de questões econômicas, técnicas e regulatórias que envolvem os mercados de combustíveis. Trata-se de um primeiro produto acabado do *Observatório de Análises Econômicas e Regulatórias do Mercado Brasileiro de Combustíveis*. Portanto, esta é apenas uma etapa do esforço de pesquisa sobre o tema, pois as mudanças que estão em curso nos mercados de combustíveis, no Brasil e em um grande número de países, convidam a um monitoramento permanente tanto das ações governamentais, quantos dos comportamentos estratégicos das empresas.

Sobre os autores/organizadores

HELDER QUEIROZ PINTO JUNIOR

Economista, formado pela UFRJ, com Mestrado em Planejamento Energético, pela COPPE/UFRJ e Doutorado em Economia Aplicada - Economia da Energia pela Universidade de Grenoble (França). É Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE/UFRJ) e Coordenador do GEE (Grupo de Economia da Energia). Foi Professor Visitante da University of Oxford e da Université Paris Dauphine. Além das atividades acadêmicas, entre 2011e 2015 exerceu o mandato de Diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Durante o mesmo período (2011-2015) foi nomeado membro do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

MARCELO COLOMER FERRARO

Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Pesquisador do Grupo de Economia da Energia da UFRJ; Doutor em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Mestre em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Bacharel em ciências econômicas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ). Autor do livro Indústria de Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos e de diversos artigos nas áreas de Organização Industrial, Dinâmica das Indústrias de Energia, Regulação e Políticas Energéticas.

ISBN: 978-65-997422-1-7