

Nota Técnica

Nº 98

Diset

Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais
de Inovação e Infraestrutura

Junho de 2022

**O SETOR DE PETRÓLEO NO
BRASIL E OS IMPACTOS DO
PROJETO DE LEI Nº 3.178/2019
NO PRÉ-SAL**

José Mauro de Moraes
João Maria de Oliveira



Governo Federal

Ministério da Economia

Ministro Paulo Guedes

ipea

Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

Fundação pública vinculada ao Ministério da Economia, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiros – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente

Erik Alencar de Figueiredo

Diretor de Desenvolvimento Institucional

André Sampaio Zuvanov

Diretor de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia

Flavio Lyrio Carneiro

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas

Marco Antônio Freitas de Hollanda Cavalcanti

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais

Nilo Luiz Saccaro Junior

Diretor de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura

João Maria de Oliveira

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

Herton Ellery Araújo

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais

Paulo de Andrade Jacinto

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação (substituto)

João Cláudio Garcia Rodrigues Lima

Ouvidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

URL: <http://www.ipea.gov.br>

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – ipea 2022

EQUIPE TÉCNICA

José Mauro de Moraes

Técnico de planejamento e pesquisa na Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Diset/Ipea). *E-mail:* <jose.morais@ipea.gov.br>.

João Maria de Oliveira

Técnico de planejamento e pesquisa na Diset/Ipea. *E-mail:* <joao.oliveira@ipea.gov.br >.

DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/ntdiset98>

As publicações do Ipea estão disponíveis para *download* gratuito nos formatos PDF (todas) e EPUB (livros e periódicos). Acesse: <<http://www.ipea.gov.br/portal/publicacoes>>.

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada ou do Ministério da Economia.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	5
2 O SETOR DE PETRÓLEO NO BRASIL	5
3 O PL Nº 3178/2019 E O PRÉ-SAL.....	11
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	15

1 INTRODUÇÃO

A importância do setor de petróleo na economia mundial como insumo estratégico não pode ser explicada apenas pela produção de combustível e energia, mas, também pelos transbordamentos socioeconômicos gerados pelo setor. No Brasil, nos últimos quase setenta anos, todo o esforço e investimentos na direção da autossuficiência não geraram somente transbordamentos positivos. Parte desses transbordamentos gerou limitações ao crescimento econômico e atualmente provoca problemas no bem estar da sociedade, muito além da pressão sobre a inflação. O setor enfrenta sérios problemas, em parte provocados por questões produzidas no nível mundial, tais como os efeitos da pandemia da covid-19 e a guerra no leste europeu. Todavia, também questões geradas a partir do cenário nacional, influenciam outra parte dos problemas enfrentados pelo setor.

Nesta nota técnica apresentam-se as principais características factuais do setor, com o objetivo de evidenciar suas principais limitações, especialmente, pelos problemas gerados pelas disfunções da atividade do refino. Apesar da extração e produção de petróleo serem bem maiores do que as necessidades brasileiras, o refino limita a produção de derivados, tornando a economia dependente da importação desse tipo de insumo vital e como bem associado ao bem-estar. Essas questões demandam soluções de curto prazo, que mitiguem os impactos dos problemas existentes no setor e que impactam sobremaneira a sociedade brasileira.

Por outro lado, existem demandas por soluções de médio e longo prazos para as questões do setor. Nesse caso, o Projeto de Lei (PL) nº 3.178/2019 oferece uma oportunidade de aumentar a competição na exploração e produção de petróleo, especialmente no pré-sal. Dada a importância do projeto, esta nota aborda as proposições constantes do PL e avalia possíveis ganhos com sua aprovação.

Além desta introdução, esta nota possui três seções. A primeira apresenta o setor do petróleo no Brasil. Além de detalhar a cadeia produtiva do petróleo, a seção mostra também a evolução, desde 2000, da proporção de importação de óleo diesel e de gasolina sobre o consumo, além de discorrer sobre os motivos pelos quais o setor apresenta essas características. A segunda seção apresenta os antecedentes históricos que determinaram as condições atuais da regulação da extração e do refino de petróleo e da distribuição de derivados. Também apresenta as principais mudanças propostas no PL nº 3.178/2019 e discorre sobre os impactos do PL sobre a extração de petróleo, mais especificamente sobre o pré-sal. Por fim, a terceira e última seção apresenta as considerações finais acerca do setor do petróleo no Brasil e os impactos do PL nº 3.178/2019 sobre a exploração no pré-sal.

2 O SETOR DE PETRÓLEO NO BRASIL

No Brasil, a indústria do petróleo e gás responde por 11% do produto interno bruto (PIB) e por 33,1% da oferta interna de energia.¹ O setor, visto como estrutura produtiva, pode ser analisado como uma cadeia produtiva com os seguintes elos: i) a exploração e produção de petróleo, que no Brasil, de forma predominante, extrai petróleo *offshore* (97%); ii) o refino de petróleo; e iii) a distribuição de derivados de petróleo de origem nacional ou importada. A seguir, é apresentada a performance geral da cadeia e mais especificamente as principais características de cada um dos três elementos da cadeia. Também é apresentado um diagnóstico da questão da importação de diesel e gasolina.

2.1 A cadeia da produção de petróleo e derivados no Brasil

A cadeia da produção de petróleo e derivados no Brasil é fortemente dominada pela Petrobras. Na produção, especialmente no pré-sal, o atual marco regulatório, ao conceder primazia à Petrobras de indicar os blocos de petróleo em que será a operadora, restringe a ampla e necessária competição nas licitações de áreas exploratórias. Maior competição nas licitações resultaria em maiores ofertas de outras petroleiras além da Petrobras, com possibilidade de maiores arrecadações de excedente de óleo para o governo e de ampliação dos investimentos e da produção no setor.

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a produção de petróleo cresceu 140% nos últimos vinte anos. Todavia, isso não tornou o Brasil autossuficiente na produção de combustíveis e outros derivados.

O setor pode ser avaliado como uma cadeia produtiva com as seguintes atividades/elos: a extração/produção de petróleo, o refino do petróleo produzido e a distribuição de combustíveis. A figura 1 apresenta a cadeia produtiva

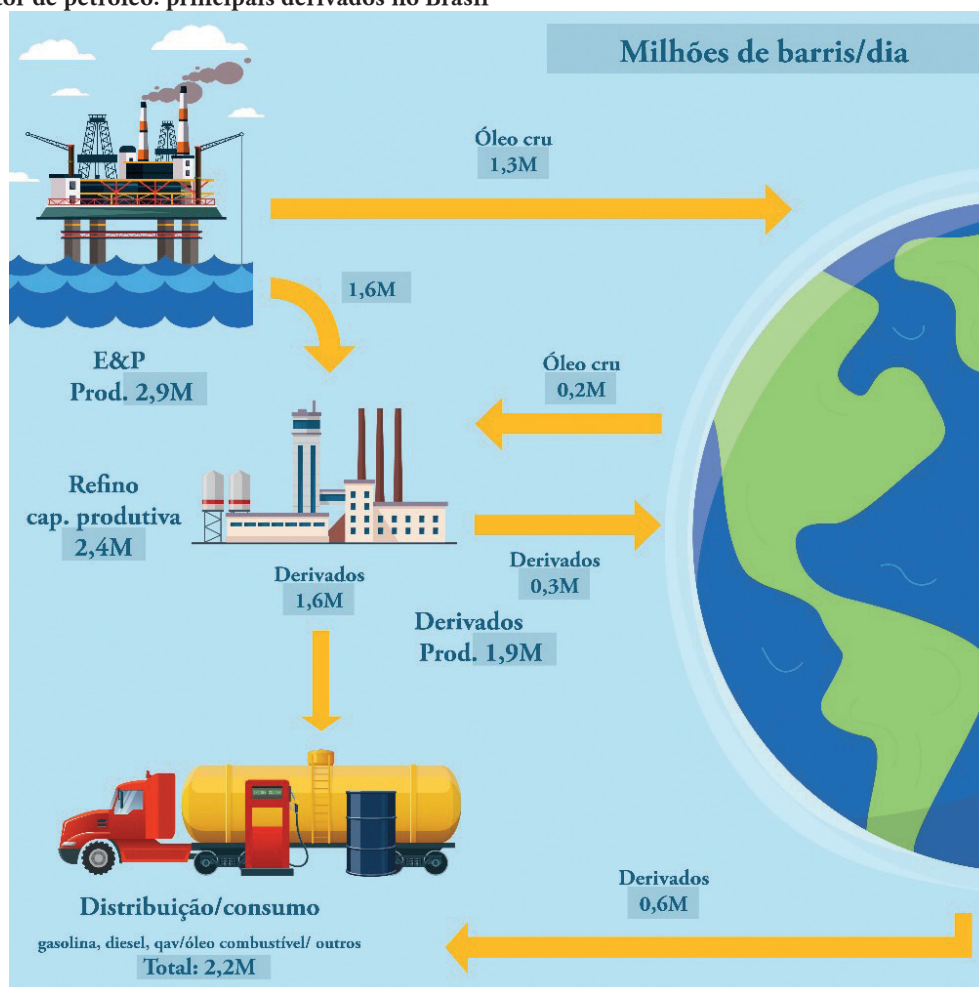
1. Disponível em: <<https://bit.ly/3xHSVKd>>.

e suas atividades. Ela apresenta as capacidades atuais das atividades de extração e de refino e o nível de consumo de derivados. Também apresenta as importações e exportações de cada uma das atividades.

Pela figura 1 fica evidente que produzimos mais petróleo do que a nossa capacidade de refino. Em 2021, o país produziu 2,9 milhões de barris/dia de óleo cru. Entretanto, em função das limitações do refino, apenas 1,6 milhão de barris/dia de petróleo nacional foram direcionados ao próximo elo da cadeia. Logo, foram exportados 1,3 milhão de barris/dia de óleo cru ($2,9 - 1,6 = 1,3$).

A capacidade instalada de refino atualmente é de 2,4 milhões de barris/dia, porém o refino efetivo apresenta capacidade menor pois as refinarias não produzem no máximo da capacidade nominal informada à ANP. A utilização efetiva foi de 76% em 2021, ou 1,8 milhão barris/dia de óleo bruto processado na produção de derivados, incluindo petróleo de origem nacional e importado. Para o cálculo da oferta total de derivados, no parágrafo a seguir, deve ser observado que a produção final em 2021 foi maior, igual a 1,9 milhão de barris/dia, pois o processo de refino adiciona aditivos, solventes e outros produtos, equivalentes a 0,1 milhão de barris/dia

FIGURA 1
O setor de petróleo: principais derivados no Brasil



Fonte: ANP.

Elaboração dos autores.

Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

A importação de derivados foi igual a 0,6 milhão de barris/dia, em 2021, a exportação foi de 0,3 milhão de barris/dia. Os dados resultam na oferta de derivados para o mercado nacional equivalente à produção nacional de 1,9 milhão de barris/dia, mais a importação de derivados de 0,6 milhão de barris/dia menos a exportação de 0,3 milhão de barris/dia ($1,9 + 0,6 - 0,3 = 2,2$ milhões de barris/dia ofertados no mercado interno). A esse volume ainda devem ser adicionados o biodiesel, o etanol anidro e o etanol hidratado, para se obter o consumo total de combustíveis derivados do petróleo mais os renováveis.

Neste ponto, uma questão necessita ser aprofundada. Por que 44,8% da produção de óleo cru é exportada quando a atividade do refino importa 0,6 milhão de barris/dia? A seguir, detalha-se essa e outras questões das atividades da cadeia de petróleo.

2.1.1 A produção de petróleo

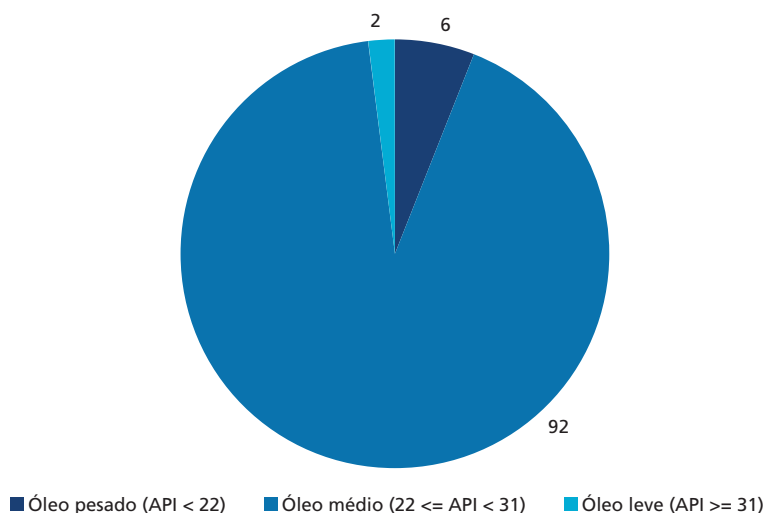
Conforme já citado, o Brasil produziu, em 2021, 2,9 milhões de barris/dia. Os petróleos produzidos são, predominantemente, de três tipos: i) petróleo pesado com a densidade API menor que 22 graus; ii) petróleo de densidade média, com densidade de 22 a 31 graus; e iii) petróleo leve, principalmente do pré sal, com densidade acima de 31 graus. Mensalmente as proporções desses três tipos variam um pouco. No mês de novembro 2021, o grau API médio do petróleo extraído foi de 28,2 graus API. Esse número determina que o petróleo extraído no país seja de grau médio, tendendo a leve.

O gráfico 1 mostra a proporção desses três tipos de petróleo, conforme o grau API médio, produzido em novembro de 2021. Ele evidencia que 92% do óleo produzido é médio ($22 \leq \text{API} < 31$). Tal fato determina que o próximo elo da cadeia, o refino, deve ser capaz de absorver majoritariamente esse tipo de petróleo.

GRÁFICO 1

Produção de petróleo, por tipo de óleo – grau de API (nov. 2021)

(Em %)



Fonte: ANP.
Elaboração dos autores.

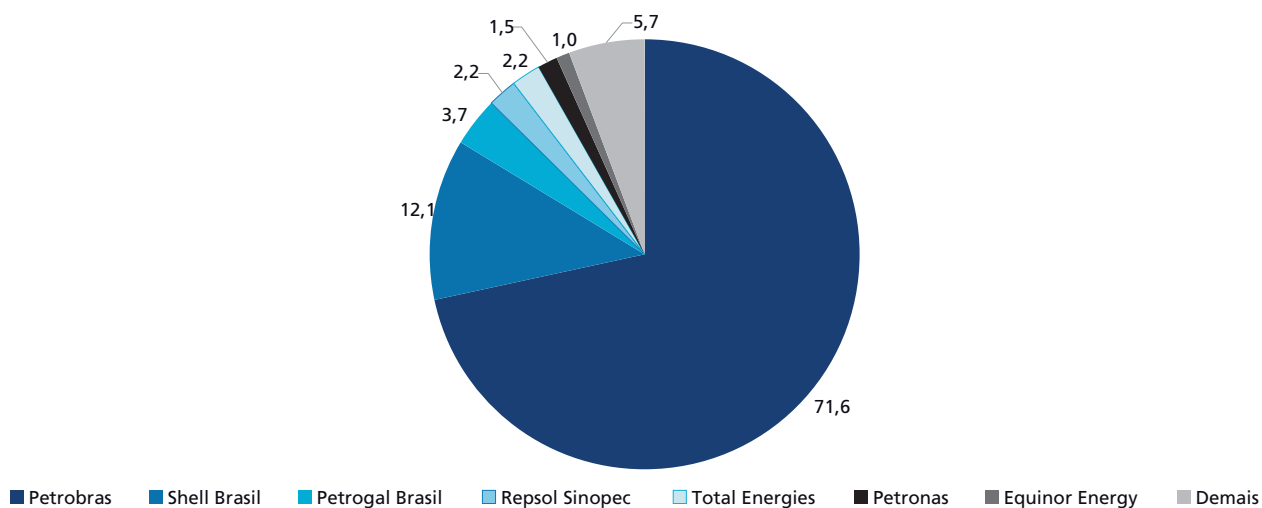
Outra questão importante é a estrutura do mercado da extração de petróleo. Quando se avalia a estrutura de determinada atividade são analisadas algumas variáveis: o número de ofertantes, o número de demandantes e as barreiras à entrada.

O gráfico 2 apresenta a extração de petróleo por empresa. Nele fica evidente que 94,3% da extração de petróleo no Brasil são realizadas por sete empresas, sendo que 71,6% são da Petrobras. Assim, a empresa concentra quase três quartos de tudo que é extraído.

GRÁFICO 2

Produção de petróleo por empresa consorciada (fev. 2022)

(Em %)



Fonte: ANP.
Elaboração dos autores.

2.1.2 O refino de petróleo

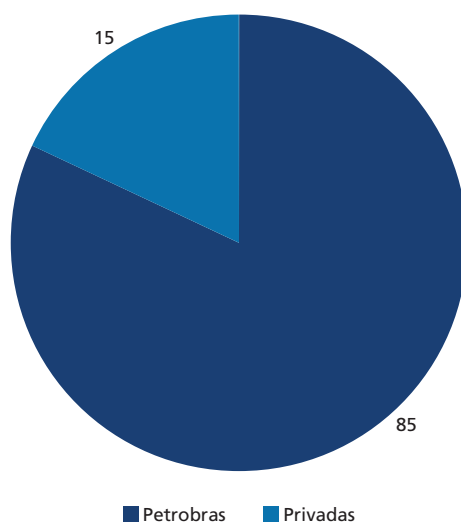
O refino de petróleo é atividade muito importante, tanto quanto a exploração e produção. Existe uma complementaridade entre essas atividades. O refino gera agregação de valor à produção e propicia a redução de custos à economia, pois os produtos do refino se configuram como insumos essenciais à atividade econômica e ao bem-estar social. Desse modo, ter a atividade de refino associada à demanda interna proporciona economia, principalmente de divisas, e viabiliza segurança energética, fundamental ao crescimento econômico. Além disso, a atividade de refino é mais eficiente e estratégica quando está alinhada à exploração e produção de petróleo, além de nível de concorrência que garanta menores preços dos derivados.

Quando se considera a participação das diversas empresas na atividade do refino, observa-se a preponderância da Petrobras. O gráfico 3 mostra a participação da Petrobras e das empresas privadas na atividade de refino em fevereiro de 2022. Fica evidenciada também a concentração da Petrobras no refino, uma vez que a empresa responde por 85,8% da produção de derivados no Brasil.² Como na extração a Petrobras é predominante e no refino também, ela influencia na determinação de preço da oferta tanto na extração quanto no refino.

GRÁFICO 3

Produção/proporção do refino de petróleo – Petrobras e refinarias privadas (jan.-abr. 2022)

(Em %)



Fonte: ANP.
Elaboração dos autores.

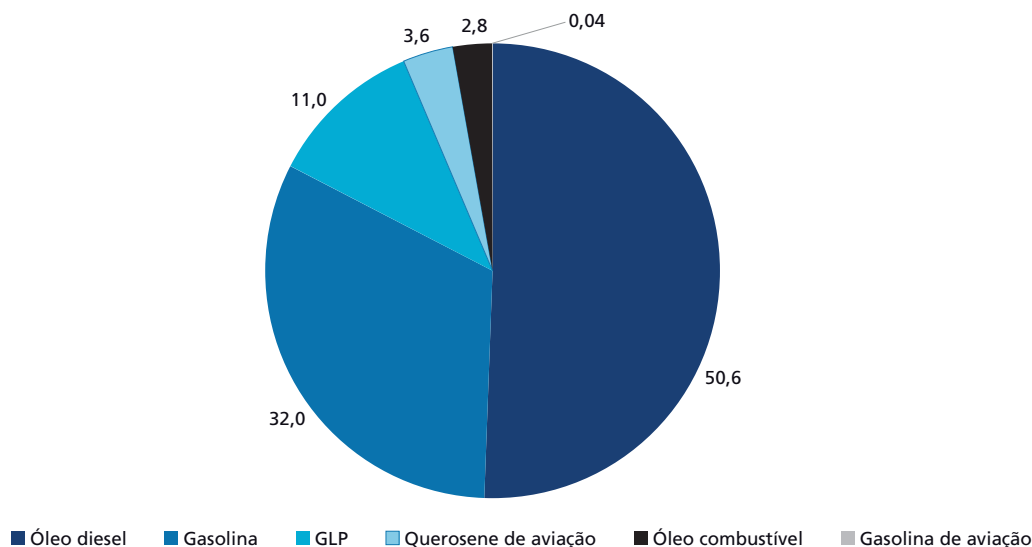
A falta de capacidade nacional na produção de gasolina e diesel se reflete no aumento da dependência das importações. A atual falta de capacidade de refino de uma maior quantidade de petróleo nacional pela Petrobras reflete as diversas falhas incorridas pela companhia na construção de quatro grandes refinarias, na década passada: i) Refinaria Abreu e Lima (Rnest), cujo conjunto de refino 2 não foi ainda completado; ii) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), que previa duas unidades de refino, que utilizariam petróleo pesado nacional, e teve a construção paralisada em 2015; e iii) refinarias Premium I e Premium II, que seriam construídas no Maranhão e no Ceará para a produção de óleo diesel de alta qualidade, inclusive para exportação, e tiveram as obras encerradas pela Petrobras em 2015. À época do encerramento da construção das duas refinarias, a Petrobras informou que as razões para o não prosseguimento estavam relacionadas à falta de empresas parceiras para complementar os investimentos e a projeções de baixa demanda de derivados nos mercados interno e externo. As reformas realizadas pela Petrobras nas refinarias antigas e a construção das novas refinarias absorveram valores expressivos da estatal, que foram em grande parte perdidos. O Tribunal de Contas da União (TCU) identificou falhas de planejamento e de gestão da Petrobras na construção das refinarias. Após a descoberta de grandes desvios de recursos, por meio de superfaturamento das obras, foram paralisados o término da unidade de refino 2 da Rnest e a implantação das três outras refinarias.

2.1.3 A distribuição/consumo dos derivados

A distribuição de derivados produzidos no refino é atividade de comercialização por atacado de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito, exercida por empresas especializadas, conforme a Lei nº 9.478, a Lei do Petróleo de 1997. Em 2021, o Brasil consumiu 122,7 milhões de m³ de derivados de petróleo distribuídos por 295 bases de distribuição.

O gráfico 4 mostra o consumo de derivados por tipo em 2021. Nele, observa-se que mais da metade do consumo de derivados é de diesel, 50,6%, enquanto o consumo de gasolina é de 32%. O consumo de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), por sua vez, é de 11%.

GRÁFICO 4
Consumo de derivados, por tipo (2021)
(Em %)



Fonte: ANP.
Elaboração dos autores.

Dado que diesel e gasolina representam 82,6% do consumo de derivados no Brasil, a seguir analisa-se detalhadamente as importações que complementam a produção nacional dos dois derivados.

2.2 Importações e consumo de óleo diesel e gasolina no Brasil

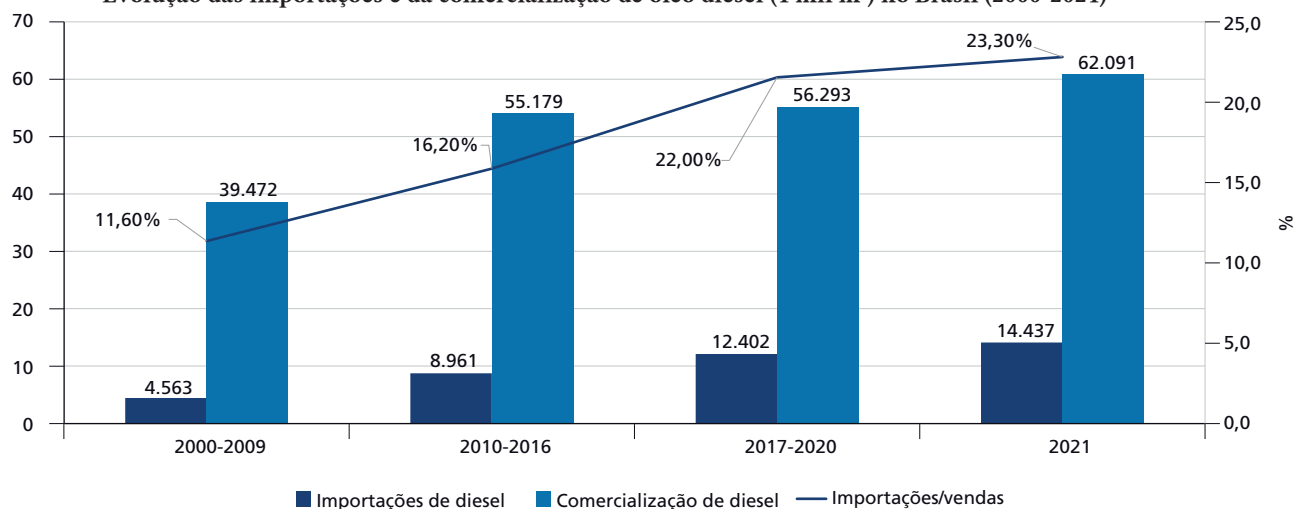
Para analisar as importações e a comercialização nacional de óleo diesel e de gasolina apresenta-se um panorama, para o período 2000-2021, e para os primeiros quatro meses de 2022, da evolução da participação das importações nas vendas internas dos dois combustíveis. Os dados são apresentados por subperíodos de tempo, que correspondem aos anos em que ocorreram elevações significativas no patamar das importações de óleo diesel e de gasolina, respectivamente. A tendência geral foi de forte aumento das importações ao longo de 2000-2021, e nos primeiros quatro meses de 2022, diante da comentada incapacidade do refino nacional de atender aos aumentos da demanda.

2.2.1 Óleo diesel

Conforme apresentado no gráfico 5, as importações de óleo diesel aumentaram de 4.563 mil m³, em média, no subperíodo 2000-2009, para 8.961 mil m³, em 2010-2016, e para 12.402 mil m³, em 2017-2020. Também em 2021, ano recorde na importação do combustível, as importações apresentaram mudança de patamar, passando para 14.437 mil m³, ou seja, aumento de 16% sobre as importações médias de 2017-2020.

No gráfico 5 são comparadas as importações de óleo diesel com o consumo nacional do combustível (acrescido do biodiesel). Fica evidente pelo aumento da relação importações/vendas que a produção não conseguiu acompanhar a evolução da demanda, ao longo de 2000-2021, resultando em aumento da participação do óleo diesel de procedência externa em relação ao consumo nacional, que passou de 11,6% no primeiro período analisado (2000-2009) para 22,0%, em 2017-2020 e para 23,3% em 2021. O expressivo aumento do consumo no período 2010-2016 foi decorrente, principalmente, da diminuição do preço real do óleo diesel, como resultado dos controles no preço dos combustíveis pelo antigo Ministério da Fazenda, de 2011 a 2014. Para todos os subperíodos, fatores importantes na elevação da demanda foram os aumentos do consumo de óleo diesel nos segmentos de transportes de mercadorias e de passageiros e a elevação na demanda do agronegócio.

GRÁFICO 5

Evolução das importações e da comercialização de óleo diesel (1 mil m³) no Brasil (2000-2021)

Fontes: Para o período 2000-2020, anuários estatísticos da ANP; e, para 2021, painel dinâmico sobre combustíveis (disponível em: <<https://bit.ly/3QsCYjI>>; acesso em: 1º jun. 2022).

Obs.: Vendas de óleo diesel tipo B (acrescido de biodiesel).

Para 2022, as importações de óleo diesel continuam em processo de aumento, como se observa na tabela 1, que compara as importações nos meses de janeiro a abril de 2022 com as importações nos mesmos meses dos três anos anteriores. A soma dos volumes importados nos quatro primeiros meses de 2022 encontra-se 42% acima das importações em 2019, e 23,9% acima das importações em 2021. A proporção das importações em relação ao consumo, em janeiro-abril, encontra-se em percentual muito próximo ao de 2021 (gráfico 5), isto é, 23,6%.

A elevada tendência de aumento das importações no corrente ano pode estar refletindo preocupações com a possível escassez de diesel no mercado mundial, em razão do conflito entre a Rússia e a Ucrânia. A Petrobras informou que os estoques mundiais de óleo diesel são os mais baixos nos últimos dez anos. Porém, não é possível afirmar que as importações continuarão a aumentar nos próximos meses se ocorrerem diferenças significativas entre os preços internacionais e os preços praticados pela Petrobras em suas vendas no mercado interno.

TABELA 1

Evolução das importações de óleo diesel

Mês	2019 (1 mil m ³)	2020 (1 mil m ³)	2021 (1 mil m ³)	2022 (1 mil m ³)	2022/2021 (%)
Janeiro	862	1.188	791	1.395	76,4
Fevereiro	648	1.123	713	562	- 21,2
Março	786	946	892	1.192	33,6
Abril	1.027	997	1.402	1.557	11,0
Total	3.323	4.254	3.799	4.707	23,9

Fonte: ANP. Disponível em: <<https://bit.ly/3OteW6p>>.

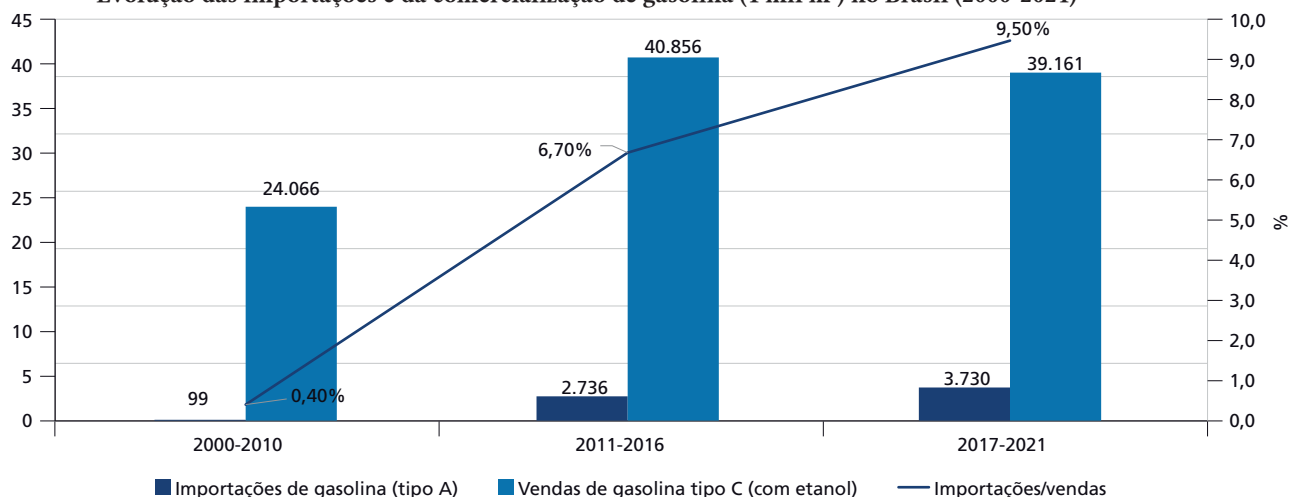
Obs.: Diesel puro, sem biodiesel.

2.2.2 Gasolina

Diferentemente do óleo diesel, o Brasil não importava volumes significativos de gasolina até 2010. A partir de 2011, as importações do combustível começaram a aumentar, em decorrência de dois fatores com forte impacto no consumo: os controles dos preços de venda da Petrobras, de 2011 a 2014, que diminuíram o preço real da gasolina nas bombas, assim como ocorreu com o óleo diesel, e a política de incentivos do governo federal à venda de automóveis, por meio da redução do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e do aumento dos prazos para a amortização de crédito ao consumido na compra de veículos automotores.

O aumento da demanda por gasolina foi atendido com a elevação das importações pela Petrobras, pois o crescimento da produção não acompanhou o consumo. Como mostrado no gráfico 6, a relação entre importações de gasolina e o consumo do combustível no país saltou de 0,4%, em média, no subperíodo 2000-2010, para 6,7%, em 2011-2016, e para 9,5% em 2017-2021.

GRÁFICO 6

Evolução das importações e da comercialização de gasolina (1 mil m³) no Brasil (2000-2021)

Fontes: Anuários estatísticos da ANP; e painéis dinâmicos sobre combustíveis (disponível em: <<https://bit.ly/3QsCYjL>>; acesso em: 1º jun. 2022).
Obs.: Gasolina tipo A (pura, sem etanol).

No corrente ano, como se observa na tabela 2, as importações de gasolina aumentaram 29,6% nos quatro primeiros meses, em relação a 2021, ano em que as importações diminuíram fortemente em razão dos efeitos da pandemia da covid-19 na atividade econômica e na movimentação das pessoas. Comparando o volume total importado em janeiro-abril de 2022 com as importações realizadas em janeiro-abril de 2019, ano que apresentou importações recordes de gasolina, o volume no corrente ano encontra-se 46% abaixo. A proporção importações/consumo em janeiro-abril de 2022 reduziu-se em relação ao verificado em 2017-2021, ficando em 6,2%.

TABELA 2

Evolução das importações de gasolina (2019-2022)

Mês	2019 (1 mil m ³)	2020 (1 mil m ³)	2021 (1 mil m ³)	2022 (1 mil m ³)	2022/2021 (%)
Janeiro	427	593	262	349	33,1
Fevereiro	331	377	147	161	9,7
Março	308	552	126	162	28,2
Abril	445	447	88	136	54,6
Total	1.511	1.969	623	808	29,6

Fonte: ANP. Disponível em: <<https://bit.ly/3OteW6p>>.
Obs.: Importações de gasolina tipo A (pura, sem etanol).

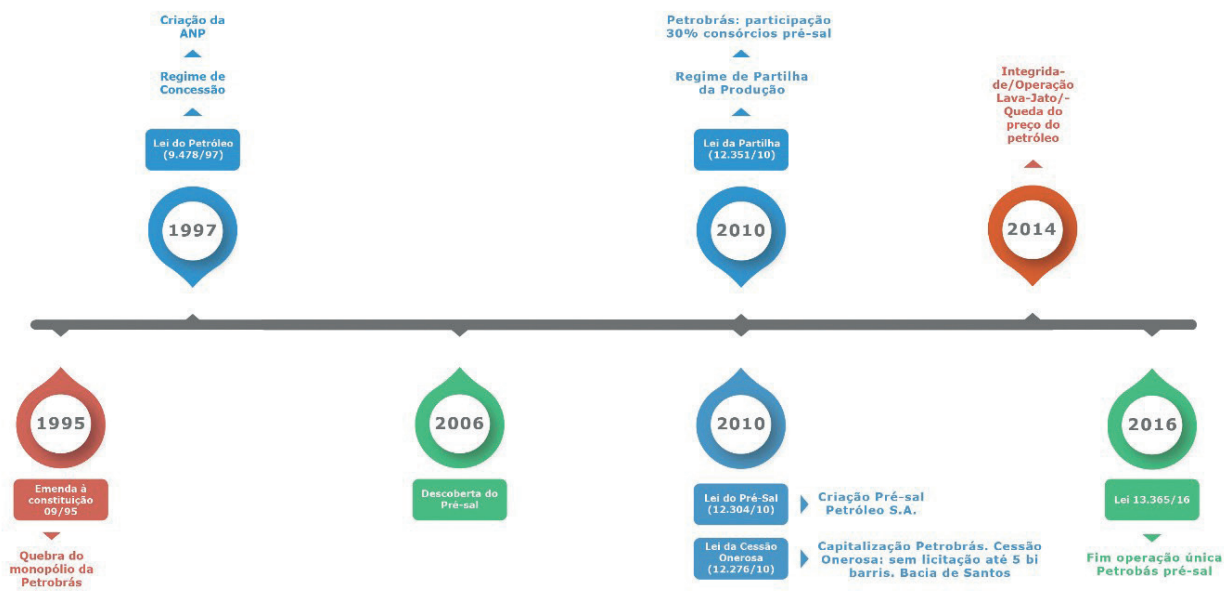
3 O PL Nº 3.178/2019 E O PRÉ-SAL

O PL nº 3.178/2019 modifica a Lei de Partilha (Lei nº 12.351/2010), que dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas. As modificações propostas pelo PL objetivam: i) permitir a aplicação do regime de concessão em blocos da área do pré-sal em que esse regime for mais vantajoso para o Brasil; e ii) revogar a atual preferência prévia concedida à Petrobras de escolher os blocos exploratórios de seu interesse nas licitações de partilha da produção. Os objetivos das mudanças são atrair maior número de empresas nas licitações e proporcionar igualdade de condições competitivas entre todas as empresas participantes das licitações de áreas exploratórias no pré-sal.

3.1 Antecedentes históricos

O regime de concessão de contratos de explorações de petróleo foi instituído pela Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), que regulamentou a abertura do setor, efetivada em 1995 pela Emenda à Constituição nº 9, conforme a figura 2.

FIGURA 2
Antecedentes históricos



Elaboração dos autores.

Obs.: Figura cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

O regime foi aplicado no primeiro leilão de áreas exploratórias, em 1999. Desse ano até 2021 foram realizadas dezesseis rodadas de licitações de áreas sob concessão, sendo que na segunda e na terceira rodadas, em 2000 e 2001, foram licitados blocos localizados na área do pré-sal, quando ainda não se conhecia o potencial petrolífero da área.

No regime de concessão o petróleo extraído pertence à empresa ou consórcio explorador, que recolhe à União, estados e municípios os *royalties* sobre a produção dos campos de petróleo, e a participação especial, paga nos casos de campos de petróleo com elevada produção, além do bônus de assinatura na licitação. A União não tem ingerência nas decisões sobre a gestão das explorações do campo de petróleo nos contratos de concessão, mas nas fiscalizações a ANP acompanha a execução dos contratos pelas petroleiras, que garantem à agência o livre acesso às áreas da concessão e às operações em curso, aos equipamentos e às instalações utilizadas, bem como a todos os registros, estudos e dados técnicos disponíveis.

Em 2006, começaram as descobertas no pré-sal, no campo de Tupi, o primeiro campo classificado como supergigante no Brasil, com mais de 5 bilhões de reservas de óleo e gás. O governo federal, ao verificar o potencial da nova fronteira exploratória, determinou à ANP, em 2007, a retirada de 41 blocos incluídos na 9ª licitação, que seria realizada naquele ano. Os blocos estavam localizados na área do pré-sal, e a exclusão foi baseada na consideração de que os baixos riscos exploratórios e a alta produtividade da nova província petrolífera não justificavam a adoção do modelo de licitações por concessão.

Para exercer maior controle sobre as explorações e a produção e procurar extrair maiores rendas para o governo nos campos a serem descobertos, foi aprovada, em 2010, a Lei de Partilha de Produção, aplicada nas licitações na área geológica do pré-sal e em áreas estratégicas (até hoje não definidas). A Lei de Partilha autorizou a União a ceder áreas exploratórias diretamente à Petrobras sem a realização de licitações. A lei também criou o Fundo Social, com a finalidade de constituir poupança de longo prazo para uso futuro em programas e projetos de combate à pobreza e de desenvolvimento social.

Em 2010, foram ainda aprovadas outras duas leis. A Lei nº 12.304/2010, que autorizou a criação da estatal Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), para, entre outras funções, comercializar a parte da produção de petróleo que as petroleiras pagam à União (parcela do excedente em óleo). Qualquer empresa ou consórcio de empresas que vence a licitação de blocos exploratórios deve, obrigatoriamente, se associar à PPSA, que passa a gerir os respectivos contratos de partilha de produção. Outra lei aprovada, a Lei nº 12.276/2010, autorizou a União a ceder à Petrobras os direitos de exploração de sete áreas do pré-sal, sob o contrato de Cessão Onerosa.

As novas leis tornaram as políticas mais centralizadoras, isto é, transferiram parte das decisões sobre as explorações e a produção de petróleo para órgãos do governo federal e a Petrobras. As leis de 2010 deram à Petrobras, como

único operador dos campos, o papel hegemônico nas decisões sobre as explorações e a produção de petróleo na nova e extensa fronteira petrolífera. Entre os campos recebidos pela Petrobras no contrato de Cessão Onerosa encontra-se o campo supergigante de Búzios, o maior campo em águas profundas do mundo.

Um aspecto negativo do processo de formulação, pelo governo federal, e de votação das leis do pré-sal, de 2008 a 2010, seguido das discussões na votação da lei que redistribuiu os *royalties* para os Estados e municípios não produtores (Lei nº 12.734/2012, cuja entrada em vigor foi suspensa pelo STF), foi a completa paralização das licitações no regime de concessão durante quatro anos (2009-2012). Da mesma forma, ocorreu longo atraso na primeira licitação no regime de partilha, somente realizada em 2013, sete anos após as primeiras descobertas no pré-sal. As demoras provocaram impactos duradouros sobre a produção brasileira de petróleo e sobre as empresas fornecedoras de serviços (perfurações, apoio a plataformas e a embarcações, entre outros serviços) e equipamentos para as explorações e a produção de petróleo, que tiveram a demanda fortemente diminuída durante vários anos.

No regime de partilha de produção vence a licitação de um determinado bloco exploratório a petroleira que oferecer à União a maior parcela de excedente em óleo do petróleo produzido. O excedente em óleo (ou óleo-lucro) corresponde à parte da produção de petróleo ou gás resultante da diferença entre o volume total da produção e a soma do custo em óleo (os custos e investimentos da empresa exploradora nas fases de exploração, desenvolvimento da produção, produção e a desativação futura das instalações) e dos *royalties* recolhidos sobre a produção. Além do pagamento de uma parcela do excedente em óleo, a empresa vencedora recolhe à União um valor fixo em bônus de assinatura, definido antes do leilão.

A decisão mais polêmica adotada na Lei de Partilha foi a que indicou a Petrobras como operador único obrigatório de todos os blocos contratados sob o regime, com participação mínima de 30% no capital do consórcio que arrematar o bloco exploratório. Em todos os países que adotam o regime de partilha, em nenhum deles há exigência de que uma empresa sob controle do Estado assuma a operação do campo de petróleo.

A obrigatoriedade, revogada em 2016, significava que a empresa ou consórcio de empresas que vencesse uma licitação deveria obrigatoriamente se associar em consórcio com a Petrobras, que ficaria responsável pelo comando das atividades de exploração e produção. Enquanto perdurou o dispositivo legal, o ritmo das explorações e da realização de leilões ficou na dependência das disponibilidades de recursos financeiros e humanos da Petrobras para participar dos leilões.

A obrigatoriedade de a Petrobras ser o operador único foi revogada por lei do senador José Serra (Lei nº 13.365/2016), após discussões entre grupos de congressistas liberais, de um lado, e nacionalistas, de outro, no Senado e na Câmara dos Deputados, durante as negociações para a aprovação da lei. No final, os membros das alas nacionalistas do Congresso impuseram a adoção de cláusula, que perdura até hoje, concedendo à Petrobras o direito prévio sobre as demais empresas petroleiras de selecionar os blocos em que ela tem interesse em participar como operador na exploração. Pela regulamentação (Decreto nº 9.041/2017), a Petrobras tem o prazo de trinta dias para manifestar o interesse em ser a operadora em um ou mais blocos postos em licitação, a contar da data de publicação de Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com os parâmetros técnicos e econômicos dos blocos postos em licitação. Se a Petrobras manifestar interesse, ela será o operador do bloco/campo de petróleo, participando do capital do consórcio exploratório com, no mínimo, 30%. Caso ela não manifeste interesse, a licitação prosseguirá com as demais empresas interessadas, podendo a Petrobras participar em condições de igualdade com os demais licitantes. Se nenhuma outra empresa se interessar na licitação, a Petrobras pode adquirir o bloco com 100%, formando consórcio para a exploração com a PPSA.

Dados esses antecedentes, analisa-se, a seguir, as duas proposições do PL nº 3.178/2019, citadas no início desta nota.

3.2 Proposições do PL nº 3.178/2019

O PL nº 3.178/2019 propõe duas modificações básicas na Lei de Partilha.

3.2.1 Abertura de possibilidade de se aplicar o regime de concessão no pré-sal

Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em blocos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União preferencialmente sob o regime de partilha de produção, na forma desta lei.

Parágrafo único. Aplica-se o regime de concessão, de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nos blocos do pré-sal e áreas estratégicas cujo potencial geológico não justifique social e economicamente a licitação no regime de partilha de produção. (NR)

Interpretação das modificações no caput e no parágrafo

O PL nº 3.178/2019 introduz no *caput* do art. 3º da Lei de Partilha as palavras: i) “blocos”, para indicar que a escolha do regime na licitação, seja de partilha ou de concessão, recaia especificamente sobre os blocos objeto de uma licitação, como já ocorre nas licitações atuais de concessão e de partilha, evitando-se a denominação genérica atual de “área do pré-sal”; e ii) “preferencialmente”, com o objetivo de preservar a intenção original da lei de se aplicar no pré-sal o regime de partilha (sempre que esse for o regime mais indicado para os blocos a serem licitados).

O parágrafo proposto, por sua vez, dá continuidade às duas mudanças no *caput*: introduz a alternativa de se adotar o regime de concessão em blocos do pré-sal e em áreas estratégicas com menor atratividade geológica, ou seja, que não justifiquem economicamente (devido à menor possibilidade de se achar reservas de petróleo) e socialmente a utilização do complexo regime de partilha.

Assim, as redações do *caput* e do parágrafo não determinam a mudança obrigatória para o regime de concessão das licitações no pré-sal, pois preserva as áreas geológicas com alto potencial para serem licitadas no regime de partilha. O aspecto positivo da proposição, no sentido de se utilizar o regime de concessão em áreas do pré-sal menos favoráveis geologicamente, é que a ANP, ao preparar uma licitação, não estaria presa à obrigatoriedade de somente realizar leilões no regime de partilha, correndo o risco de atrair menor número de petroleiras interessadas na licitação e de obter menores ofertas do percentual do excedente a ser pago à União, além de menos dispostas a pagar o bônus de assinatura fixado.

3.2.2 Revogação da preferência dada à Petrobras para escolha prévia dos blocos de seu interesse

“Art. 14. A Petrobras poderá participar da licitação prevista no inciso II do art. 8º” (isto é: *licitação na modalidade leilão em contratos de partilha*).

Interpretação da modificação do artigo

A redação atual do art. 14 estabelece que “A Petrobras poderá participar da licitação prevista no inciso II do art. 8º, inclusive para ampliar sua participação mínima definida nos termos do art. 4º”.

O art. 4º da Lei de Partilha é o que concede à Petrobras a preferência para ser operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção, com participação obrigatória mínima de 30%. Como o art. 4º está sendo revogado pelo PL, é necessário também a supressão da frase no art. 14 da Lei de Partilha, pois perde sentido determinar no artigo que a Petrobras pode oferecer lances para aumentar sua participação mínima.

As demais proposições do PL nº 3.178/2019 são no sentido de adequar o texto da Lei de Partilha à eliminação da preferência concedida à Petrobras.

3.3 Potencial de arrecadação da participação especial no regime de concessões

No regime de partilha, o governo federal arrecada, ao longo dos anos de produção de cada campo de petróleo e gás, 15% de *royalties* e o excedente em óleo da União, este recebido em barris de petróleo e comercializados pela PPSA no mercado. No regime de concessão, são arrecadados na produção de petróleo no mar: i) *royalties* (à taxa de 10%, que pode chegar a 5% em áreas de menor interesse geológico); ii) a participação especial. Esta, como foi dito, é devida pelos produtores de petróleo ou gás natural em campos com grande volume de produção. Consiste de alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, que variam de 10% a 40% segundo o volume de produção, a localização do campo e o número de anos de produção, conforme as regras definidas no Decreto nº 2.705/1998. A participação especial não é recolhida nos campos com contrato de partilha.

Os valores dos *royalties* nos dois regimes e da participação especial no regime de concessão são recolhidos ao Tesouro e distribuídos a estados, municípios, órgãos do governo Federal e ao Fundo Social, segundo regras definidas na Lei do Petróleo de 1997 (Lei nº 9.478), e na Lei nº 7.990/1989.

A tabela 3, a seguir, apresenta a expansão da arrecadação dos *royalties* e da participação especial do regime de concessão nos últimos cinco anos. O aumento da arrecadação da participação especial reflete o elevado crescimento da produção dos campos de petróleo sob o regime de concessão localizados no pré-sal (leiloados em 2000 e 2001) e dos campos localizados no chamado pós-sal na Bacia de Campos.

Os valores da participação especial a serem arrecadados nos próximos anos deverão se elevar, acompanhando o aumento da produção dos campos de petróleo, segundo estimativas da ANP: o órgão avalia que serão arrecadados com esse tributo, de 2022 a 2026, R\$ 234 bilhões, ou R\$ 47 bilhões ao ano, em média.³ Para os *royalties* a estimativa é de arrecadação média próxima a R\$ 71 bilhões. Todavia, essa estimativa não pode ser comparada com a arrecadação da participação especial, pois soma os *royalties* nos dois regimes, concessão e partilha de produção.

TABELA 3

Arrecadação da participação especial do regime de concessão e de *royalties* dos regimes de concessão e de partilha (2017-2021)

(Em R\$ 1 bilhão nominal)

Tributo	2017	2018	2019	2020	2021
Participação especial	15,2	29,6	32,5	23,9	39,7
<i>Royalties</i>	15,3	23,4	23,5	22,8	37,8
Total	30,5	53,0	56,0	46,7	77,5

Fonte: ANP. Disponível em: <<https://bit.ly/3Ow2EKK>>. Acesso em: 30 mar. 2022.

3.4 O impacto no pré-sal

O PL nº 3.178/2019 apresenta duas alterações básicas na Lei da Partilha, coerentes com as atuais tendências dos investimentos em energia no mundo e com a conjuntura do setor de petróleo no Brasil.

O movimento de restrições à realização de explorações de petróleo em novas áreas, que algumas organizações internacionais estão defendendo para a contenção das emissões de gases de efeito estufa, não pode ser confundido com o atual processo de alta nos preços mundiais do petróleo, que decorre da recuperação da demanda pelo mineral, cuja queda foi de 9% em 2020, e do atual conflito na Europa do Leste.

Mesmo que sejam retomados os investimentos na produção de petróleo em resposta aos estímulos dos preços atuais, eles se darão mais provavelmente em aumentos da produção nos campos já existentes, por meio da abertura de novos poços e de aumentos no fator de recuperação dos reservatórios, e menor ênfase em novas áreas exploratórias. Isso porque novas áreas em exploração, e desde que se encontrem petróleo, somente começam a produzir depois de sete a oito anos da descoberta, e atingem o máximo de produção somente depois de doze a quinze anos, ou seja, na década de 2030. Assim, a crescente preocupação com a provável redução na demanda por petróleo na próxima década, devido à aceleração da transição energética, pode estar diminuindo o interesse das petroleiras em participar em licitações de novas áreas, exceto em áreas com maior potencial.

O pré-sal ainda pode ser considerado como área atrativa, em razão do sucesso exploratório da Petrobras. Nesse sentido, medidas que aumentem o interesse das empresas petroleiras em participar de licitações, como propõe o PL nº 3.178/2019, ao revogar o atual mecanismo anticompetitivo que privilegia a Petrobras nas licitações de áreas, e permite a adoção do regime mais simplificado de concessão no pré-sal, podem ter papel importante em atrair empresas para participar dos próximos leilões de áreas. O regime de concessão, se aplicado em licitações no pré-sal, tem ainda a perspectiva de aumentar a arrecadação da participação especial, como foi discutido na seção anterior.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Apesar da mudança no marco regulatório do setor de petróleo no Brasil, e de todo o investimento direcionado para o setor nos últimos trinta anos, o país ainda não é autossuficiente. A exploração e a produção de petróleo cresceram muito. Todavia, a atividade de refino tornou-se o principal entrave para o setor. Erros graves na estratégia de investimentos nas refinarias associadas e questões de integridade que geraram a operação Lava-Jato tornaram o refino de derivados incapaz de atender a capacidade instalada de exploração e produção e, conseqüentemente, também a demanda por esses produtos.

Na produção brasileira de petróleo prevalece um tipo de petróleo para o qual as refinarias precisam importar um percentual de cerca de 10% de petróleo do tipo mais leve, para fazer a composição com os petróleos nacionais de grau API médio e pesado e produzir os derivados demandados, especialmente os lubrificantes parafínicos. Assim, exportamos petróleo cru excedente em que uma parte poderia ser refinada no país.

3. Disponível em: <<https://bit.ly/3A75dyX>>.

Tal cenário requer soluções de curto e de médio e longo prazo, visto que os investimentos em aumento da capacidade de refino levariam entre quatro e cinco anos para produzirem efeitos. Além disso, o médio e longo prazo necessita que se aumente a exploração e a produção de petróleo, especialmente no pré-sal.

Nesse sentido, o PL nº 3.178/2019 possibilita o aumento da competição, pois permite a utilização de concessões no pré-sal, área atualmente restrita ao regime de partilha. O que possibilitaria aumentar a atratividade da região, a produção e a arrecadação. Além disso, o PL estimula a competição ao revogar o atual mecanismo anticompetitivo que privilegia a Petrobras nos leilões de áreas de produção.

Mesmo com o impacto positivo do PL nº 3.178/2019, outras medidas necessitam ser avaliadas para aumentar a competição e garantir a dinâmica produtiva do setor, como suportes ao crescimento econômico. Afinal, a importância do setor de petróleo no Brasil se dá além das reservas gigantescas e potenciais existentes, mas também pelo grande poder que o setor tem de gerar transbordamentos em diversos setores econômicos.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**: 2009. Rio de Janeiro: ANP, 2009. Disponível em: <<https://bit.ly/3xDsNAI>>. Acesso em: 1º jun. 2022.

_____. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**: 2015. Rio de Janeiro: ANP, 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/3O84GAV>>. Acesso em: 1º jun. 2022.

_____. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**: 2021. Rio de Janeiro: ANP, 2021. Disponível em: <<https://bit.ly/3y5nzP6>>. Acesso em: 1º jun. 2022.

_____. **Síntese mensal de comercialização de combustíveis**. Rio de Janeiro: ANP, abr. 2022. Disponível em: <<https://bit.ly/3OKjiX9>>. Acesso em: 3 jun. 2022.

LIMA E SILVA, R. A verdade sobre o nível de produção das refinarias da Petrobras. **Petrobras Transparência é Fundamental**, 16 mar. 2022. Disponível em: <<https://bit.ly/3tKlMML>>. Acesso em: 3 jun. 2022.

PROJETOS de Premium I e II foram cancelados antes de solicitação à ANP: resposta ao Globo. **Petrobras Fatos e Dados**, 12 mar. 2015. Disponível em: <<https://bit.ly/3y5oVta>>. Acesso em: 13 jun. 2022.

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

EDITORIAL

Chefe do Editorial

Aeromilson Trajano de Mesquita

Assistentes da Chefia

Rafael Augusto Ferreira Cardoso

Samuel Elias de Souza

Supervisão

Camilla de Miranda Mariath Gomes

Everson da Silva Moura

Editoração

Anderson Silva Reis

Cristiano Ferreira de Araújo

Danielle de Oliveira Ayres

Danilo Leite de Macedo Tavares

Leonardo Hideki Higa

Capa

Aline Cristine Torres da Silva Martins

Projeto Gráfico

Danielle de Oliveira Ayres

Flaviane Dias de Sant'ana

*The manuscripts in languages other than Portuguese
published herein have not been proofread.*

Missão do Ipea

Aprimorar as políticas públicas essenciais ao desenvolvimento brasileiro por meio da produção e disseminação de conhecimentos e da assessoria ao Estado nas suas decisões estratégicas.

ipea Instituto de Pesquisa
Econômica Aplicada

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL