

**SETOR DE
PETRÓLEO E GÁS:
INVESTIMENTOS,
PRODUÇÃO,
TRIBUTOS,
LUCRATIVIDADE
E SUBSÍDIOS**

SETEMBRO DE 2022

FICHA TÉCNICA

<p>Coordenação Política Cristiane Ribeiro Iara Pietricovsky José Antonio Moroni Colegiado de Gestão</p> <p>Coordenação técnica Alessandra Cardoso Livi Gerbase</p>	<p>Redação Paulo Cesar Ribeiro Lima</p> <p>Revisão técnica Alessandra Cardoso Livi Gerbase</p> <p>Diagramação e projeto gráfico Arthur Menezes Thais Vivas</p>
<p>Inesc – Instituto de Estudos Socioeconômicos Endereço: SCS Quadra 01 - Bloco L, nº 17, 13º Andar Cobertura – Edifício Márcia. CEP: 70. 3037-900 - Brasília/DF</p> <p>Telefone: + 55 61 3212-0200 E-mail: inesc@inesc.org.br Página Eletrônica: www.inesc.org.br</p>	

É permitida a reprodução total ou parcial do texto, de forma gratuita, desde que sejam citados os autores e a instituição que apoiou o estudo, e que se inclua a referência ao artigo ou ao texto original.

SUMÁRIO

I.	INTRODUÇÃO	4
II.	INVESTIMENTOS DA PETROBRÁS	7
III.	OS REGIMES FISCAIS E A PRODUÇÃO PETROLÍFERA	12
	III.1 Partilha de produção	26
	III.2 Cessão onerosa	28
	III.3 Concessão	29
	III.4 Estimativa de receitas	31
IV.	LUCRATIVIDADE	33
V.	CARGA TRIBUTÁRIA E TRANSPARÊNCIA	42
VI.	SUBSÍDIOS	53
	VI.1 Repetro	54
	VI.2 Subsídios na tributação sobre a renda	59
	VI.3 Subsídios na tributação sobre o consumo de combustíveis	65
	VI.4 A importância de se aumentar a participação governamental	66
VII.	CONCLUSÕES	68
	BIBLIOGRAFIA	74

I. INTRODUÇÃO

A história do petróleo no Brasil é marcada por diferentes períodos institucionais. O período de 1864 a 1938 foi marcado pela livre iniciativa. Nesse período, foram feitos reduzidos levantamentos geológicos e selecionadas algumas áreas exploratórias. A primeira sondagem profunda foi realizada entre 1892 e 1896, no Município de Bofete, Estado de São Paulo.

Em 1938, houve a nacionalização das riquezas do subsolo brasileiro e a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP). De 1939 a 1953, o CNP foi organizado e integrado. O CNP dinamizou bastante a atividade de exploração de petróleo no Brasil. Assim, após a primeira descoberta comercial em Lobato, zona rural de Salvador (BA), em 1939, foram descobertos campos terrestres brasileiros no Recôncavo Baiano.

O período caracterizado pelo monopólio da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás) iniciou-se em 1953 no Governo do Presidente Getúlio Vargas, com a aprovação da Lei nº 2004, e terminou, de fato, com a publicação da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que permitiu a abertura do mercado e criou a criação do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

No período desse monopólio, a Petrobrás foi implantada, integrada e expandida, com grande sucesso. Até o início da década de 1980, apesar de ter produção de petróleo bem abaixo da demanda, o Brasil se orgulhava de ter uma capacidade de refino superior às suas necessidades de derivados. Naquela época foi construída grande parte do atual parque brasileiro.

Durante o monopólio, a Petrobrás atuou como indutora da formação de mão de obra qualificada e de desenvolvimento industrial.

Com a promulgação da Emenda Constitucional nº 9, de 1995, que alterou o art. 177, a União passou a poder contratar com empresas estatais ou privadas essas atividades.

A década de 1990 foi caracterizada por baixos investimentos em refino, retomada do consumo de derivados e o consequente aumento da importação. Foi dada prioridade à área de exploração e produção (E&P), com foco no Pós-Sal da Bacia de Campos, onde foram descobertos grandes reservatórios de óleo pesado como Albacora e Marlim. Em 2006, o Brasil tornou-se autossuficiente¹.

¹ Disponível em www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=1351. Acesso em 10 de março de 2022.

A capacidade de refino da Petrobrás manteve-se estabilizada em cerca de 1,9 milhão de barris na década de 1980, quando foi inaugurada a Refinaria do Vale do Paraíba (REVAP), e na década de 1990.

Em 2005, houve a decisão política de se construir novas refinarias no País. A Refinaria Abreu e Lima (atual RNEST), em Pernambuco, com capacidade de 230 mil barris por dia, teve iniciada sua operação, com o primeiro trem de refino, em dezembro de 2014. Foram iniciadas as obras do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), no Estado do Rio de Janeiro, cujo primeiro trem teria capacidade de 165 mil barris por dia (Mbp/d).

Também estava prevista a construção da Refinaria Premium I, no município de Bacabeira, no Estado do Maranhão (MA), com capacidade para processar aproximadamente 600 Mbp/d, com dois módulos de cerca de 300 Mbp/d. Foi prevista, ainda, a construção da Refinaria Premium II, no município de São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará (CE), com capacidade para processar aproximadamente 300 Mbp/d.

A partir de 2013, começou a haver redução dos investimentos em refino. Foi suspensa a finalização do Comperj e cancelados os projetos das refinarias Premium I e Premium II. Decidiu-se, também, pelo foco na área de E&P e pelo aprofundamento do plano de desinvestimento.

A partir de 2016, houve a decisão política de intensa venda de ativos, chamada de desinvestimentos. Foram privatizadas a Nova Transportadora de Gás S.A. (NTS), a Transportadora Associada de Gás (TAG), a BR Distribuidora e a Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e seus terminais e dutos, dentre muitas outras vendas de ativos.

Os desinvestimentos em refino, transporte e distribuição causaram a desverticalização da empresa, o que a desvia de seu objeto social, que tem foco na integração das atividades e na cadeia de agregação de valor.

No segmento de E&P, foi descoberta a província do Pré-Sal, em 2007, o que ensejou a introdução de um novo regime de produção, denominado partilha de produção, que passou a ser utilizado nessa província e em áreas estratégicas, nos termos da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. A partir da promulgação dessa lei, as rodadas de licitação no polígono do Pré-Sal passaram a ser em regime de partilha em substituição ao regime de concessão, introduzido pela Lei nº 9.478/1997.

No regime de partilha de produção, a União passa a receber e comercializar parcela da produção de petróleo e gás natural da área contratada. A Lei nº 12.351/2010 também criou o Fundo Social e estabeleceu que a receita advinda dessa comercialização é destinada a esse Fundo.

Nesse modelo, as empresas participantes das licitações tinham que constituir um consórcio com a Petrobrás, no qual a União é representada pela Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA). A estatal tinha que ser operadora e ter participação de, no mínimo, 30% no consórcio vencedor. A

União também pode contratar diretamente a Petrobrás para a pesquisa e posterior produção do petróleo, sem necessidade de licitação.

Esse modelo foi alterado a partir da promulgação de Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016, que retirou essas obrigatoriedades, mas manteve o direito de preferência para a Petrobrás ser operadora e ter 30% em cada consórcio.

Este estudo tem como objetivo apresentar os investimentos da Petrobrás, os regimes fiscais e as perspectivas de produção, a carga tributária, a lucratividade e os subsídios ao setor de petróleo e gás natural.

II. INVESTIMENTOS DA PETROBRÁS

Até 1997, a Petrobrás era responsável por 100% dos investimentos no setor petrolífero nacional, à exceção do segmento de distribuição. A partir desse ano, a União passou a poder contratar com empresas estatais ou privadas todas as atividades do setor.

Apesar disso, a Petrobrás continuou como agente dominante no setor. De acordo com o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, de dezembro de 2021, a estatal foi responsável pela produção de 2,676 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d) de um total de 3,670 milhões de boe/d, o que representa 72,9% da produção nacional.

No segmento de refino, de acordo com o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2021, a capacidade de refino medida foi de 2,3 milhões de barris por dia. O fator de utilização das refinarias no ano foi de 77,2%. Treze refinarias pertenciam à Petrobrás e responderam por 98,6% da capacidade total.

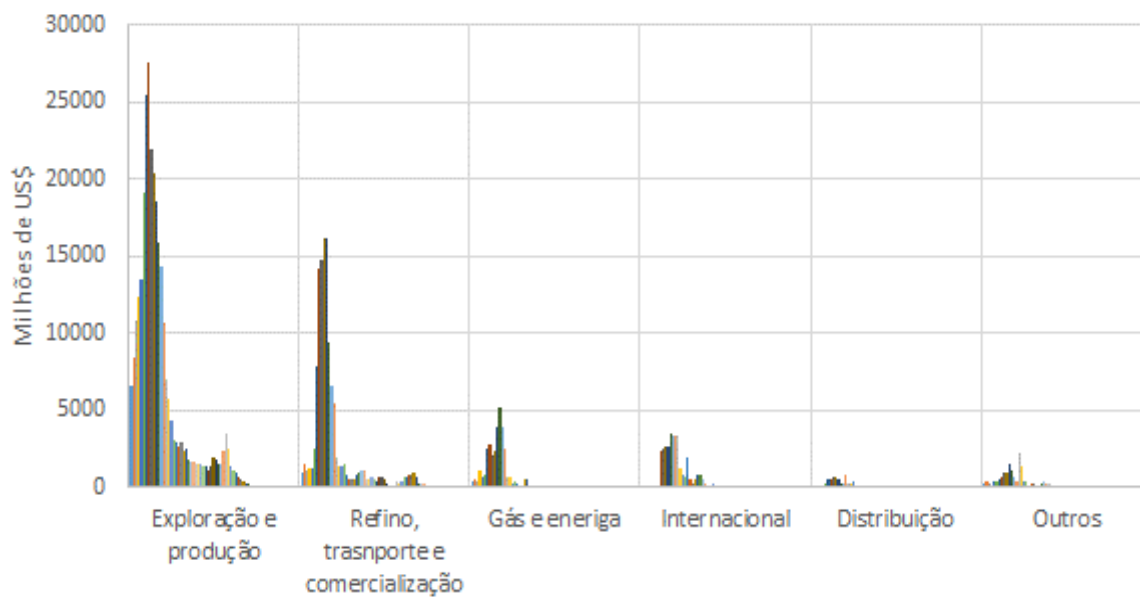
Houve mudança nesse cenário com a venda da Refinaria Landulpho Alves (RLAM), que tem capacidade de 333 mil barris por dia, para o fundo Mubadala Capital. A RLAM passou a se chamar Refinaria de Mataripe S.A. e sua operação passou a ser de responsabilidade, a partir de 21 de setembro de 2021, da empresa criada por esse fundo denominada Acelen. Com essa venda, haverá queda da participação da Petrobrás no total de petróleo refinado no Brasil.

Nesse contexto de importante agente no Brasil, os investimentos da Petrobrás desde sua entrada em operação, em 1954, até 2020 são um bom “retrato” dos investimentos na indústria petrolífera nacional.

A Figura II.1 mostra os investimentos realizados pela estatal de 1954 a 2020 nos segmentos de Exploração e Produção (E&P), Refino Transporte e Comercialização (RTC), Gás e Energia, Internacional, Distribuição e outros.

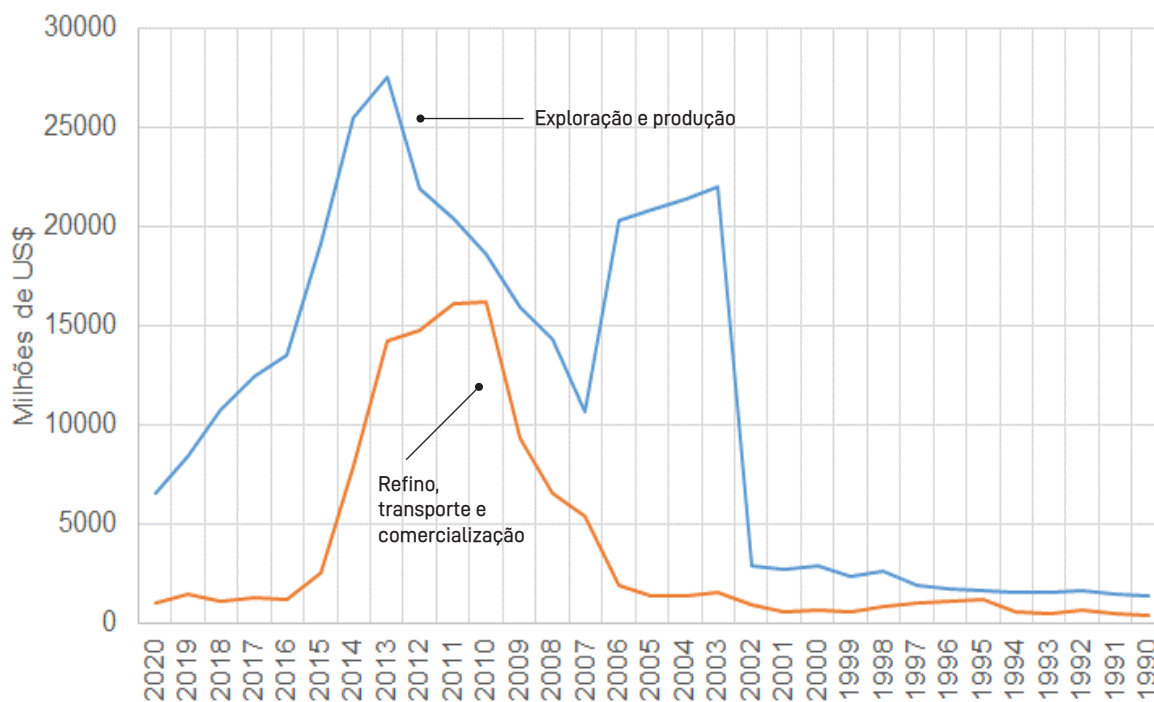
Conforme mostrado nessa Figura, os segmentos que receberam maiores investimentos foram os de E&P e RTC. Os investimentos realizados nesses dois segmentos de 1990 a 2020 estão detalhados na Figura II.2.

Figura II.1: Investimentos da Petrobrás de 1954 a 2020



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobrás

Figura II.2: Investimentos da Petrobrás em E&P e RTC



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobrás

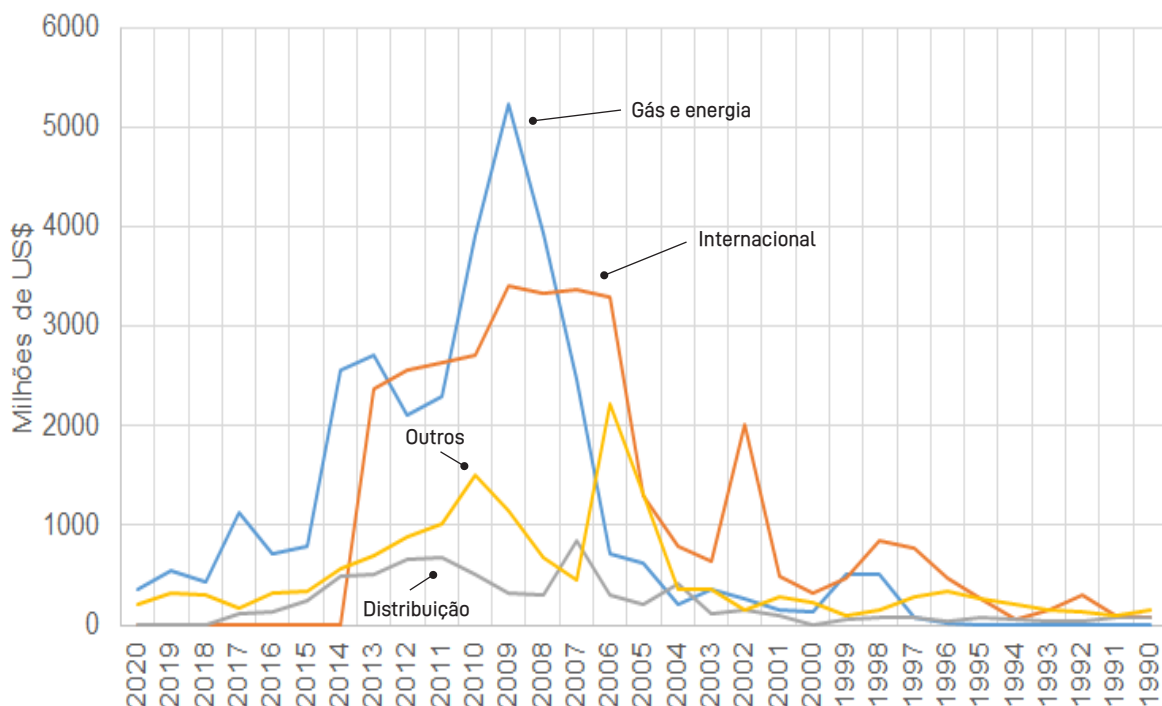
Conforme mostrado na Figura II.2, foram baixos os investimentos realizados pela Petrobrás de 1990 a 2002 nos segmentos de E&P e RTC. A partir de 2003, há significativo aumento nos investimentos de E&P em razão das descobertas dos grandes campos de óleo pesado na Bacia de Campos como, por exemplo, Marlim Sul e Roncador. De 2006 a 2007 há uma queda nos investimentos em E&P.

Com a descoberta do Pré-Sal, em 2007, inicia-se um rápido aumento dos investimentos em E&P. Em 2013, os investimentos em E&P da Petrobrás atingiram o ponto máximo de US\$ 27,6 bilhões.

No segmento de refino, também houve grandes investimentos com destaque para a RNEST e o Comperj. Em 2010, os investimentos em RTC atingiram seu ponto máximo de US\$ 16,2 bilhões.

Conforme mostrado na Figura II.3, os investimentos de 1990 a 2020 foram menores em outras áreas de atuação da Petrobrás, mas ainda assim muito importantes.

Figura II.3: Investimentos da Petrobrás nas demais segmentos



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobrás

Significativos foram os investimentos no segmento de Gás e Energia de 2007 a 2009 com destaque para a interligação do Gasoduto do Nordeste (Gasene) com a malha Sudeste e com a construção do Gasoduto Coari-Manaus. Entretanto, esses gasodutos foram privatizados em 2019. Em 2009, os investimentos em Gás e Energia atingiram o ponto máximo de US\$ 5,2 bilhões.

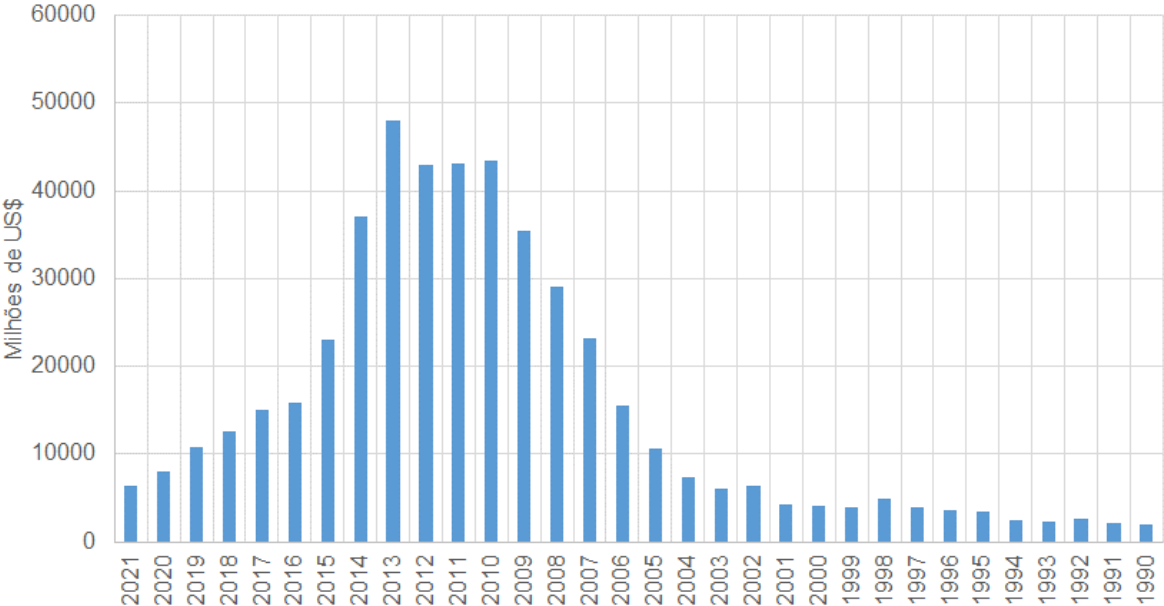
Nesse período também houve significativos investimentos no segmento Internacional com destaque para aquisições de refinarias e investimentos em E&P. A partir de 2014, não houve mais nenhum investimento do exterior.

De 1990 a 2020, houve investimentos relativamente baixos, mas muito importantes, em outros segmentos como energias renováveis e fertilizantes.

Também houve importantes investimentos no segmento de Distribuição. No entanto, a partir de 2018, a Petrobrás deixou de investir nesse segmento em razão da privatização da BR Distribuidora.

Em suma, a Petrobrás foi grande investidora de 1990 a 2020, principalmente de 2007 a 2015, com forte atuação em todos os segmentos. A partir de 2015, há significativa redução dos investimentos da estatal. A Figura II.4 mostra os investimentos totais da Petrobrás nesse período.

Figura II.4: Investimentos totais da Petrobrás



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobrás

De 2007 a 2015, os investimentos da Petrobrás foram superiores US\$ 20 bilhões por ano. Em 2013, os investimentos totais da estatal atingiram o ponto máximo de US\$ 48,1 bilhões.

A partir de 2015, a Petrobrás passou a vender ativos de áreas estratégicas como energias renováveis, fertilizantes, transporte de gás natural, distribuição, dentre outras, com forte programa de desinvestimentos. Além de baixos, os investimentos da Petrobrás passaram a se concentrar basicamente nos grandes campos do Pré-Sal.

De acordo com o sítio da internet Observatório Social da Petrobrás, de 1º de janeiro de 2015 a 31 de outubro de 2021, a venda de ativos da estatal ou desinvestimentos totalizaram R\$ 239,9 bilhões. Por decisão judicial, a partir de novembro de 2021, este domínio está fora do ar. A constitucionalidade e a legalidade dessa venda de ativos sem licitação pública são analisadas por Lima (2020).

III. OS REGIMES FISCAIS E A PRODUÇÃO PETROLÍFERA

Principalmente em razão da descoberta da província do Pré-Sal, dos incentivos fiscais e da alta lucratividade dessa província, os investimentos do setor petrolífero nacional estão concentrados no segmento de Exploração e Produção. Por isso, este capítulo detalha os regimes fiscais desse segmento, o histórico e as perspectivas de produção no Brasil.

A exploração e produção petrolífera no Brasil ocorre sob três regimes fiscais: concessão, partilha de produção e cessão onerosa.

O regime de concessão garante direitos exclusivos ao contratado para pesquisa, lavra e comercialização do petróleo extraído de uma determinada área por um determinado período. Nesse regime, se a produção comercial ocorrer, são pagos royalties para o Estado, que têm como base de cálculo a receita bruta. Nesse regime, há também o pagamento da participação especial, que têm como base de cálculo a receita líquida de produção de grandes campos, além de bônus de assinatura. A Lei nº 9.478/1997 disciplina o regime de concessão no Brasil.

A principal desvantagem desse regime é a dificuldade de o Estado participar das decisões sobre a produção. É comum que ocorra falta de adequado conhecimento sobre a área a ser concedida, pois, antes das licitações, as atividades exploratórias e as investigações sísmicas tendem a ser reduzidas.

No regime de partilha de produção, em tese, a propriedade do petróleo e do gás natural é do Estado, que participa ativamente nas decisões sobre a produção. Ao mesmo tempo, permite-se que as empresas gerenciem, operem as instalações de produção de um determinado campo e tenham a propriedade de uma parcela da produção. A Lei nº 12.351/2010 disciplina o regime de partilha de produção no Brasil.

Nesse regime, o óleo lucro ou excedente em óleo (*profit oil*) é dividido entre o estado e as empresas contratadas. Além de parcela do excedente em óleo, o Estado recebe royalties de 15% e bônus de assinatura.

Não há aporte de recurso do Estado para os investimentos. Entretanto, as empresas têm o direito de recuperar em óleo seus custos (*cost oil*), tanto os custos de investimento quanto os custos de operação e manutenção. Os custos de investimento são recuperados ao longo de um determinado número de anos e os custos de operação e manutenção são recuperados no período em que ocorrem.

A Lei nº 12.351/2010 não estabeleceu um limite para a recuperação do chamado custo em óleo (*cost oil*), de modo a garantir uma receita para o Estado no início da produção comercial do campo. Assim, esse limite é estabelecido no edital da licitação. No Brasil, o limite para recuperação dos custos tem sido muito elevado, normalmente 80% do valor da produção nas últimas rodadas de licitação. Isso minimiza as receitas do Estado no curto prazo.

Outra importante questão relativa ao regime de partilha é o fato de o Estado participar na gestão do contrato por meio de uma empresa pública e de regulamentar e fiscalizar as atividades por meio de uma agência reguladora, como ocorre no Brasil. No modelo institucional brasileiro, a empresa pública é a PPSA e a agência reguladora é a ANP.

O terceiro regime é o de cessão onerosa. Esse regime foi instituído pela Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, que autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobrás o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural em áreas não concedidas localizadas no Pré-Sal. A cessão foi limitada ao volume máximo de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Os blocos contratados sob esse regime deram origem aos campos do Pré-Sal de Búzios, Itapu, Atapu, Sépia, Sul de Tupi, Sul e Norte de Berbigão, Sul e Norte de Sururu.

Esse regime é muito especial e decorreu do processo de capitalização da Petrobrás. Para ter direito à produção desse volume, houve um ônus para a estatal. Esse bônus e todo o processo de capitalização são descritos por Lima (2010). No entanto, no regime de cessão onerosa, não há pagamento de bônus de assinatura nem de participação especial, mas apenas de royalties de 10%. Com isso, são muito baixas as receitas estatais correntes oriundas desse regime.

A Tabela III.1 apresenta os principais itens das receitas petrolíferas estatais nos três regimes fiscais existentes no Brasil.

Os royalties dos regimes de concessão, de cessão onerosa e de partilha de produção são divididos entre União, Estados e Municípios. A participação especial, existente no regime de concessão, também é dividida entre esses entes federativos.

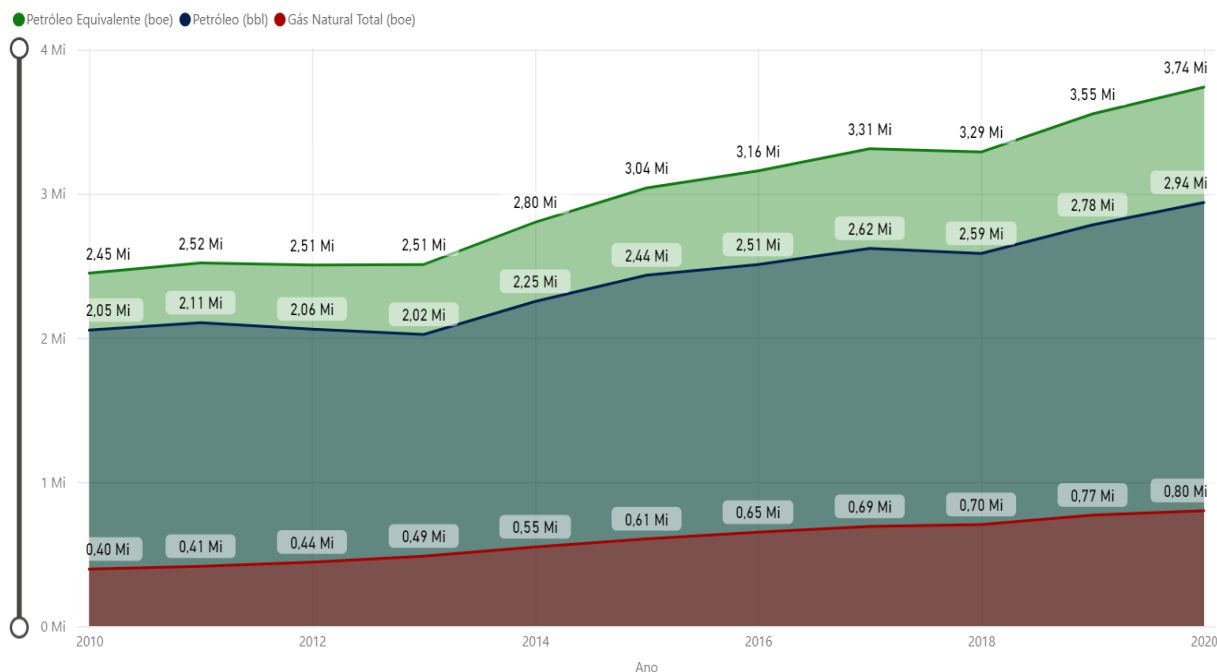
Tabela III.1: Principais itens da renda governamental direta na renda petrolífera

Regime	Concessão	Cessão onerosa	Partilha de produção
Bônus de assinatura	Sim	Não	Sim
Royalties	5% a 10% do valor da produção	10% do valor da produção	15% do valor da produção
Participação especial	Sim	Não	Não
Excedente em óleo	Não	Não	Sim

Fonte: Elaboração própria

Com a descoberta da província do Pré-Sal, em 2007, passou a ocorrer significativo aumento da produção no Brasil, especialmente a partir de 2013, em razão da produção de campos dessa província, como Tupi e Sapinhoá, oriundos de blocos licitados sob o regime de concessão. A Figura III.1 ilustra esse aumento da produção nacional².

Figura III.1: Evolução da produção nacional de petróleo e gás natural



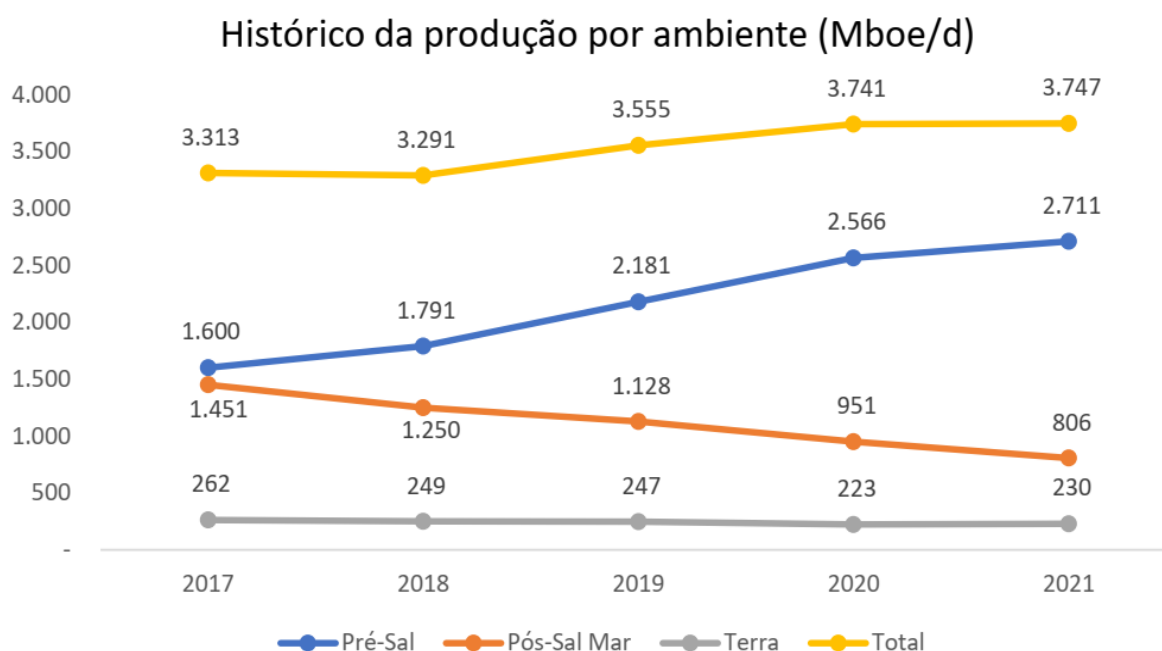
Fonte: ANP

² Disponível em www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/producao-de-petroleo-e-gas-teve-recorde-em-2020-e-aumentou-52-71-em-relacao-a-2010. Acesso em 11 de fevereiro de 2022.

Conforme mostrado na Figura III.1, de acordo com a ANP, a produção nacional de petróleo ou óleo equivalente aumentou de 2,51 milhões de barris por dia, em 2013, para 3,74 milhões de barris por dia, em 2020.

A Figura III.2 apresenta a produção nacional por ambiente de 2017 a 2021. Como mostrado nessa Figura, o grande destaque da produção nacional é a província do Pré-Sal. Nessa província, a produção aumentou de 1,6 milhão de barris por dia de óleo equivalente (MMboe/d), em 2017, para 2,711 MMboe/d, em 2021. Nesse período, houve significativa queda na produção do Pós-Sal de campos marítimos; a produção em terra, além de baixa, apresentou pequena queda.

Figura III.2: Histórico da produção petrolífera por ambiente

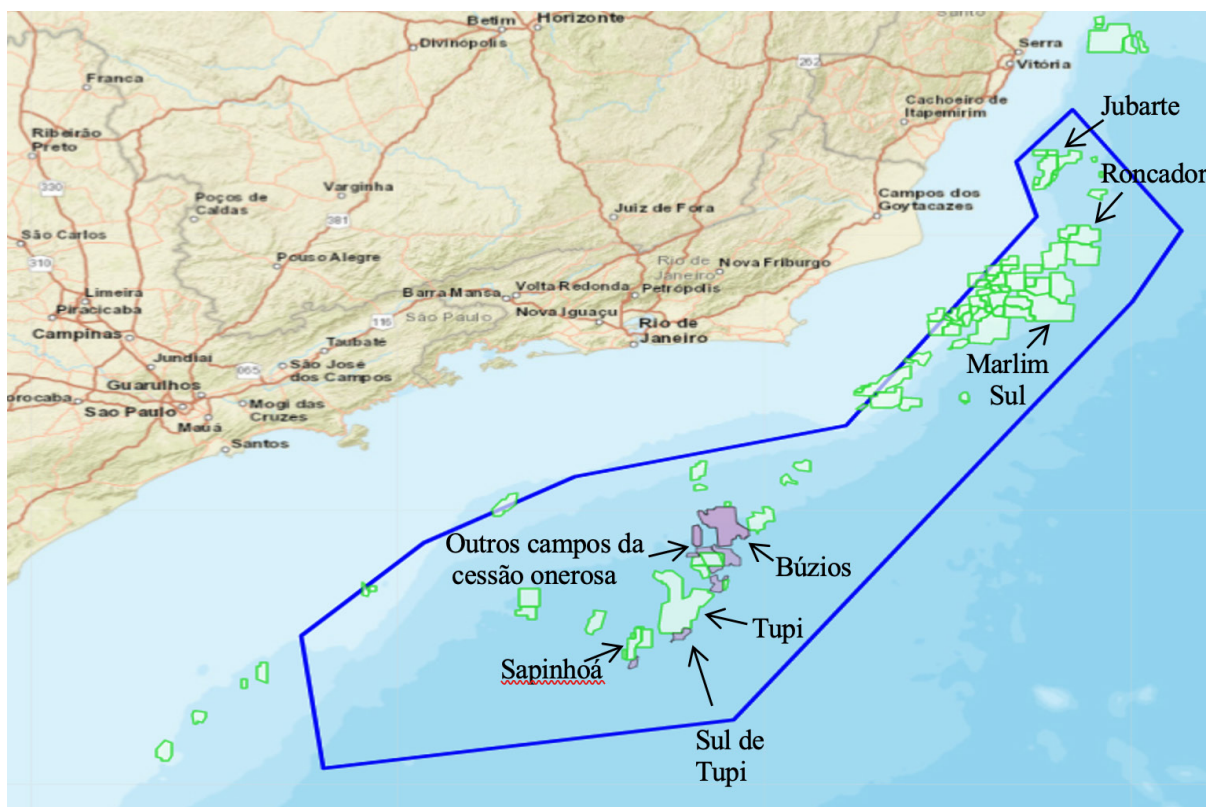


Fonte: ANP/SIGEP

Observa-se, então, que a produção petrolífera nacional está fortemente concentrada na plataforma continental, principalmente na província do Pré-Sal.

A produção de 2,711 MMboe/d do Pré-Sal, em 2021, ocorreu em reservatórios localizados abaixo da "camada de sal" que foram formados antes dessa "camada", por isso essa província é chamada de "Pré-Sal". Essa produção ocorreu integralmente no polígono do Pré-Sal, definido pela Lei nº 12.351/2010, mostrado na Figura III.3. A definição desse polígono é, então, diferente da definição de horizonte geológico ou província do Pré-Sal. Nesse polígono, também estão localizados campos que produzem no Pós-Sal.

Figura III.3: Polígono do Pré-Sal e campos produtores



Fonte: Elaboração própria a partir de mapa da ANP

Grande parte da produção de 0,806 MMboe/d ocorreu no Pós-Sal Mar. Essa produção, no entanto, é oriunda de reservatórios localizados acima da "camada de sal", pois foram formados após essa "camada", daí o nome Pós-Sal.

Assim sendo, no polígono do Pré-Sal, há produção tanto no horizonte geológico do Pré-Sal quanto no horizonte geológico do Pós-Sal Mar. Na Figura III.3, são mostrados alguns campos produtores nesse polígono que são confrontantes principalmente com os Estados e Municípios do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo.

A representatividade da produção nacional por Estado confrontante é mostrada na Figura III.4. Conforme mostrado nessa Figura, em 2021, os campos confrontantes com o Estado do Rio de Janeiro foram responsáveis por 80,6% da produção nacional.

Figura III.4: Representatividade da produção nacional por Estado confrontante

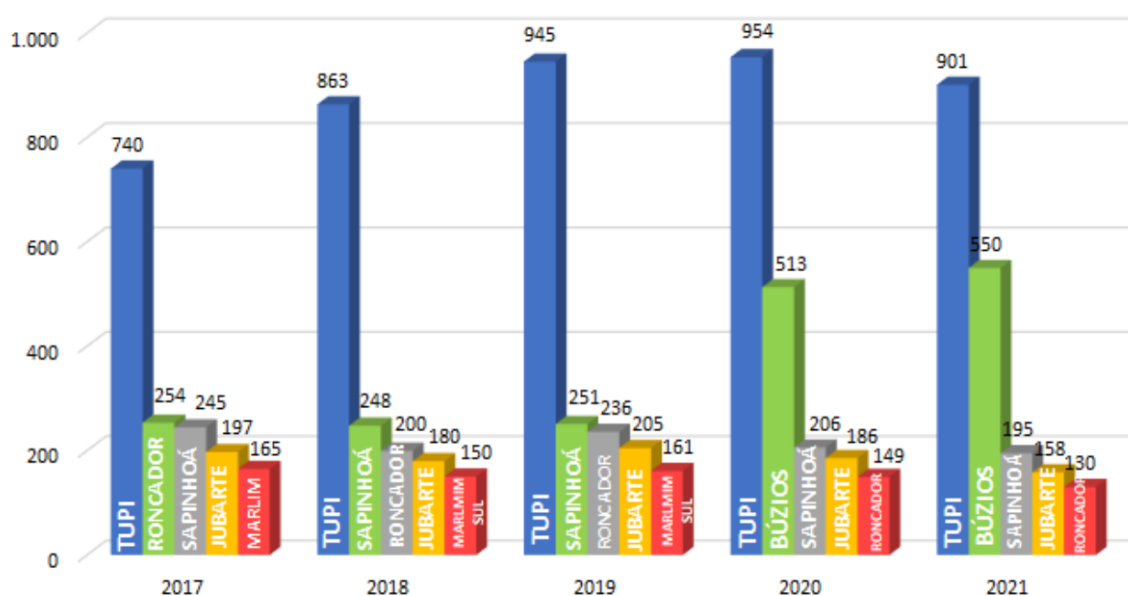
Estados	2017	2018	2019	2020	2021
Rio de Janeiro	68,0%	70,2%	70,2%	79,3%	80,6%
São Paulo	12,5%	12,3%	12,3%	9,1%	9,4%
Espírito Santo	14,4%	13,0%	13,0%	8,4%	7,3%
Rio Grande do Norte	1,8%	1,6%	1,6%	1,2%	1,2%
Bahia	1,2%	1,1%	1,1%	0,8%	0,8%
Outros²	2,0%	1,8%	1,8%	1,1%	0,9%

² Outros: Alagoas, Amazonas, Ceará, Maranhão e Sergipe

Fonte: ANP/SIGEP

A Figura III.5 mostra a produção de petróleo dos cinco maiores campos no período de 2017 a 2021. Em 2017, o campo de maior produção no Brasil foi Tupi, com produção no horizonte geológico do Pré-Sal. Campos com produção principalmente no horizonte geológico do Pós-Sal, como Roncador, Jubarte e Marlim Sul, apresentaram produção bem menor que Tupi.

Figura III.5: Cinco campos de maior produção de petróleo



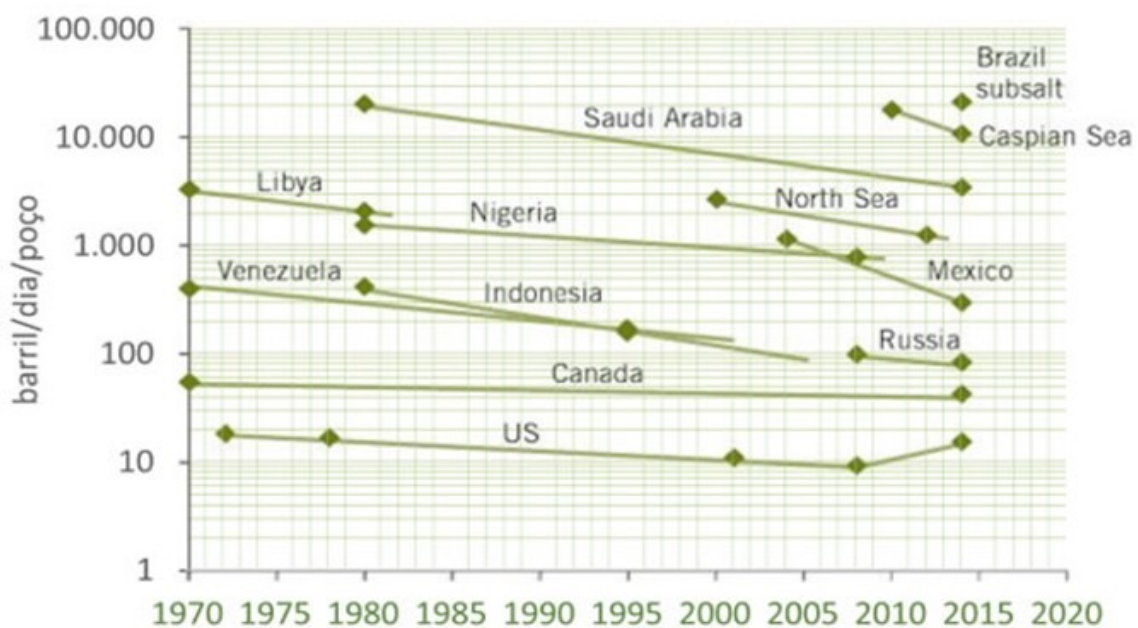
Fonte: ANP/SIGEP

Em 2021, o campo de Tupi continuou na primeira colocação; na segunda colocação, esteve o campo de Búzios, cuja produção também ocorreu no horizonte geológico do Pré-Sal. Sapinhoá, também com produção nesse horizonte, esteve na terceira colocação tanto em 2017 quanto em 2021. Observa-se, então, que os campos do horizonte geológico do Pré-Sal estão sendo os mais importantes do Brasil.

Os campos de Tupi e Sapinhoá decorreram de licitações sob o regime de concessão; o campo de Búzios decorreu do regime de cessão onerosa. No entanto, a maior parte da produção futura de Búzios ocorrerá sob o regime de partilha de produção, uma vez que o volume excedente ao contratado sob regime de cessão onerosa foi licitado nos termos da Lei nº 12.351/2010.

É importante ressaltar que no horizonte geológico do Pré-Sal estão localizados os poços mais produtivos do mundo; mais produtivos que na Arábia Saudita, conforme mostrado na Figura III.6.

Figura III.6: Produtividade dos poços em vários países



Fonte: Sandra and Goddard, 2016,
"New reservoir-quality index forecasts field well-productivity worldwide",
Oil & Gas Journal.

A Tabela III.2 apresenta a atual distribuição dos royalties e da participação especial de campos localizados na plataforma continental. Conforme mostrado nessa Tabela, a parcela dos royalties até 5% é distribuída principalmente para os Estados e Municípios; cabe à União apenas 20% dessa parcela.

No regime de concessão, a alíquota dos royalties nos grandes campos é de 10%; no regime de cessão onerosa, é também de 10%; e no regime de partilha de produção a alíquota dos royalties é de 15%. Cabe à União 40% da parcela dos royalties acima de 5% do valor da produção.

Tabela III.2: Distribuição dos royalties e da participação especial referentes à produção na plataforma continental (mar)

Ente federativo	Royalties		Participação Especial
	< 5% do valor da produção	> 5% do valor da produção	
Estados	Confrontantes: 30%	Produtores confrontantes: 22,5%	Confrontantes: 40%
Municípios	Produtores e áreas geoeconômicas: 30% Com instalações de embarque e desembarque: 10%	Confrontantes: 22,5% Afetados: 7,5%	Confrontantes: 10%
União	20%	40%	50%
Fundo	Especial: 10% (Estados/FPE: 20%) (Municípios/FPM: 80%)	Especial: 7,5% (Estados/FPE: 20%) (Municípios/FPM: 80%)	-----

Fonte: Elaboração própria

No regime de concessão, há o pagamento de participação especial no caso dos grandes campos. A União recebe 50% da participação especial; os Estados recebem 40%; e os Municípios, 10%.

A distribuição dos royalties apresentada na Tabela III.2 tem como base os arts. 48 e 49 da Lei nº 9.478/1997, antes das modificações introduzidas pela Lei nº 12.734, de 30 de novembro de 2012. No entanto, essas modificações estão suspensas em razão da vigência da medida cautelar na Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) nº 4917/2013.

Em razão dessa suspensão, não há previsão em lei para os critérios de distribuição dos royalties decorrentes dos contratos de partilha de produção. Entretanto, a Diretoria Colegiada da

ANP tem decidido aplicar ao regime de partilha de produção os mesmos critérios de distribuição do regime de concessão, existentes previamente à promulgação da Lei nº 12.734/2012.

Atualmente, a maior parte da produção ocorre sob o regime de concessão, com destaque para os campos de Tupi e Sapinhoá, apesar de esses campos não produzirem exclusivamente sob esse regime. No caso do campo de Búzios, a produção ocorre sob o regime de cessão onerosa e de partilha de produção.

No futuro, a tendência é haver incremento na produção petrolífera sob o regime de partilha de produção. Isso vai aumentar as receitas do Fundo Social, pois o excedente em óleo da União previsto nesse regime é destinado a esse Fundo.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 em consulta pública (PDE-2031), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a produção nacional de petróleo esperada para o ano de 2031 é de 5,17 milhões de barris por dia, conforme balanço nacional de petróleo, apresentado na Figura III.7.

Figura III.7: Balanço nacional de petróleo em milhões de barris por dia

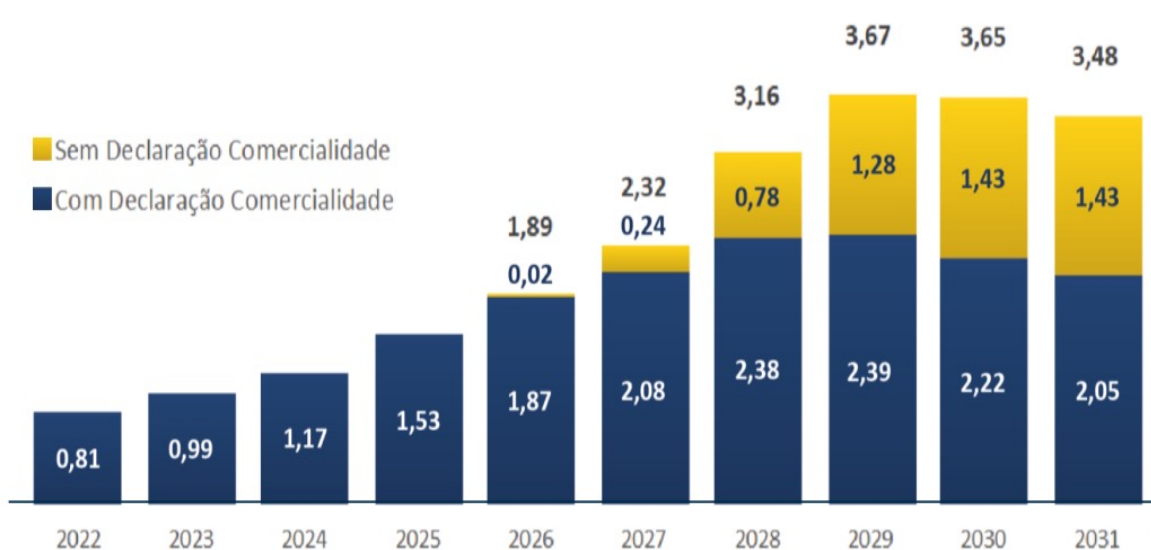
	2019	2022	2025	2028	2031	% a.a. (2019-2031)
Produção nacional	2,79	3,36	3,96	5,04	5,17	5,3%
Processamento nas refinarias	1,75	1,81	1,93	1,93	1,93	0,8%
Importações	0,19	0,16	0,17	0,17	0,17	-0,9%
Exportações	1,17	1,71	2,21	3,28	3,41	9,3%
Indicadores para petróleo e refino (%)						
	2019	2022	2025	2028	2031	
Fator de utilização das refinarias nacionais	75%	77%	82%	82%	82%	
Participação do óleo nacional na carga processada	89%	91%	91%	91%	91%	
Relação entre exportações de petróleo e produção nacional	42%	51%	56%	65%	66%	

Fonte: EPE

Em estudo intitulado Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção de novembro de 2021, elaborado pela PPSA, foi estimada produção média diária sob o regime de partilha de produção, em 2031, de 3,48 milhões de barris de petróleo. Dessa forma, o regime de partilha de produção representaria perto de dois terços da produção nacional de petróleo.

A Figura III.8 apresenta a estimativa de produção de petróleo sob esse regime, de 2022 a 2031, em milhões de barris de petróleo por dia, segundo a PPSA.

Figura III.8: Estimativa da PPSA para a produção sob o regime de partilha (milhões de barris de petróleo por dia)



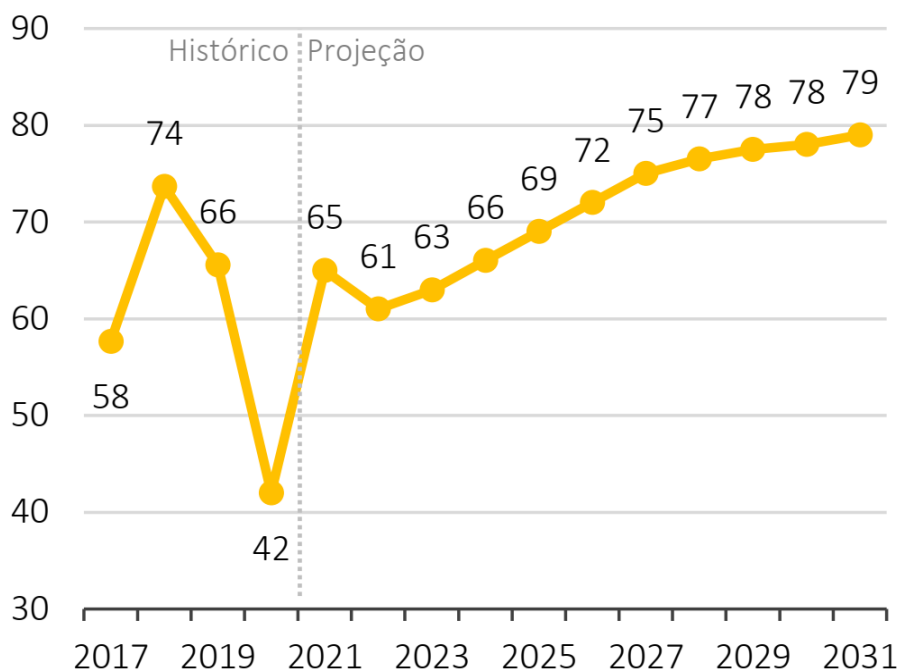
Fonte: PPSA

As estimativas de produção do PDE-2031 são bem diferentes das feitas pela PPSA. De acordo com a PPE, a produção de petróleo sob o regime de concessão representará 48% em 2031, conforme abaixo transcrito:

Considerando-se os volumes da Cessão Onerosa somados aos excedentes, estima-se uma participação de cerca de 37% no total da produção de petróleo em 2031. Os contratos de partilha de produção participam com 15% e os contratos de concessão prevalecem contribuindo com 48% da produção nacional no fim do decênio.

De qualquer modo, a tendência é de aumento na produção petrolífera sob o regime de partilha de produção. Neste trabalho, as receitas petrolíferas estatais serão estimadas em dólares dos Estados Unidos (US\$). Para a cotação do preço de referência (Brent), será utilizada a curva apresentada no PDE-2031. Essa curva é apresentada na Figura III.9.

Figura III.9: Projeção dos preços de referência do petróleo (Brent)



Fonte: EPE

Como já mencionado, a EPE estima que a produção nacional de petróleo será de 5,17 milhões de barris por dia em 2031. Considerando-se que o valor médio do petróleo nacional vai continuar cerca de 5,3% menor que o valor do Brent, o valor dessa produção nacional, apenas nesse ano, será de US\$ 141,3 bilhões.

Há uma diferença de estimativas entre a EPE e a PPSA com relação à futura produção petrolífera nos três diferentes regimes fiscais: concessão, cessão onerosa e partilha de produção.

Como já mencionado, de acordo com o PDE-2031, a produção sob cessão onerosa somada à produção dos excedentes sob partilha de produção representará cerca de 37% no total da produção de petróleo em 2031. Os contratos de partilha de produção, sem considerar os excedentes da cessão onerosa, representarão 15%, enquanto os contratos de concessão representarão 48%.

Em razão da importância dos campos da cessão onerosa, a Tabela III.3 mostra dados desses campos. Os campos de Búzios, Itapu, Sépia e Atapu, em razão dos volumes excedentes, produzem sob os regimes de cessão onerosa e de partilha de produção, enquanto os campos de Sul de Tupi, Norte e Sul de Berbigão e Norte e Sul de Sururu produzem exclusivamente sob o regime de cessão onerosa. Como parcela da produção de Sépia e Atapu também ocorre sob o regime de concessão, esses campos vão produzir sob três diferentes regimes fiscais. Isso talvez seja inédito no mundo.

Tabela III.3: Campos da cessão onerosa com e sem excedentes

	Cessão Onerosa (%)	Partilha de Produção (%)	Excedente em Óleo da União (%)	Volume recuperável estimado (Bilhões de barris)
Búzios	26,12	73,88	23,24	11,30
Itapu	51,71	48,29	18,15	0,67
Sépia	31,30	68,70	37,40	1,60
Atapu	39,50	60,50	31,70	1,39
Sul de Tupi	100,00	0,00	0,00	0,35
Norte e Sul de Berbigão	100,00	0,00	0,00	0,08
Norte e Sul de Sururu	100,00	0,00	0,00	0,02

Fonte: Elaboração própria

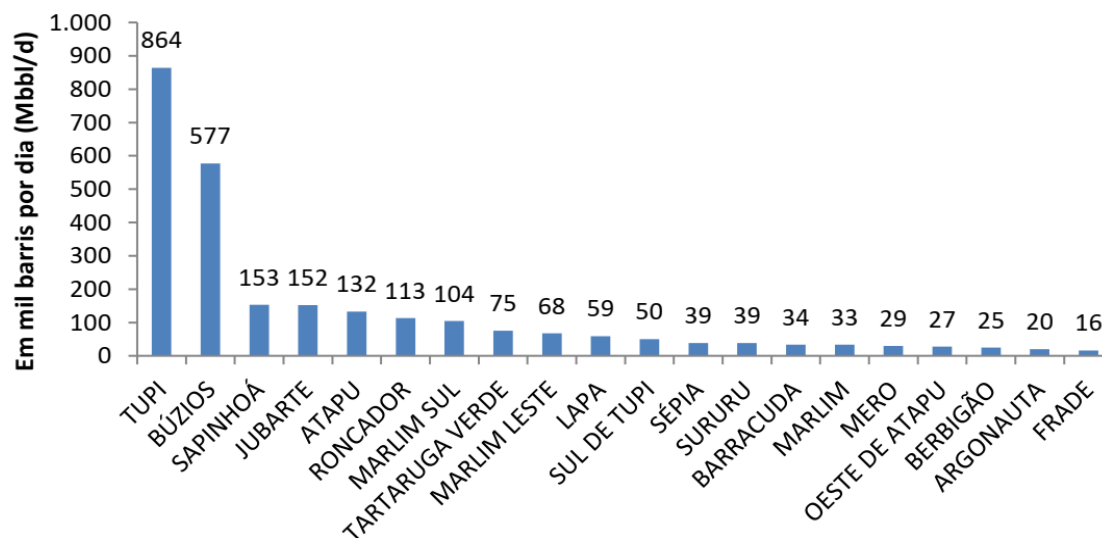
Admitindo-se que a produção seja proporcional ao volume recuperável estimado, 68,86% da produção dos campos apresentados na Tabela III.3 ocorrerão em partilha de produção e 31,14% em cessão onerosa, excluída a parcela da produção sob o regime de concessão.

Neste trabalho, é adotada a seguinte distribuição da produção nacional, por regimes fiscais, em 2031: 54% em partilha de produção; 16% em cessão onerosa; e 30% em concessão.

A partir de dados do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, de dezembro de 2021, estimou-se que o regime de partilha de produção foi responsável por 23,7% da produção nacional de petróleo. Ao regime de cessão onerosa coube 10,5% de toda a produção de petróleo do País. O regime de concessão foi responsável por 65,8% dessa produção.

Os destaques desse Boletim foram, além de Tupi, os campos do regime cessão onerosa e seus respectivos excedentes que passaram a produzir sob o regime de partilha de produção. A produção do campo de Búzios já está se aproximando da produção do campo de Tupi, conforme apresentado na Figura III.10, que mostra os 20 campos de maior produção de petróleo.

Figura III.10: Campos de maior produção de petróleo no Brasil em dezembro de 2021



Fonte: ANP/SDP/SIGEP
Dezembro/2021

Fonte: ANP

Búzios é o maior campo do mundo em águas profundas³. Além disso, conta com os poços mais produtivos do mundo. Apesar disso, o excedente em óleo da União desse campo é de apenas 23,24%.

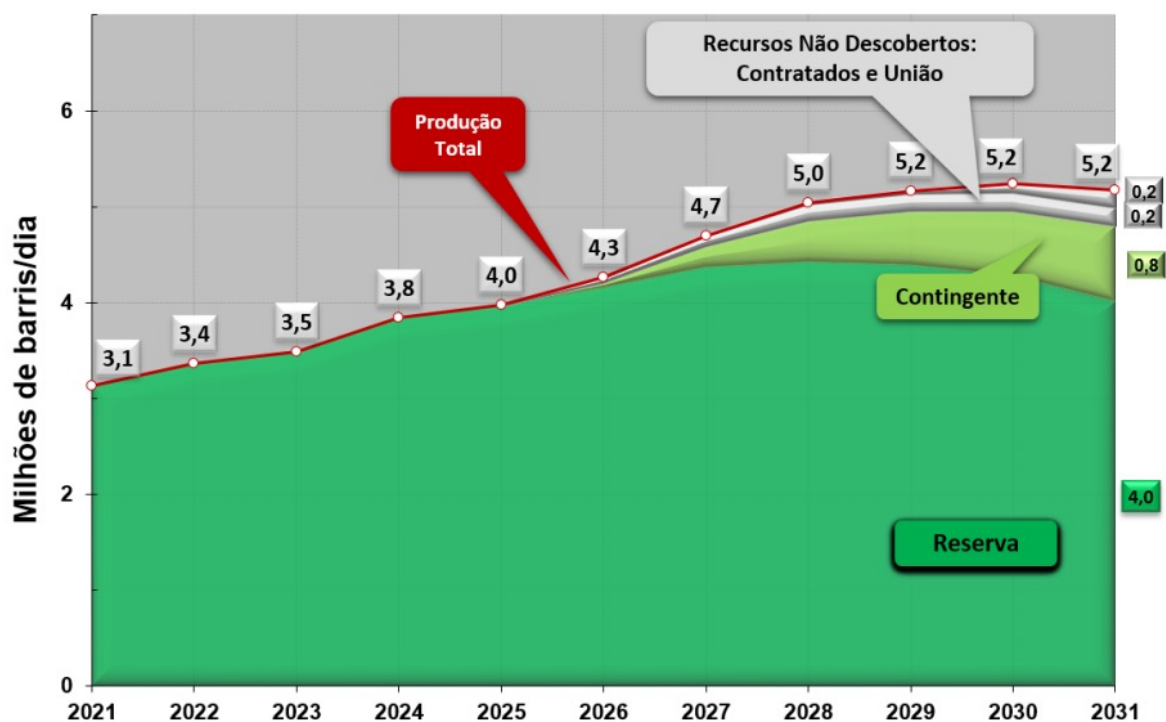
Neste trabalho, será adotada a previsão do PDE-2031 de produção média de 5,2 milhões de barris de petróleo por dia em 2031, apresentada na Figura III.11.

Admitindo-se que a produção sob o regime de partilha aumente de 23,7% em 2021 para 54% da produção nacional de petróleo em 2031, que a produção sob o regime de cessão onerosa aumente de 10,5% para 16% nesse período e que a produção sob o regime de concessão caia de 65,8% para 30% nesse período, obtém-se a curva de produção por regime mostrada na Figura III.12.

O aumento da produção de petróleo sob regime de cessão onerosa e de partilha de produção mostrado na Figura III.12 decorre principalmente dos campos para os quais já houve declaração de comercialidade. O campo de Búzios, declarado comercial sob o regime de cessão onerosa, é o grande destaque.

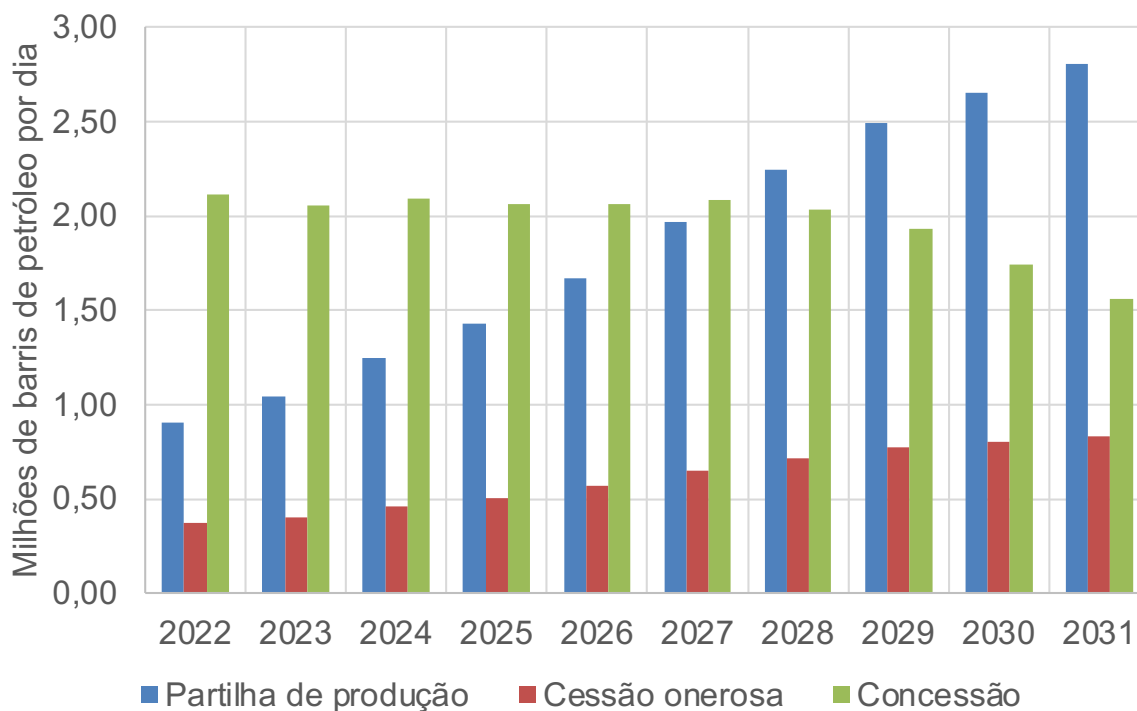
³ Disponível em www.nossaenergia.petrobras.com.br/pt/energia/5-curiosidades-sobre-o-maior-campo-em-aguas-profundas-do-mundo/. Acesso em 18 de fevereiro de 2022.

Figura III.11: Previsão da produção total diária de petróleo



Fonte: EPE

Figura III.12: Previsão da produção total diária de petróleo por regime



Fonte: Elaboração própria

Além de Búzios, que, com já mencionado, conta com os poços mais produtivos do mundo, deverão contribuir significativamente para a produção nacional nos próximos dez anos os campos de Atapu e Sépia. Esses campos produzirão em regimes de cessão onerosa, de partilha de produção e, em pequena parcela, de concessão.

No regime de concessão, o grande destaque ainda deverá ser o campo de Tupi. Esse campo, no entanto, já começa a apresentar declínio de produção. A produção de petróleo de 954 mil barris por dia em 2020 reduziu-se para 901 mil barris por dia em 2021.

O declínio da produção de petróleo sob o regime de concessão mostrado na Figura III.12 decorre principalmente do foco das empresas petrolíferas na produção em blocos do polígono do Pré-Sal que foram contratados sob o regime de cessão onerosa e licitados sob o regime de partilha de produção. É importante ressaltar, contudo, que de acordo com o PDE-2031, esse declínio não ocorrerá.

III.1 Partilha de produção

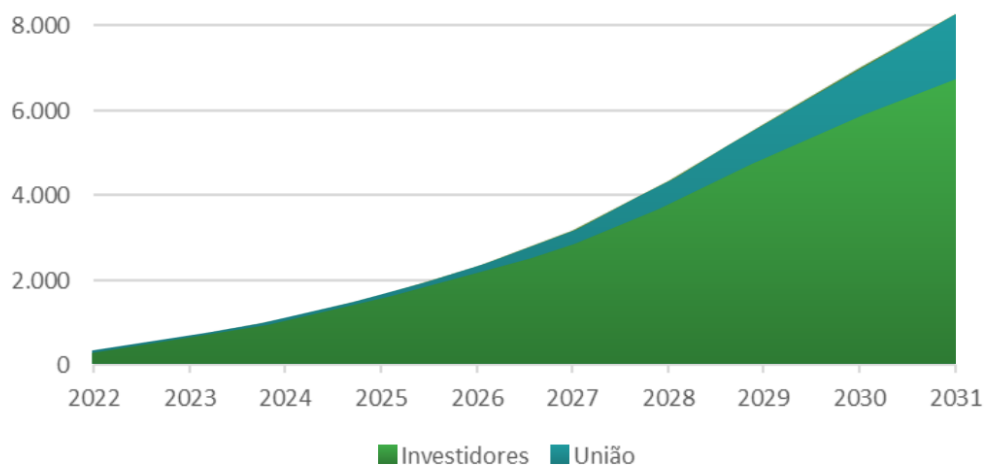
Ao longo dos próximos dez anos, os royalties e o excedente em óleo da União serão as principais fontes de receitas estatais do regime de partilha de produção.

No regime de partilha de produção, a principal fonte de receitas será o excedente em óleo da União. Essas receitas, entretanto, proporcionalmente ao valor total da produção, serão muito baixas nos próximos dez anos por três principais razões: o baixo percentual do excedente em óleo da União dos campos da cessão onerosa mostrados na Tabela III.3, a elevada compensação paga à Petrobrás pelos vencedores da licitação dos excedentes da cessão onerosa que será tratada como custo em óleo e o elevado limite para recuperação dos custos por parte das contratadas que chega a 80%.

A PPSA, a partir da hipótese de que o regime de partilha de produção representará dois terços da produção nacional de petróleo, apresentou uma curva de produção acumulada de 8,2 bilhões de barris de petróleo ao longo dos próximos dez anos. De acordo com a PPSA, a parcela acumulada da União será de apenas 1,5 bilhão de barris; a parcela dos investidores será de 6,7 bilhões de barris. A curva de produção dos investidores e da União é apresentada na Figura III.13.

Figura III.13: Curva de produção acumulada de partilha de produção

Em milhões de barris



Fonte: PPSA

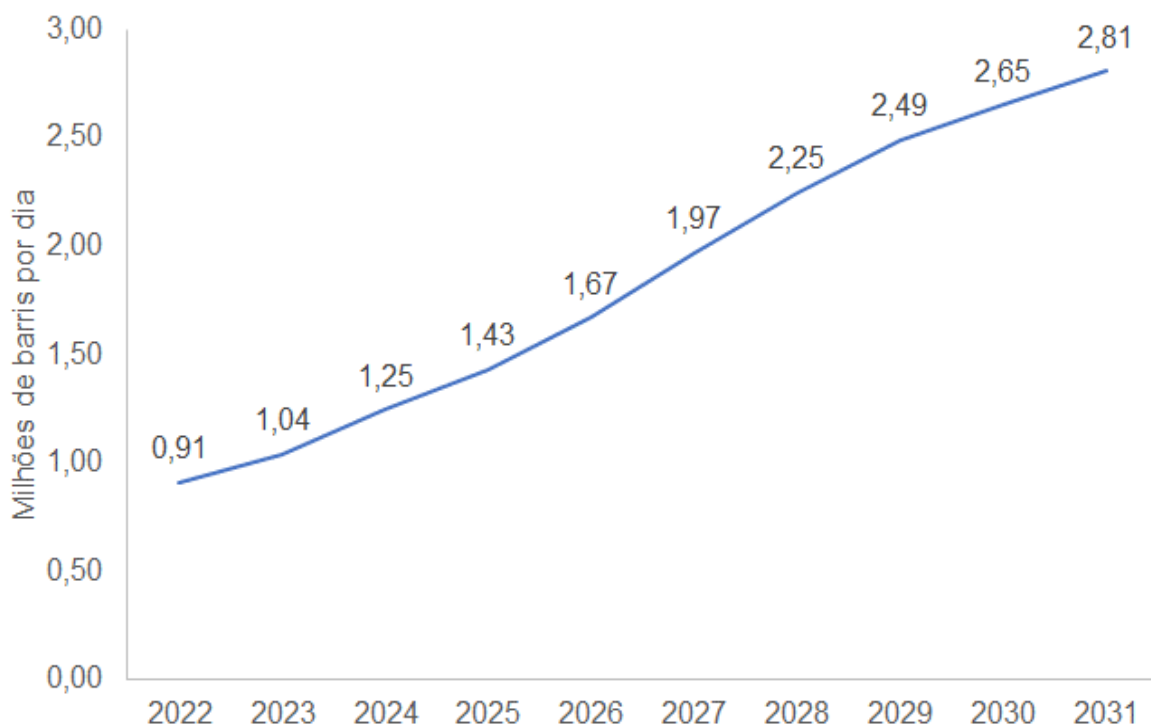
A parcela de 1,5 bilhão de barris pertencente à União representa apenas 22,4% da parcela dos investidores. A receita estimada pela PPSA para a União com a comercialização desse volume é de US\$ 116 bilhões.

Neste trabalho, será utilizada a curva de produção de petróleo para o regime de partilha apresentada na Figura III.14. De acordo com essa Figura, a produção de petróleo do regime de partilha em 2031 será de 54% da produção nacional, em vez de dois terços, como previsto pela PPSA. Assim, estimou-se que a receita da União decorrente da produção de petróleo sob esse regime será 19% inferior à estimada pela PPSA no período de 2022 a 2031, o que totaliza US\$ 94 bilhões.

Apesar do valor aparentemente elevado de US\$ 94 bilhões para a União, como assinalado, essa receita é proporcionalmente baixa em relação ao valor total da produção.

Segundo estimativas da PPSA, os royalties do regime de partilha de produção deverão gerar uma arrecadação de US\$ 92 bilhões de 2022 a 2031. Neste trabalho, considera-se que os royalties decorrentes da produção de petróleo sob esse regime serão 19% menores, o que corresponde a um valor de US\$ 74,8 bilhões.

Figura III.14: Curva de produção de petróleo para o regime de partilha



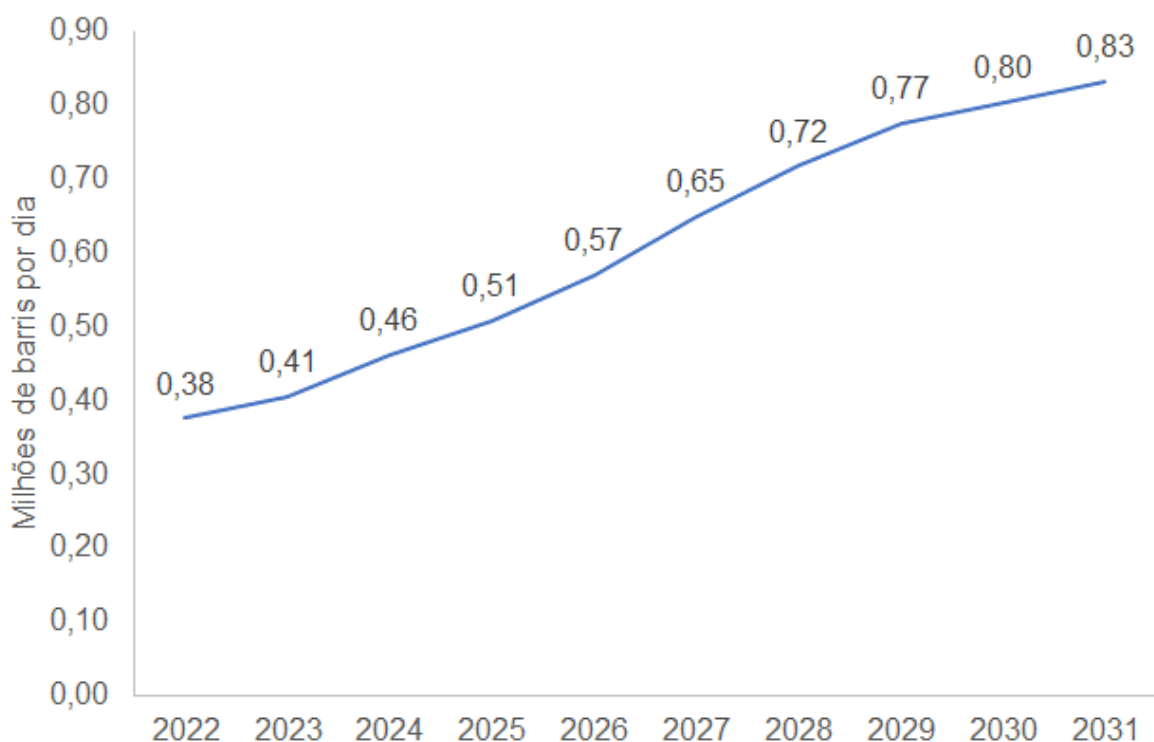
Fonte: Elaboração própria

As receitas de US\$ 74,8 bilhões de royalties do petróleo e de US\$ 94 bilhões decorrentes da comercialização de petróleo da União deverão ser aumentadas em 6% em razão da comercialização de gás natural. Assim, as receitas totais foram estimadas em US\$ 79,3 bilhões de royalties e US\$ 99,6 bilhões para o petróleo e gás natural da União. Desse modo, as receitas petrolíferas estatais do regime de partilha poderão ser de US\$ 178,9 bilhões no período de 2022 a 2031.

III.2 Cessão onerosa

No regime de cessão onerosa não há pagamento de participação especial nem há excedente em óleo da União, mas somente a cobrança de royalties a uma alíquota de 10%. Neste trabalho, será adotada a curva de produção de petróleo decorrente do regime de cessão onerosa apresentada na Figura III.15.

Figura III.15: Curva de produção de petróleo sob o regime de cessão onerosa



Fonte: Elaboração própria

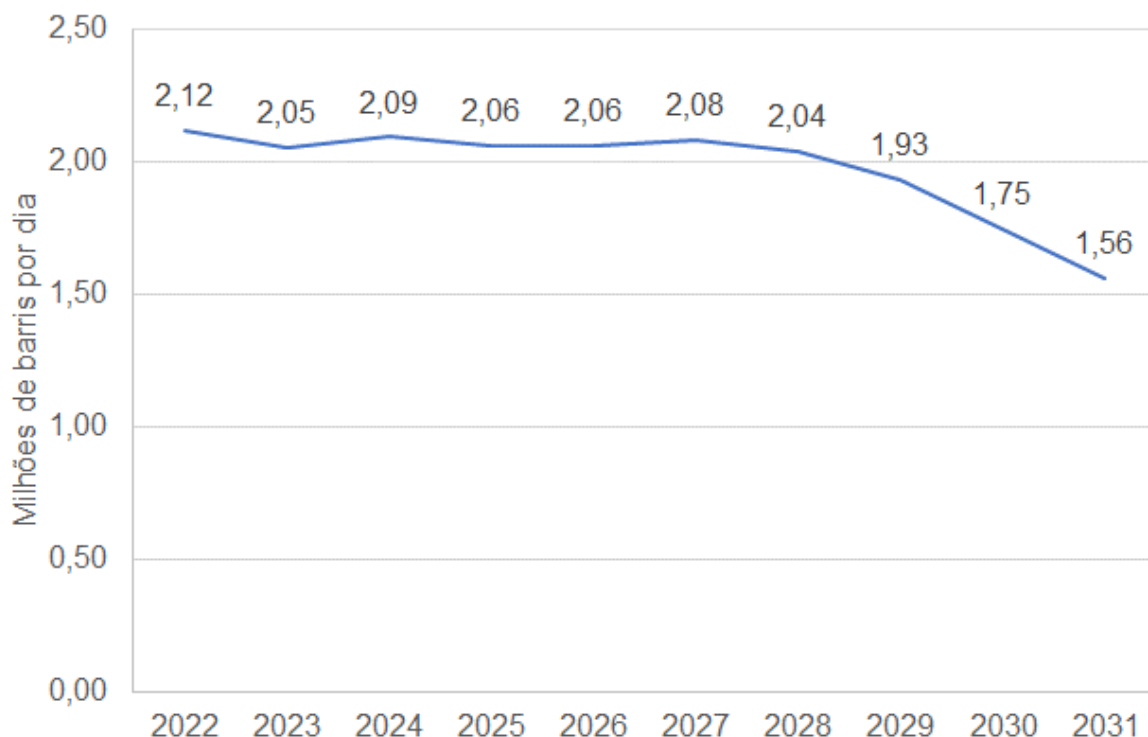
Estima-se que esse regime vai gerar, de 2022 a 2031, uma produção acumulada equivalente a 33% da produção acumulada sob o regime de partilha de produção. Estima-se o que o valor dos royalties do petróleo será de US\$ 16,3 bilhões. Adicionando-se a parcela dos royalties do gás natural, a receita total do regime de cessão onerosa poderá ser de apenas US\$ 17,3 bilhões.

III.3 Concessão

No regime de concessão, há pagamento de royalties a uma alíquota de 10% e pagamento de participação especial. Em grandes campos, como Tupi, a alíquota é da ordem de 36% aplicada sobre a receita líquida. Esse percentual é bem superior ao percentual de 23,24% de excedente em óleo da União referente ao campo de Búzios, onde estão localizados os poços mais produtivos do mundo.

Neste trabalho, será adotada a curva de produção de petróleo decorrente do regime de concessão apresentada na Figura III.16.

Figura III.16: Curva de produção de petróleo sob o regime de concessão



Fonte: Elaboração própria

Estima-se que o regime de concessão, de 2022 a 2031, vai gerar uma produção acumulada 7% maior que a produção acumulada sob o regime de partilha de produção. Como a alíquota de royalties do regime de concessão é, basicamente, de 10%, estima-se que o valor dos royalties será de US\$ 51,4 bilhões.

Em grandes campos, a receita de participação especial é maior que a receita de royalties no regime de concessão. Conservadoramente, estima-se que o valor arrecadado de participação especial será também de US\$ 51,4 bilhões.

A produção de gás natural poderá aumentar essas receitas em 6%. Desse modo, as receitas petrolíferas estatais de royalties poderão ser de US\$ 54,5 bilhões e de participação especial também de US\$ 54,5 bilhões, o que totaliza US\$ 109 bilhões de 2022 a 2031 sob o regime de concessão.

III.4 Estimativa de receitas

As receitas petrolíferas estatais estimadas neste trabalho para cada regime vão depender muito da cotação do Brent e dos efeitos dessa cotação sobre o valor da produção nacional. No PDE-2031, conforme mostrado na Figura III.9, a estimativa da cotação do Brent varia de US\$ 61 por barril, em 2022, para US\$ 79 por barril, em 2031. A Tabela III.4 apresenta estimativa dessas receitas para cada regime fiscal.

Tabela III.4: Estimativa de receitas petrolíferas estatais de 2022 a 2031

	Concessão (Bilhões de US\$)	Concessão (Bilhões de US\$)	Cessão onerosa (Bilhões de US\$)	Partilha de produção (Bilhões de US\$)
Royalties	54,5	54,5	17,3	79,3
Participação especial	54,5	54,5	-	-
Petróleo e gás da União	-	-	-	99,6
Total	109,0	109,0	17,3	178,9

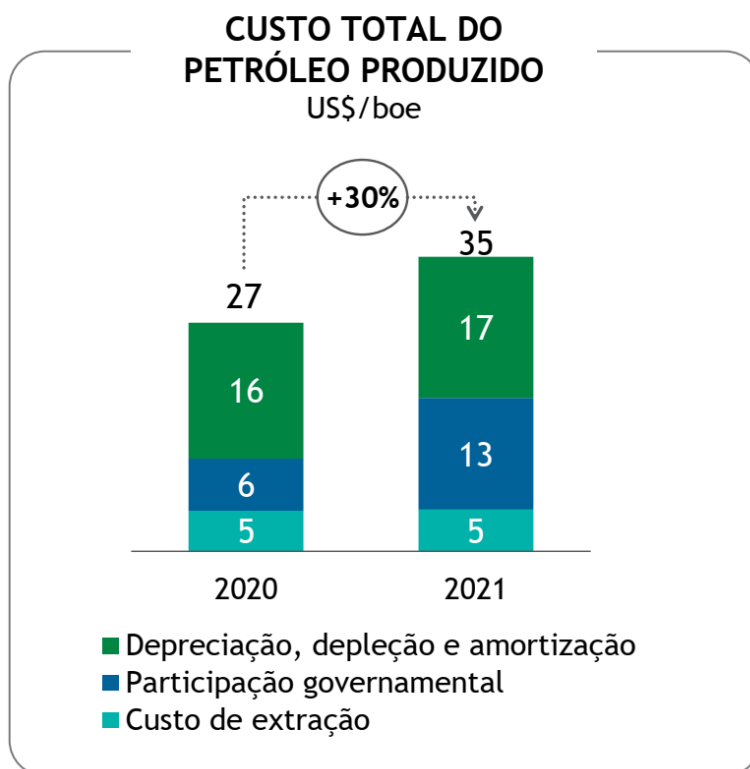
Fonte: Elaboração própria

A partir dos dados da Tabela III.4, estima-se que as receitas petrolíferas estatais poderão ser de US\$ 305,2 bilhões de 2022 a 2031, considerando-se as receitas decorrentes da produção também de gás natural. Excluídas essas receitas decorrentes da produção de gás natural, da ordem de 6% das receitas do petróleo, essa receita reduz-se para US\$ 287,9 bilhões.

Nesse período, prevê-se que haverá uma produção de 16,2 bilhões de barris de petróleo e que o valor total dessa produção será de US\$ 1,177 trilhão. Computando-se a produção de gás natural, o valor poderá ser de US\$ 1,248 trilhão. Desse modo, as receitas da União, Estados e Municípios mostradas na Tabela III.4 corresponderão a apenas 24,5% do valor total da produção de petróleo e gás natural.

Em 2021, o custo total do petróleo produzido pela Petrobrás foi de US\$ 22 por barril, como mostrado na Figura III.17, extraída do Webcast da Petrobrás de 24 de fevereiro de 2022. Esse valor é obtido subtraindo-se a participação governamental de US\$ 13 por barril do custo total do petróleo produzido de US\$ 35 por barril. Estima-se que esse será o custo médio tanto da estatal brasileira quanto das empresas petrolíferas internacionais.

Figura III.17: Custo total do petróleo produzido pela Petrobrás



Fonte: Petrobrás

Desse modo, o custo total para a produção de 16,2 bilhões de barris de petróleo será de US\$ 356,4 bilhões. Subtraindo-se esse valor da receita total acumulada da produção de petróleo de US\$ 1,177 trilhão, obtém-se uma receita líquida de US\$ 820,6 bilhões que será assim distribuído: US\$ 287,9 bilhões para o Estado brasileiro e US\$ 532,7 bilhões para as empresas petrolíferas.

Para o barril do Brent na faixa de US\$ 100, as receitas petrolíferas estatais, as receitas líquidas das empresas petrolíferas e o valor total da produção de petróleo, de 2022 a 2031, serão bem mais altas.

IV. LUCRATIVIDADE

Este capítulo tem por objetivo demonstrar que o segmento de Exploração e Produção (E&P), especialmente depois da descoberta do Pré-Sal, é extremamente rentável no Brasil. O segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) tem sido bem menos rentável que o segmento de E&P.

A Petrobrás é proprietária de cerca de 72,9% da produção petrolífera nacional; a estatal, como operadora, é responsável por mais de 90% dessa produção.

Segundo o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, de dezembro de 2021, a Petrobrás, como operadora, produziu 3,415 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d) de um total de 3,670 boe/d, o que representa 93,1% da produção nacional.

Isso ocorre em razão de a Petrobrás atuar como operadora em consórcios formados com empresas petrolíferas internacionais, principalmente no Pré-Sal. Assim, as parceiras da estatal apresentam lucratividades no segmento de E&P similares às da estatal.

Como a Petrobrás apresenta seus resultados financeiros com maior transparência que empresas internacionais, este trabalho utilizará os dados da estatal como parâmetro para discutir a lucratividade do setor.

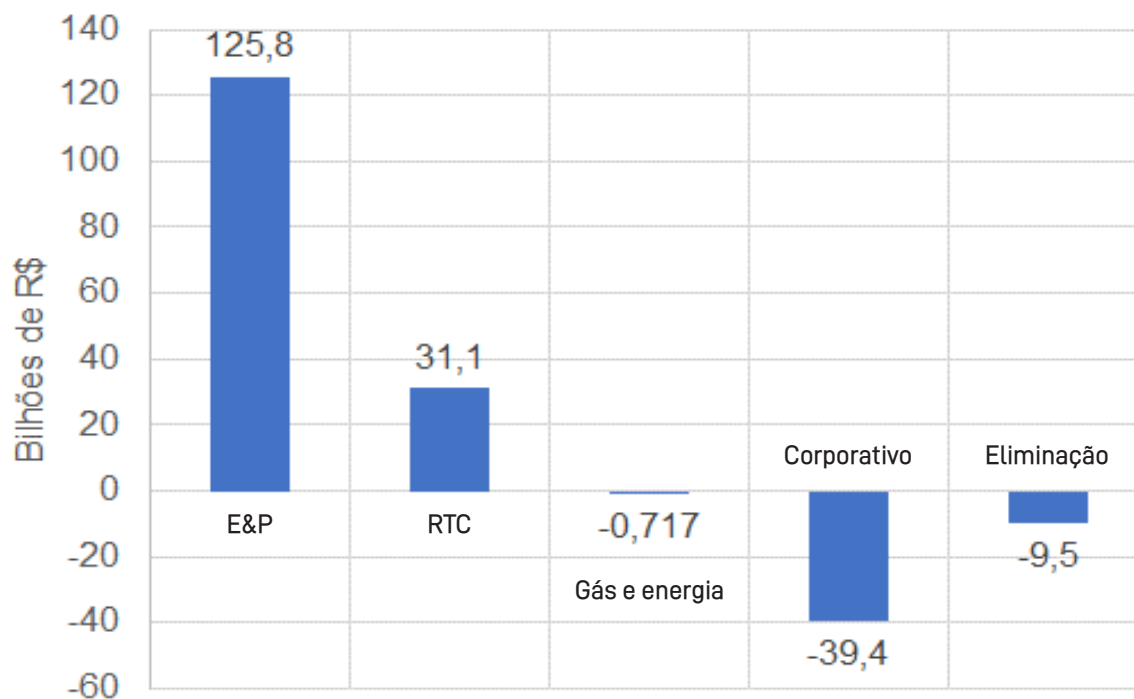
De acordo com o Relatório de Desempenho Financeiro da Petrobrás, em 2021, a receita de vendas da Petrobrás foi de R\$ 452,7 bilhões e o lucro líquido consolidado foi de R\$ 107,3 bilhões. A Figura IV.1 apresenta a composição do lucro consolidado da Petrobrás nesse ano, a partir da contribuição de cada segmento de negócio da empresa.

Nesse ano, o grande destaque foi o lucro líquido de R\$ 125,8 bilhões no segmento de E&P. Também importante foi o lucro líquido de R\$ 31,1 bilhões no segmento de RTC. Os outros segmentos apresentaram prejuízos.

Em 2021, o lucro bruto no segmento de E&P foi de R\$ 172,2 bilhões, conforme mostrado na Figura IV.2. O segmento E&P também apresentou um altíssimo EBITDA ajustado de R\$ 211,1 bilhões, com margem de 70%.

O RTC é outro importante segmento da Petrobrás, responsável pelas refinarias, seus respectivos ativos de logística e pela comercialização de derivados, como óleo diesel, gasolina e gás de cozinha (GLP).

Figura IV.1: Participação dos segmentos no Lucro – Acionistas da Petrobrás



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Petrobrás

Figura IV.2: Resultado da Petrobrás no segmento E&P

R\$ milhões	4T21	3T21	4T20	2021	2020
Receita de vendas	88.065	76.472	48.467	299.929	174.085
Lucro bruto	51.601	43.489	26.625	172.179	82.028
Despesas operacionais	3.182	19.572	24.312	17.458	(44.221)
Lucro (Prejuízo) operacional	54.783	63.061	50.937	189.637	37.807
Lucro (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	36.349	41.778	33.495	125.822	24.083
EBITDA ajustado do segmento	61.302	54.508	29.364	211.130	114.960
Margem do EBITDA do segmento (%)	70	71	61	70	66

Fonte: Petrobrás

Em 2021, o segmento RTC apresentou resultados contábeis bem inferiores ao segmento E&P. Conforme mostrado na Figura IV.3, o lucro operacional do segmento RTC foi de R\$ 39,5 bilhões. O segmento RTC apresentou EBITDA ajustado de R\$ 46,4 bilhões, com margem de 12%.

Figura IV.3: Resultado da Petrobrás no segmento RTC

R\$ milhões	4T21	3T21	4T20	2021	2020
Receita de vendas	117.499	107.188	65.163	401.756	241.966
Lucro bruto (Prejuízo)	12.661	11.642	6.615	48.151	19.751
Despesas operacionais	1.713	(5.396)	266	(8.621)	(15.455)
Lucro (Prejuízo) operacional	14.374	6.246	6.881	39.530	4.296
Lucro (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	9.785	5.465	5.109	31.083	862
EBITDA ajustado do segmento	12.471	9.438	6.495	46.412	12.271
Margem do EBITDA do segmento (%)	11	9	10	12	5

Fonte: Petrobrás

Esse relativamente bom resultado do segmento de RTC ocorre em razão de os investimentos da Petrobrás, principalmente em refino, já terem sido amortizados. Desse modo, o custo de refino da estatal em 2021 foi de apenas R\$ 8,94 por barril.

Os elevados lucros no segmento E&P explicam, de certa forma, porque a Petrobrás e as empresas petrolíferas internacionais estão concentrando suas operações na produção dos campos mais produtivos do mundo do Pré-Sal.

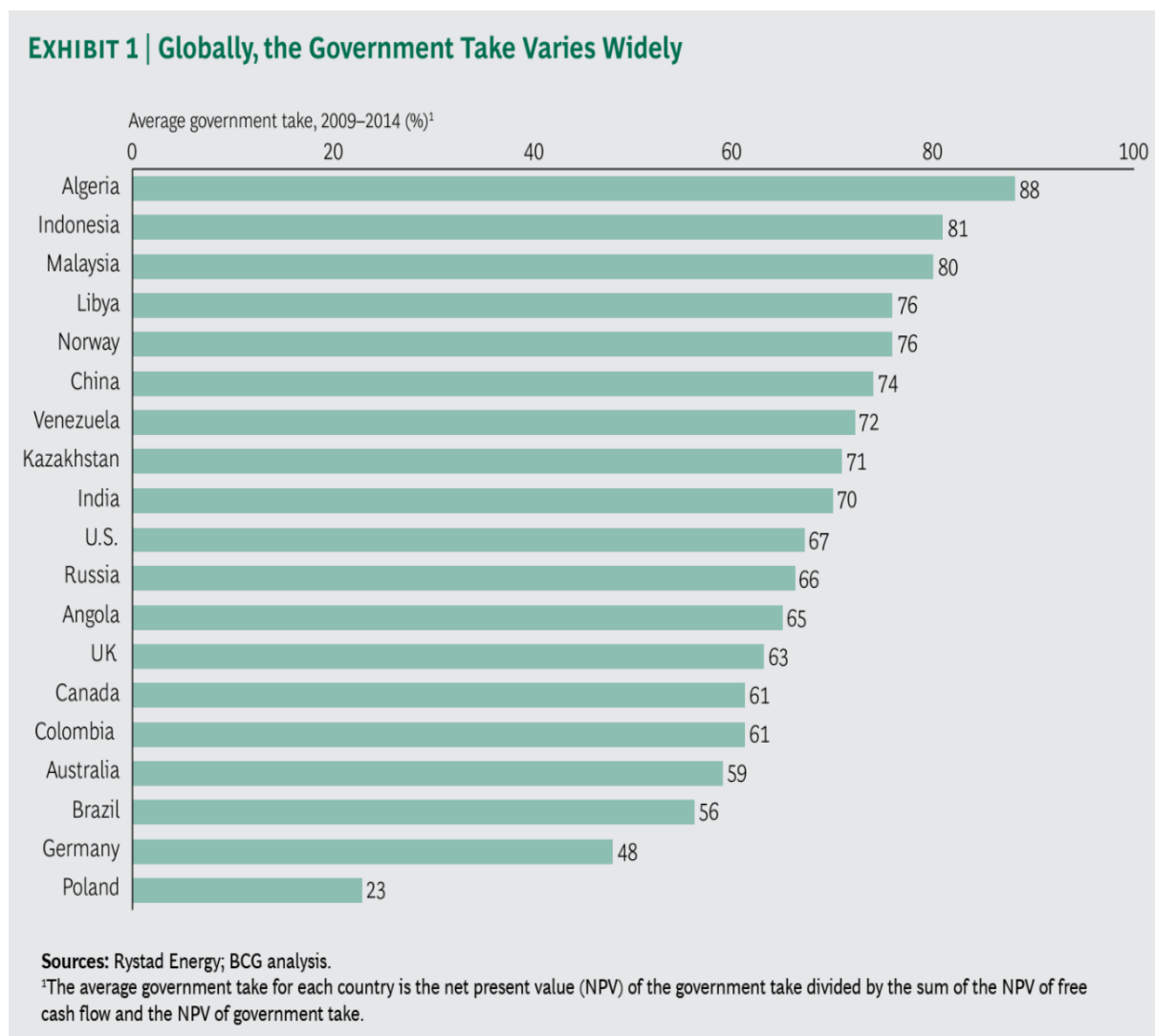
Recentemente, a estatal brasileira colocou à venda metade do seu parque de refino. Mas essa é uma visão equivocada, pois, no caso de baixos preços do petróleo, o segmento RTC garante importantes resultados para a Petrobrás, assim como outros segmentos da empresa. A verticalização da estatal é, de fato, fundamental para a sua resiliência financeira. Mas essa discussão não é o objetivo deste trabalho.

No cenário de altos preços do petróleo, é o segmento de E&P que deveria gerar grandes receitas para o Estado brasileiro, de modo a reduzir e estabilizar os preços dos combustíveis pagos pelos consumidores. Isso poderia ocorrer tanto pela redução dos tributos pagos pelo consumidor brasileiro quanto por subvenções econômicas para quem refina e importa derivados.

A baixa participação governamental no Brasil é, de fato, a principal deficiência do modelo brasileiro. Essa participação é especialmente baixa quando comparada a de outros países

produtores de petróleo. A Figura IV.4 mostra a posição relativa do País, extraída do artigo de Martén, Whittaker e Bourio (2015).

Figura IV.4: Participação governamental média em vários países



Nos Estados Unidos, onde a produção interna é extremamente incentivada, a participação governamental média de 2009 a 2014 foi de 67%; na Noruega, foi de 76%. Na Arábia Saudita, em razão do monopólio estatal do petróleo, a participação governamental é próxima de 100%. No Brasil, entretanto, essa participação foi de apenas 56% nesse período.

Essa baixa participação governamental no Brasil é mais grave, ainda, em razão da elevada lucratividade da província petrolífera do Pré-Sal. Como já mencionado, nessa província, estão localizados os poços mais produtivos do mundo; mais produtivos do que na Arábia Saudita, conforme mostrado na Figura III.6.

Em seu Relatório Fiscal de 2021, a Petrobrás informou que pagou R\$ 202,9 bilhões de tributos e participações governamentais, o que não é verdadeiro. Desse total, R\$ 101,5 bilhões correspondem a tributos próprios de suas operações; R\$ 54,4 bilhões em participações governamentais (royalties e participação especial) e R\$ 46,7 bilhões em tributos retidos de terceiros.

A principal parcela desse total de R\$ 202,9 foi o ICMS (tributo estadual) próprio de R\$ 61,0 bilhões e por substituição tributária de R\$ 32,5 bilhões. No entanto, esse total de R\$ R\$ 93,5 bilhões foi realmente pago pelo consumidor brasileiro quando da compra do combustível; a Petrobrás apenas recolheu esse tributo.

A Petrobrás também informou que pagou R\$ 23,5 bilhões de PIS/COFINS e R\$ 1,5 bilhão de CIDE – Combustíveis, o que não é verdade. Esse valor total de R\$ 25 bilhões foi realmente pago pelo consumidor brasileiro; a estatal apenas recolheu esses tributos. A Figura IV.5 mostra os tributos próprios recolhidos pela Petrobrás.

Figura IV.5: Tributos próprios recolhidos pela Petrobrás (Bilhões de R\$)

ICMS	61,0
PIS / COFINS	23,5
IPRJ / CSLL	10,4
Contribuições Previdenciárias	3,4
Outros Impostos e Contribuições	1,8
CIDE	1,5
Total	101,5

Fonte: Petrobrás

Dentre os tributos recolhidos pela Petrobrás, o Imposto sobre a Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) foram efetivamente pagos pela estatal e totalizaram R\$ 10,4 bilhões. Em 2021, as "Contribuições Previdenciárias" foram de R\$ 3,4 bilhões e os "Outros Impostos e Contribuições" foram de R\$ 1,8 bilhão.

Em 2021, também foram efetivamente pagos pela Petrobrás royalties de R\$ 29,7 bilhões e participação especial de R\$ 24,7 bilhões. Dessa forma, a Petrobrás pagou participações governamentais de R\$ 54,4, a título de royalties e participação especial, e de R\$ 10,4 bilhões, a título de tributos sobre a renda, o que totalizou R\$ 64,8 bilhões.

De acordo com o Relatório de Produção e Vendas da Petrobrás de 2021, a produção realizada de óleo e líquidos de gás natural foi de 2,22 milhões de barris por dia, a produção de gás comercial foi de 0,24 milhão de barris de óleo equivalente por dia e a produção de gás total foi de 0,55 milhão de barris de óleo equivalente por dia.

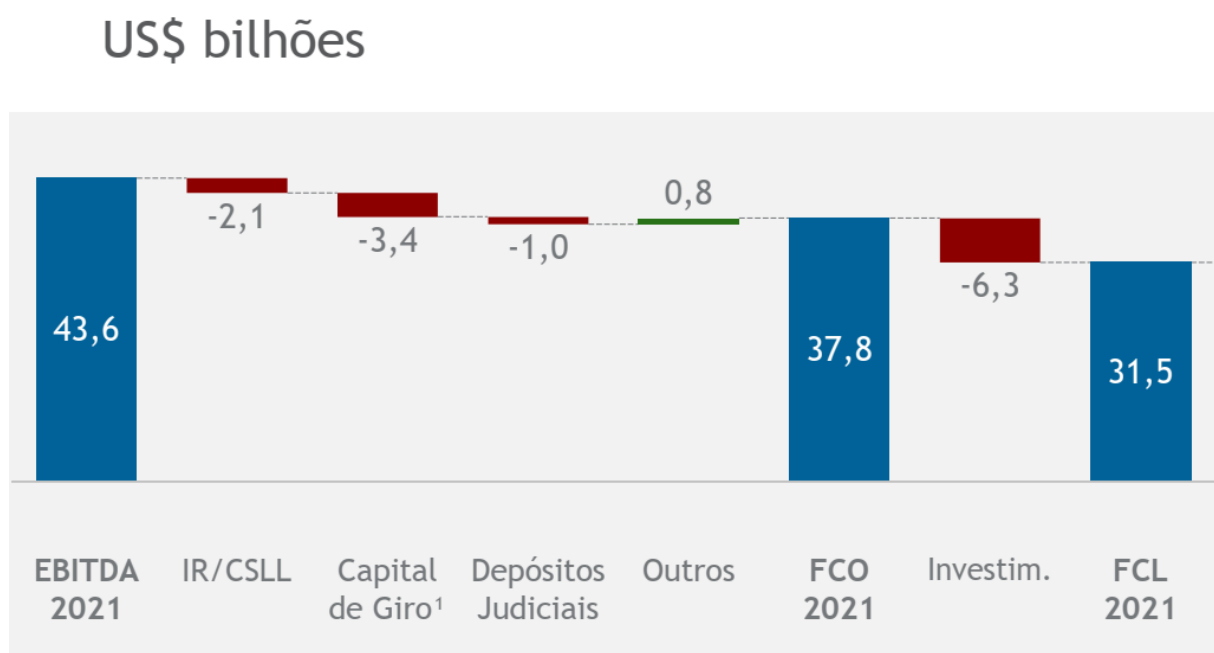
De acordo com o Relatório de Desempenho Financeiro da Petrobrás, em 2021, o preço médio de venda do petróleo foi de US\$ 67,48 por barril. Como o custo total de produção de petróleo, sem participação governamental, foi de US\$ 22 por barril, a receita líquida de produção foi de US\$ 45,48 por barril.

Para uma produção de 810,3 milhões de barris de petróleo em 2021, a receita líquida de produção foi de US\$ 36,8 bilhões. Para a taxa de câmbio média nesse ano de 5,40 reais por dólar americano, a receita líquida com a venda do petróleo foi de R\$ 198,7 bilhões, sem considerar o pagamento das participações governamentais e tributos sobre a renda.

Como a Petrobrás pagou participações governamentais e tributos sobre a renda de R\$ 64,8 bilhões, a receita líquida da Petrobrás foi de R\$ 133,6 bilhões.

Essa receita líquida da Petrobrás de R\$ 133,6 bilhões ou de US\$ 24,7 bilhões decorrente da venda de petróleo é compatível com o EBITDA 2021, fluxo de caixa operacional (FCO 2021) e com o fluxo de caixa livre (FCL 2021) da empresa como um todo mostrado na Figura IV.6, extraída do Webcast da Petrobrás de 24 de fevereiro de 2022.

Figura IV.6: EBITDA, FCO e FCL da Petrobrás em 2021



Fonte: Petrobrás

Conforme mostrado na Figura IV.6, depois de pago o IRPJ e a CSLL de US\$ 2,1 bilhões, o FCO 2021 da Petrobrás foi de US\$ 37,8 bilhões. Excluído o total investido de US\$ 6,3 bilhões, o FCL 2021 da estatal foi de US\$ 31,5 bilhões.

Pode-se inferir, então, que a participação governamental efetivamente paga pela estatal em 2021 foi de 32,6%, que corresponde a R\$ 64,8 bilhões dividido por R\$ 198,7 bilhões. Esse valor de R\$ 64,8 bilhões de participação governamental foi obtido utilizando-se a mesma metodologia de cálculo de Martén, Whittaker e Bourio (2015), que inclui os pagamentos de royalties, tributos sobre a renda e repartição do lucro; no Brasil, não há taxas de serviço.

Para fins de cálculo de participação especial, os tributos sobre a renda foram o IRPJ e a CSLL e a repartição do lucro foi a participação especial. Neste trabalho, não foi incluído o pagamento de bônus de assinatura. Em 2021, os principais campos produtores do Brasil foram Tupi, Búzios, Sapinhoá, Jubarte e Roncador. No caso desses campos, os bônus de assinatura foram baixos e com pequeno impacto na participação governamental.

Se forem considerados os dividendos pagos à União e aos entes federais de R\$ 27,1 bilhões, a participação governamental chega a 46,3%. Ocorre que esses dividendos foram excepcionalmente altos nesse ano e decorrem, principalmente, dos baixos investimentos e dos desinvestimentos. Em 2021, a Petrobrás recebeu R\$ 25,5 bilhões pela venda de ativos. São, então, dividendos contrários ao interesse público.

Fica demonstrado, então, que o segmento de E&P da Petrobrás apresentou altíssima rentabilidade para um Brent médio de US\$ 70,73 em 2021 e que a participação governamental no Brasil foi muito baixa.

Essa altíssima rentabilidade da Petrobrás e o baixo pagamento de participação governamental não são exclusivos da estatal brasileira. Nos anos de 2018, 2019 e 2020, foi muito baixo o pagamento de IRPJ e de CSLL por empresas petrolíferas internacionais, apesar da alta rentabilidade dos campos do Pré-Sal onde muitas delas atuam em parceria com a estatal brasileira, como Tupi e Sapinhoá, localizados na província petrolífera do Pré-Sal.

A Tabela IV.1 apresenta a produção de petróleo e gás natural das cinco maiores empresas petrolíferas internacionais que constam entre as mil maiores empresas do Brasil, segundo levantamento feito pelo Jornal Valor Econômico nos anos de 2018⁴, 2019⁵ e 2020⁶.

4 Disponível em www.valor.com.br/valor1000/2019/ranking1000maiores. Acesso em 4 de outubro de 2019.

5 Disponível em www.valor.com.br/valor1000/2020/ranking1000maiores. Acesso em 4 de outubro de 2019.

6 Disponível em www.especial.valor.com.br/valor1000/2021/ranking1000maiores. Acesso em 4 de março de 2022.

Conforme mostrado na Tabela IV.1, a Shell Brasil Ltda (Shell) e a Petrogal Brasil S.A. (Petrogal) foram as duas empresas petrolíferas internacionais de maior produção no Brasil nos anos de 2018, 2019 e 2020.

A Tabela IV.2 apresenta o lucro/prejuízo líquido das empresas mostradas na Tabela IV.1.

Tabela IV.1: Produção de grandes empresas internacionais

Empresa	Petróleo (milhões de barris)			Produção de gás natural (milhões de m ³)		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020
Shell Brasil Ltda	119	128	133	4.758	5.162	5.401
Petrogal Brasil S.A.	31	35	38	1.365	1.490	1.612
Repsol Sinopec S.A.	27	25	24	1.043	1.042	1.018
Equinor Brasil Energia Ltda e Equinor Energy	13	28	17	24	430	395
Total E&P do Brasil Ltda	7	6	12,8	295	304	395
Total	199	222	225	7.486	8.428	8.821

Fonte: Elaboração própria a partir dos anuários estatísticos da ANP

Tabela IV.2: Lucro líquido de empresas estrangeiras

Empresa	Receita líquida (R\$ milhões)	Lucro líquido (R\$ milhões)	Receita líquida (R\$ milhões)	Lucro líquido (R\$ milhões)	Receita líquida (R\$ milhões)	Lucro líquido (R\$ milhões)
	2018	2018	2019	2019	2020	2020
Shell Brasil Ltda	28.334	-1.230	32.375	262	26.118	-6.003
Petrogal Brasil S.A.	8.056	964	8.054	1.151	7.951	-245
Repsol Sinopec S.A.	6.708	2.076	5.830	1.846	4.578	491
Equinor Brasil Energia Ltda	2.845	387	2.527	-615	739	-3.081
Total E&P do Brasil Ltda	1.462	-245	ND	ND	ND	ND

*Fonte: elaboração própria a partir de dados do Valor1000
(Publicado pelo Valor Econômico)*

Grande parte da produção da Shell ocorre nos campos de Tupi e Sapinhoá. A participação da Shell no campo de Tupi é de 25%, enquanto a da Petrogal é de 10%. Em Sapinhoá, a participação da Shell é de 30%, enquanto a da Repsol Sinopec S.A é de 25%. A Petrobrás é a operadora de Tupi e Sapinhoá, com participação, respectivamente, de 65% e 45%.

Os altamente rentáveis campos de Tupi e Sapinhoá apresentaram elevadas receitas líquidas de produção, que geraram importantes pagamentos de participação especial. A Tabela IV.3 apresenta os dados do campo de Tupi.

Tabela IV.3: Dados de produção e rentabilidade do campo de Tupi

	2018	2019	2020	Total
Produção (milhões de barris)	315,1	345,3	349,0	1009,4
Receita líquida de produção (Bilhões de R\$)	55,366	58,426	44,815	158,607
Participação especial (Bilhões de R\$)	20,354	21,760	16,610	58,724
Receita líquida depois do pagamento de participação especial e royalties (Bilhões de R\$)	35,012	36,666	28,205	99,883

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANP e do Valor1000

Conforme mostrado na Tabela IV.3, foram muito altas as receitas líquidas de produção do campo de Tupi depois do pagamento de royalties e de participação especial. Em 2018, 2019 e 2020, a rentabilidade desse campo foi de R\$ 99,883 bilhões.

Como a Shell tem 25% de participação nesse campo, a rentabilidade da empresa apenas em Tupi foi de R\$ 24,998 bilhões. Se fosse aplicada a alíquota dos tributos sobre a renda de IRPJ e CSLL de 34%, o pagamento teria sido de R\$ 8,499 bilhões. Apesar dessa altíssima rentabilidade, a Shell apresentou um prejuízo acumulado de R\$ 6,971 bilhões nesse período.

Em suma, a rentabilidade das empresas petrolíferas é muito alta nos grandes campos do Pré-Sal. Apesar disso, é baixa a participação governamental nesses campos, especialmente dos tributos sobre a renda.

V. CARGA TRIBUTÁRIA E TRANSPARÊNCIA

Como já mencionado, a Petrobrás é responsável, como operadora, por mais de 90% da produção petrolífera nacional e proprietária de mais de 70% dessa produção. Assim sendo, o pagamento de participações governamentais pela estatal é fundamental para a compreensão da carga tributária no Brasil.

É importante registrar a os dados da Petrobrás são mais transparentes que de outras empresas petrolíferas internacionais, muitas delas estabelecidas como sociedades de responsabilidade limitada.

Em 2019, a Petrobrás passou a publicar seu relatório fiscal anual. Outras empresas não apresentam seus pagamentos de tributos e participações governamentais de forma tão clara.

Para demonstrar a carga tributária do setor de petróleo e gás natural, este trabalho utilizará os Relatórios Fiscais da Petrobrás de 2019, 2020 e 2021. Nesses Relatórios, a estatal separa os tributos próprios, os tributos de terceiros e as participações governamentais. A Figura V.1 mostra os tributos próprios recolhidos pela estatal.

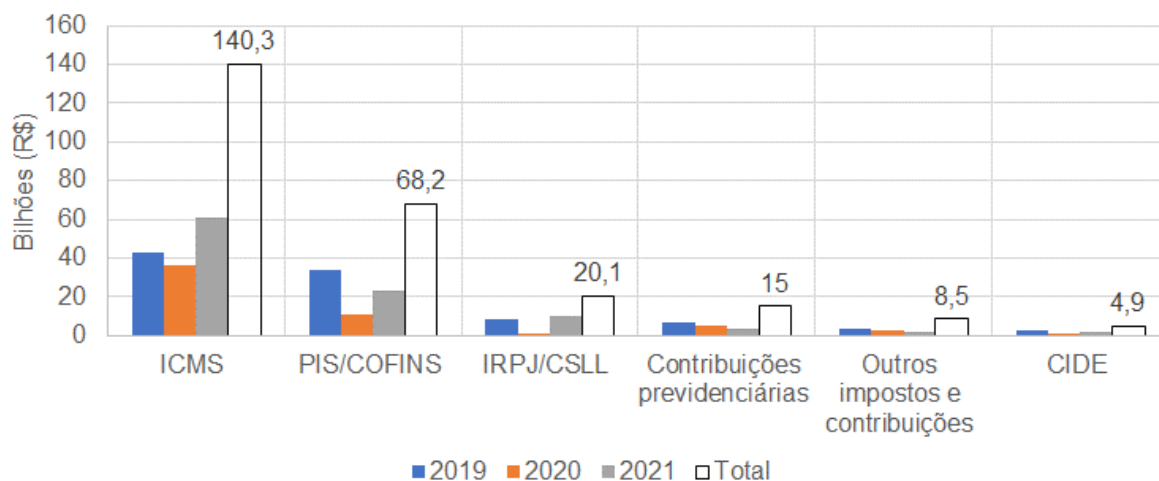
Figura V.1: Tributos próprios recolhidos pela Petrobrás

2019		2020		2021	
ICMS	42,6	ICMS	36,6	ICMS	61,0
PIS/COFINS	33,9	PIS / COFINS	10,8	PIS / COFINS	23,5
IRPJ/CSLL	8,8	Contribuições previdenciárias	5,1	IPRJ / CSLL	10,4
Contribuições previdenciárias	6,5	Outros Impostos e Contribuições	2,8	Contribuições Previdenciárias	3,4
Outros impostos e contribuições	3,9	CIDE	1,1	Outros Impostos e Contribuições	1,8
CIDE	2,3	IRPJ / CSLL	0,9	CIDE	1,5

Fonte: Petrobrás

Os dados apresentados na Figura V.1 podem ser mais bem visualizados pela forma gráfica apresentada da Figura V.2. Nessa forma gráfica, as três primeiras colunas cheias apresentam o recolhimento nos anos 2019, 2020 e 2021. A coluna vazia apresenta o total recolhido de cada tributo em cada um desses anos.

Figura V.2: Apresentação gráfica dos tributos próprios recolhidos pela Petrobrás



Fonte: elaboração própria a partir de dados da Petrobrás

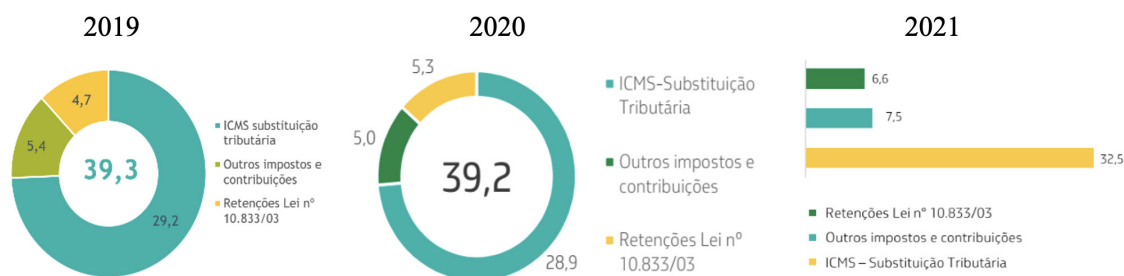
Conforme mostrado na Figura V.2, o ICMS próprio de R\$ 140,3 bilhões e o PIS/COFINS de R\$ 68,2 bilhões foram os principais tributos recolhidos pela Petrobrás.

Erroneamente, a estatal menciona nos seus relatórios que o ICMS próprio e a CIDE – Combustíveis são pagos pela empresa. Na realidade, esses tributos são pagos pelos consumidores; a Petrobrás apenas recolhe esses tributos. Os principais tributos próprios efetivamente pagos integralmente pela estatal são o IRPJ/CSLL de R\$ 20,1 bilhões.

Os tributos de terceiros são os cobrados dos clientes a título de substituição tributária e os retidos dos fornecedores e empregados da Petrobrás. Esses tributos são repassados aos cofres públicos municipais, estaduais ou federais por imposição legal. Os tributos de terceiros retidos pela Petrobrás são apresentados na Figura V.3.

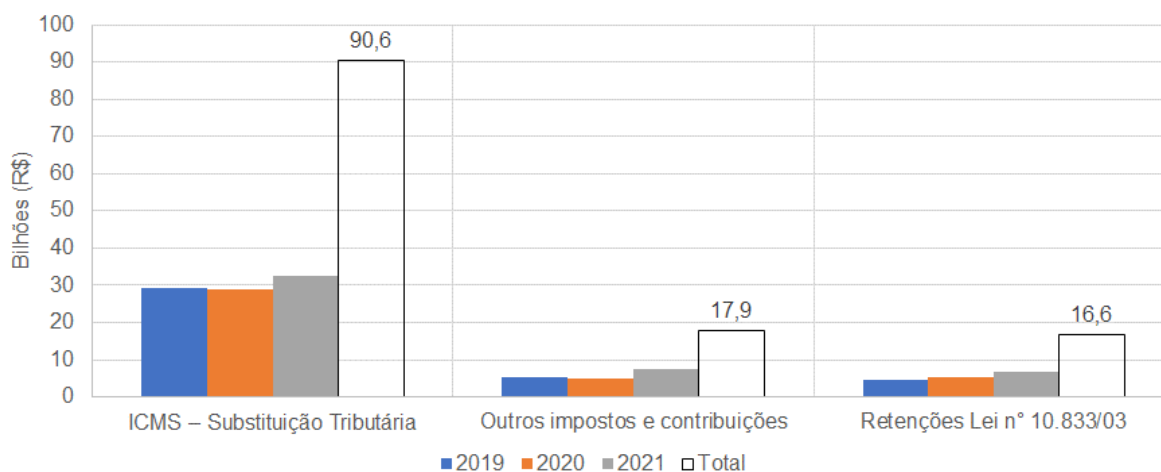
Os dados apresentados na Figura V.3 podem ser mais bem visualizados pela forma gráfica apresentada da Figura V.4. Nessa forma gráfica, as três primeiras colunas cheias apresentam o recolhimento nos anos 2019, 2020 e 2021. A coluna vazia apresenta o total recolhido de cada tributo em cada um desses anos.

Figura V.3: Tributos retidos de terceiros pela Petrobrás (R\$ bilhões)



Fonte: Petrobrás

Figura V.4: Apresentação gráfica dos tributos de terceiros recolhidos pela Petrobrás



Fonte: elaboração própria a partir de dados da Petrobrás

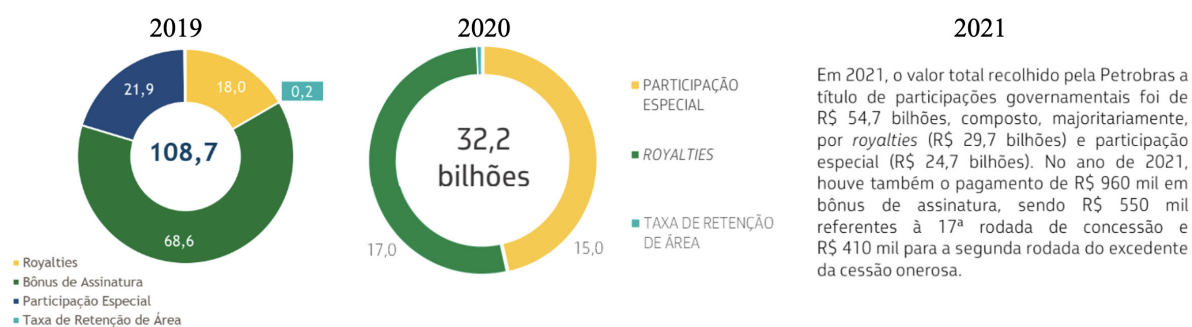
Conforme mostrado na Figura V.4, o ICMS – Substituição Tributária de R\$ 90,6 bilhões, recolhido nos anos 2019, 2020 e 2021, foi o principal tributo de terceiro recolhido pela Petrobrás. Os Outros Impostos e Contribuições foram de apenas R\$ 17,9 bilhões, enquanto as “Retenções Lei nº 10.833/03” foram de somente R\$ 16,6 bilhões.

A Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, atribui às pessoas jurídicas tomadoras de “serviços profissionais” prestados por outras pessoas jurídicas a responsabilidade pela retenção e recolhimento da contribuição para o PIS, da COFINS e da CSLL.

Também erroneamente, a estatal menciona nos seus relatórios que os tributos retidos de terceiros são pagos pela empresa. Na realidade, grande parte desses tributos são pagos por terceiros; a Petrobrás apenas recolhe esses tributos.

As participações governamentais de 2019 a 2021, mostradas na Figura V.5, foram, de fato, pagas pela Petrobrás.

Figura V.5: Participações governamentais pagas pela Petrobrás (R\$ bilhões)



Fonte: Petrobrás

Os principais itens de pagamento de participações governamentais foram royalties, participação especial e bônus de assinatura. Os valores de taxa de retenção de área são baixíssimos.

O ano de 2019 foi atípico em razão do pagamento de elevado bônus de assinatura de R\$ 68,6 bilhões, com destaque para as licitações do excedente da cessão onerosa dos campos de Búzios (R\$ 61,4 bilhões) e de Itapu (R\$ 1,7 bilhões), além dos bônus da 6ª Rodada de Partilha de Produção e da 16ª Rodada de Concessão (R\$ 5,5 bilhões).

O alto valor do bônus de assinatura do campo de Búzios tem graves consequências para as receitas estatais futuras, pois, em razão desse alto bônus, foi de apenas 23,24% o excedente em óleo da União.

É importante registrar, ainda, que o pagamento efetivo desse bônus foi menor, pois na mesma data do pagamento dos bônus de Búzios e Itapu, a Petrobrás recebeu R\$ 34,1 bilhões a título de ressarcimento decorrente da revisão do contrato da cessão onerosa.

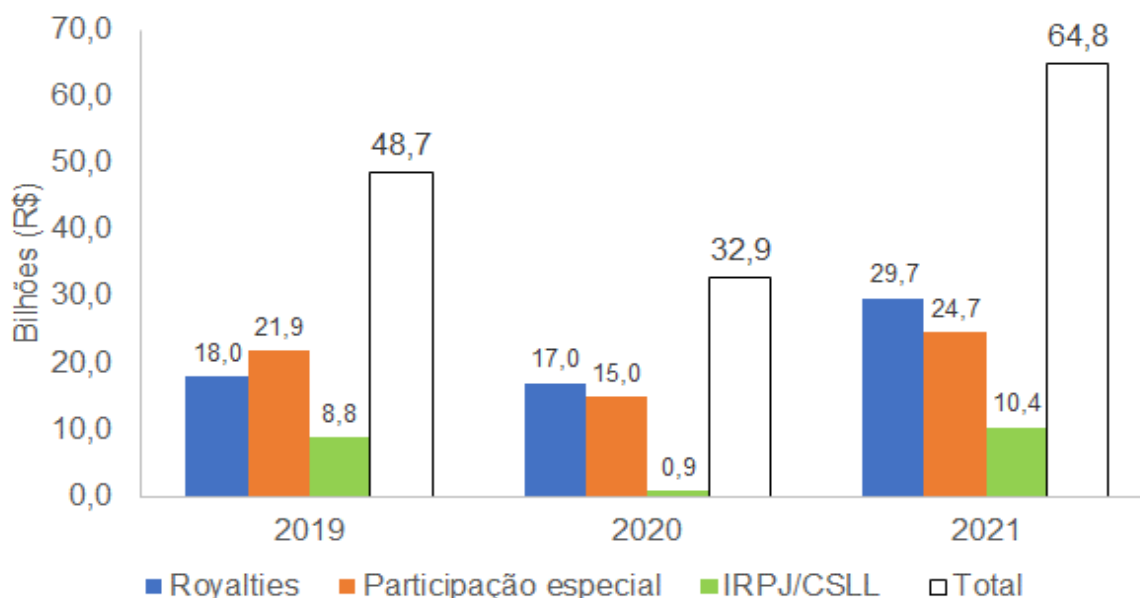
Além disso, será computado como custo em óleo o valor de US\$ 29,4 bilhões pago pelos vencedores das licitações à Petrobrás pelo acordo de coparticipação de Búzios. Como 80% do custo em óleo poderá ser recuperado por esses vencedores e como 15% será recuperado

pelo pagamento de royalties, sobraram apenas 5% de excedente em óleo para ser partilhado entre os contratados e a União. Isso significa que a parcela da União poderá ser de apenas 5% de 23,24%.

Em suma, serão baixas as receitas públicas correntes de Búzios, o mais produtivo e maior campo do mundo em águas profundas.

As participações governamentais importantes são, de fato, os royalties e participação especial. O pagamento dessas participações e do IRPJ/CSLL pode ser bem visualizado pela forma gráfica apresentada da Figura V.6. Nessa forma gráfica, as três primeiras colunas cheias apresentam o pagamento nos anos 2019, 2020 e 2021. A coluna vazia apresenta a soma dos royalties, participação especial e IRPJ/CSLL em cada um desses anos.

Figura V.6: Pagamento de royalties, participação especial e IRPJ/CSLL



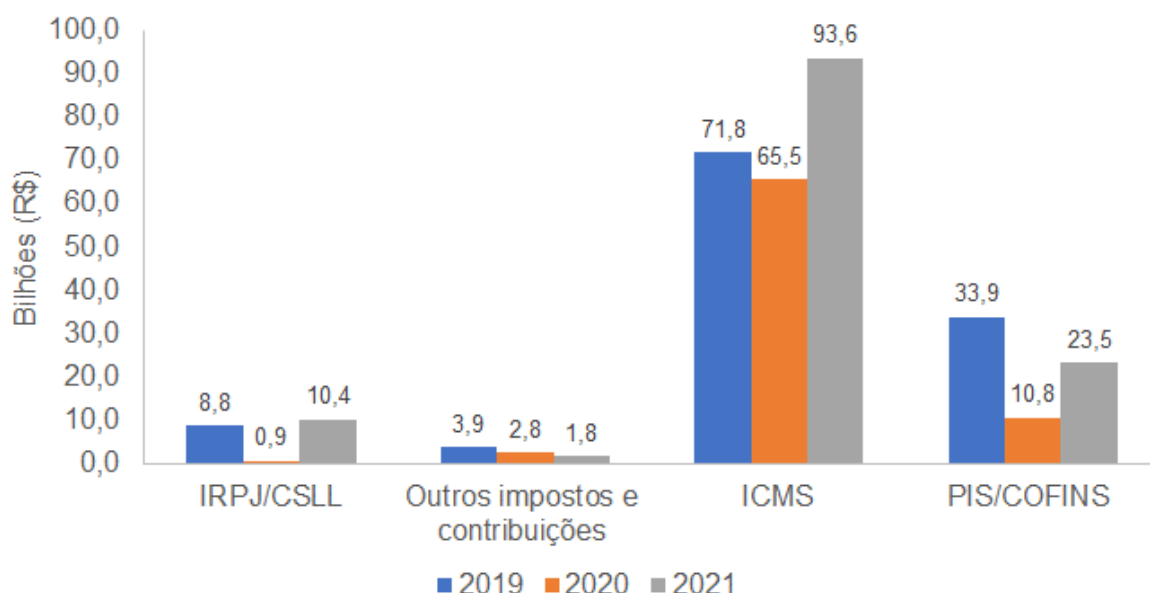
Fonte: elaboração própria a partir de dados da Petrobrás

A Figura V.6 evidencia que os royalties e participação especial são os itens mais importantes das receitas petrolíferas estatais pagas pela Petrobrás. O valor pago de IRPJ/CSLL foi muito inferior àquele referente a essas participações governamentais.

De 2019 a 2021, foram pagos R\$ 126,3 bilhões a título de royalties e participação especial. Os pagamentos efetivos de IRPJ/CSLL foram de apenas R\$ 20,1 bilhões nesse mesmo período.

A Figura V.7 permite que se faça uma comparação entre os pagamentos de tributos feitos, de fato, pela Petrobrás e o ICMS próprio e de terceiros e PIS/COFINS recolhidos pela Petrobrás, mas que são pagos principalmente pelos consumidores.

Figura V.7: Tributos sobre a renda e tributos sobre consumo



Fonte: elaboração própria a partir de dados da Petrobrás

Conforme apresentado na Figura V.7, de 2019 a 2021, os tributos sobre consumo foram muito mais elevados que os tributos sobre a renda e os outros tributos e contribuições. Nesse período, o ICMS, tributo estadual, e PIS/COFINS, tributos federais, totalizaram R\$ 299,1 bilhões, enquanto o IRPJ/CSLL e Outros Impostos e Contribuições totalizaram apenas R\$ 28,6 bilhões.

O preço pago pelos consumidores de combustíveis é fortemente influenciado pelo ICMS e PIS/COFINS. No caso da gasolina, há também o pagamento de CIDE – Combustíveis pelos consumidores.

O ICMS incide sobre o preço cobrado do consumidor, incluindo todos os tributos, inclusive o próprio ICMS. No caso do PIS/COFINS e CIDE – Combustíveis, são cobrados valores fixos por volume ou peso, independentemente do preço ao consumidor da gasolina, do diesel ou do GLP.

Apresenta-se, a seguir, a composição do preço final da gasolina, do óleo diesel e do gás liquefeito de petróleo (GLP ou gás de cozinha).

A gasolina vendida nos postos é resultado da mistura de 73% da gasolina tipo "A", e 27% de etanol anidro, biocombustível produzido a partir da cana-de-açúcar no Brasil. A mistura resultante é a gasolina tipo "C", popularmente chamada apenas de gasolina.

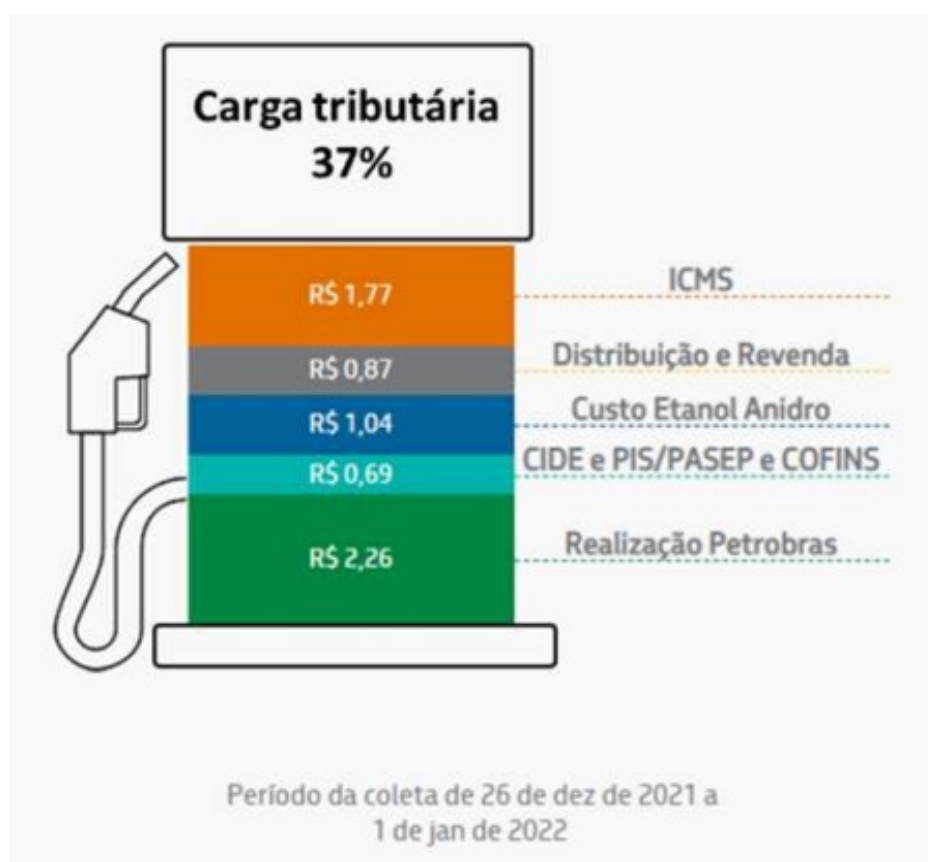
As companhias distribuidoras compram a gasolina A da Petrobrás e de seus concorrentes, e são responsáveis pela aquisição do etanol anidro diretamente das usinas produtoras e pela mistura para obtenção do combustível vendido nos postos revendedores.

Dessa maneira, no preço que o consumidor paga na bomba inclui o preço de realização da Petrobrás ou de outro produtor ou importador, o custo do etanol, os custos e as margens de comercialização das distribuidoras e dos postos revendedores, bem como todos os tributos devidos.

Os tributos respondem por grande parte do preço final dos combustíveis: o ICMS próprio, o ICMS – Substituição Tributária, o PIS/COFINS e a CIDE – Combustíveis.

A Figura V.8 mostra os componentes do preço e a carga tributária da gasolina cobrada na bomba.

Figura V.8: Composição do preço da gasolina



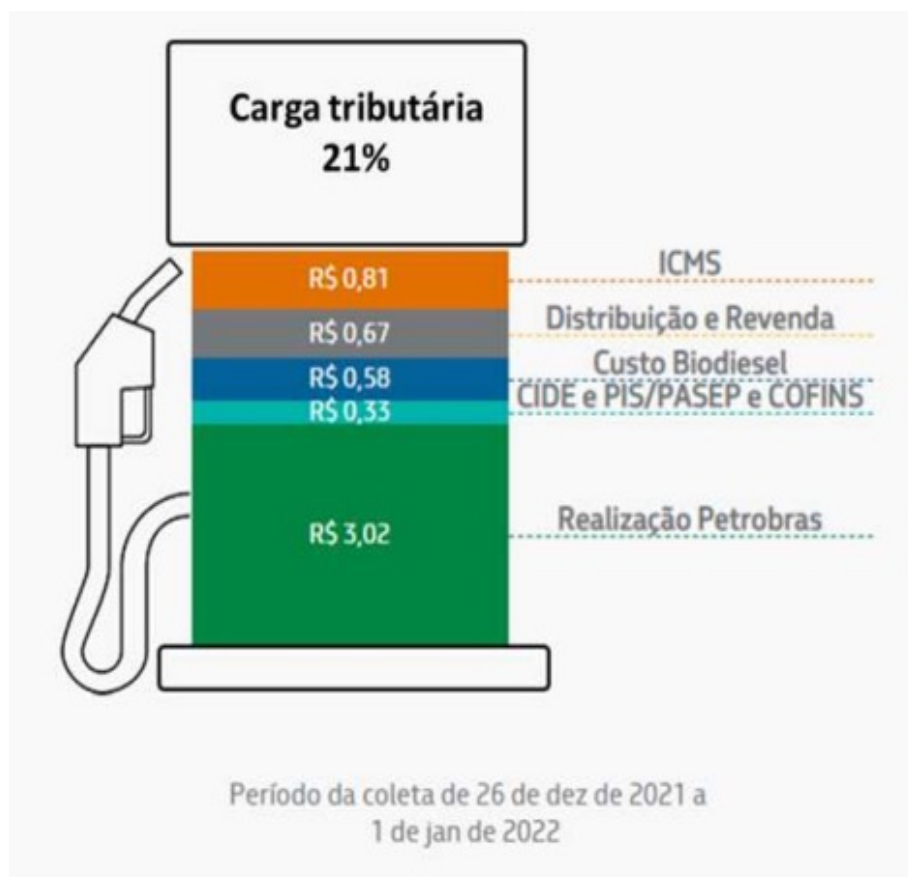
Fonte: Petrobrás

No caso do óleo diesel, as distribuidoras de combustível compram dos produtores (refinarias) ou importadores o diesel tipo "A" e o mistura com o biodiesel para formar o diesel tipo "B", que é vendido nos postos.

No preço que o consumidor paga no posto, estão incluídas a parcela da Petrobrás ou outro produtor/importador, o custo de aquisição do biodiesel, os custos e margens de comercialização das distribuidoras e dos revendedores, e os tributos: ICMS próprio, ICMS-ST e PIS/COFINS. Atualmente, é zero a alíquota da CIDE – Combustíveis.

A Figura V.9 mostra os componentes do preço e a carga tributária do óleo diesel cobrado na bomba.

Figura V.9: Composição do preço óleo diesel



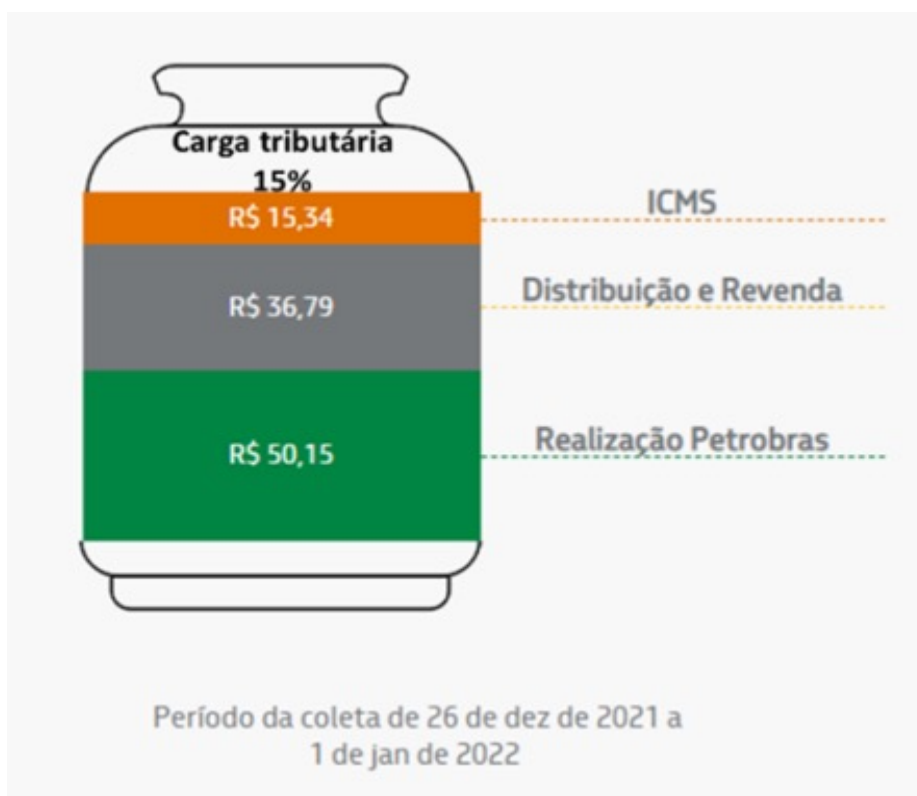
Fonte: Petrobrás

O GLP ou gás de cozinha pode ser revendido para o segmento industrial (geralmente a granel, utilizando caminhões-tanque) ou para clientes dos segmentos comercial, residencial e institucional (a granel ou engarrafado em cilindros ou botijões).

No preço do botijão pago pelos consumidores nos pontos de venda, estão incluídos os custos, as margens de comercialização das distribuidoras e dos pontos de venda, e os tributos: ICMS próprio e o ICMS – Substituição tributárias. Atualmente, são zero as alíquotas de PIS/COFINS e CIDE – Combustíveis.

A Figura V.10 mostra a composição do preço e carga tributária do gás liquefeito de petróleo destinado ao uso doméstico e envasado em botijões de 13 Kg.

Figura V.10: Composição do botijão de 13 KG de gás de cozinha



Fonte: Petrobrás

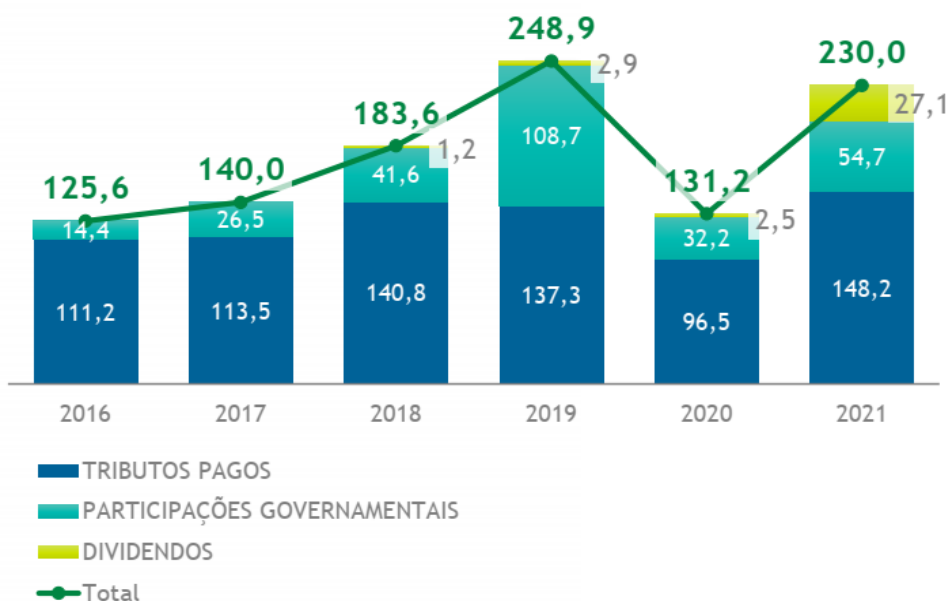
Em suma, os tributos pagos pelos consumidores, com destaque para o ICMS e o PIS/COFINS embutidos nos preços cobrados nas bombas, são muito mais altos que os tributos pagos pela Petrobrás. O que ameniza um pouco o cenário de baixos tributos pagos pelas empresas petrolíferas são os pagamentos de royalties e participação especial.

Nesse contexto, é importante ressaltar que são incorretos os “tributos pagos” pela Petrobrás apresentados na Figura V.11, extraída do Webcast de 24 de fevereiro de 2022. No ano de 2021, a estatal não pagou R\$ 148,2 bilhões de tributos. Nesse valor, estão incluídos o ICMS de R\$ 93,6 bilhões e o PIS/COFINS de R\$ 23,5 bilhões, que foram efetivamente pagos pelos consumidores.

Figura V.11: Incorreto retorno da Petrobrás para a sociedade

57%¹ da geração de caixa operacional retornou para a sociedade

R\$ bilhões



*Nota: Valores apresentados em regime de caixa
1 Dividendos, tributos e participações governamentais pagos ao grupo Controlador divididos pela geração de caixa operacional*

Fonte: Petrobrás

No ano de 2021, as receitas de vendas de produtos e serviços e outras receitas da Petrobrás foram de R\$ 597,8 bilhões, conforme apresentado nas Demonstrações Financeiras – 2021. Nesse mesmo ano, na Demonstração do Resultado – Consolidado, a receita de vendas da estatal foi de R\$ 452,7 bilhões. A diferença de R\$ 145,106 bilhões deve-se, principalmente, aos tributos que a Petrobrás apenas recolhe, mas que efetivamente não paga, pois são tributos sobre o consumo.

É importante, então, considerar o valor de R\$ 597,8 bilhões, do qual são subtraídos todos os tributos sobre a renda, os tributos efetivamente pagos pela Petrobrás e as participações governamentais, que totalizam R\$ 202,9 bilhões, correspondentes a R\$ 148,2 bilhões de tributos e R\$ 54,7 bilhões de participações governamentais.

Desse modo, a "carga tributária da Petrobrás e dos consumidores" de R\$ 202,9 bilhões equivale a 34% de R\$ 597,8 bilhões. As participações governamentais de R\$ 54,7 bilhões, o IRPJ/CSLL de R\$ 10,4 bilhões e os Outros Impostos e Contribuições de R\$ 1,8 bilhão, que totalizam R\$ 66,9 bilhões efetivamente pagos pela Petrobrás, equivalem a apenas 11,2% de todas as receitas da Petrobrás de R\$ 597,8 bilhões.

VI. SUBSÍDIOS

Apesar da alta rentabilidade das grandes empresas que atuam nas atividades de exploração e produção de energéticos fósseis no Brasil, essas atividades são altamente subsidiadas.

De acordo com o Estudo intitulado Subsídios aos Combustíveis Fósseis no Brasil, elaborado pelo Instituto de Estudos Socioeconômicos (INESC, 2021), no ano de 2020, foram concedidos R\$ 123,9 bilhões de incentivos e subsídios aos combustíveis fósseis, o que equivale a 2% do PIB do ano.

Esse valor é dividido pelas categorias Gastos Diretos, Gastos Tributários e Outras Renúncias; e pelas modalidades Consumo e Produção.

A categoria Outras Renúncias respondeu por R\$ 110,57 bilhões, o que corresponde a 89% do total. Essas renúncias hoje não são assumidas pela Secretaria da Receita Federal do Brasil (RFB) como Gastos Tributários. Os Gastos Diretos responderam por R\$ 10,08 bilhões, sendo que a maior parte deles não é composta por recursos oriundos do orçamento público. Já os Gastos Tributários responderam por apenas R\$ 3,3 bilhões.

Esse baixo valor dos Gastos Tributários decorre do fato de a RFB utilizar uma interpretação baseada em sistemas tributários de referência pouco específicos. Além disso, deixa de considerar como Gastos Tributários dezenas de bilhões que beneficiam produtores e consumidores de energéticos fósseis. Também deixa de se comprometer com a transparência e com a inadiável reforma dos subsídios.

À modalidade Produção, foram concedidos R\$ 60,62 bilhões em subsídios, principalmente por meio dos diversos regimes especiais de tributação ao setor de óleo e gás, sendo o maior deles o Regime Aduaneiro Especial de Exportação e de Importação de Bens Destinados às Atividades de Pesquisa e de Lavra das Jazidas de Petróleo e de Gás Natural (Repetro). Esse valor corresponde a 49% do total.

No caso da modalidade Consumo, foram concedidos, em 2020, R\$ 63,32 bilhões em subsídios, o que corresponde a 51% do total de subsídios. São considerados como parte desse montante os cálculos realizados pelo INESC para renúncias envolvendo o PIS/COFINS e a CIDE – Combustíveis aplicados à gasolina e ao óleo diesel. É também computado nesta modalidade todo o orçamento da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e Conta de Desenvolvimento Energético (CDE-Carvão).

VI.1 Repetro

O Repetro foi instituído pelo Decreto nº 3.161, de 2 de setembro de 1999, tendo em vista o disposto no parágrafo único do art. 79 da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, introduzido pelo art. 14 da Medida Provisória nº 1.855-22, de 25 de agosto de 1999, e no art. 6º, inciso I, da Lei nº 9.826, de 23 de agosto de 1999.

Esse Regime admitia a possibilidade de utilização apenas dos seguintes tratamentos aduaneiros:

I - exportação, com saída ficta do território nacional e posterior aplicação do regime de admissão temporária, vendido a pessoa sediada no exterior;

II - exportação, com saída ficta do território nacional, de partes e peças de reposição destinadas aos bens já submetidos ao regime aduaneiro especial de admissão temporária;

III - importação, sob o benefício de drawback na modalidade de suspensão do pagamento dos impostos incidentes, de matérias-primas, produtos semi-elaborados ou acabados e de partes ou peças e posterior comprovação do adimplemento das obrigações decorrentes da aplicação desse benefício mediante a adoção do procedimento de exportação.

Nos termos do Decreto nº 3.161/1999, o Repetro era aplicado aos bens constantes de relação estabelecida pela RFB e, ainda, às máquinas e aos equipamentos sobressalentes, às ferramentas e aos aparelhos e a outras partes e peças destinadas a garantir a operacionalidade desses bens.

O regime aduaneiro especial de admissão temporária com suspensão total do pagamento de tributos é o que permite a importação de bens que devam permanecer no País durante prazo fixado, com suspensão total do pagamento dos seguintes tributos incidentes na importação: imposto de importação (II); imposto sobre produtos industrializados (IPI); contribuição para os programas de integração social e de formação do patrimônio do servidor público incidente na importação de produtos estrangeiros ou serviços (PIS/Pasep-Importação); contribuição social para o financiamento da seguridade social devida pelo importador de bens estrangeiros ou serviços do exterior (COFINS-Importação); contribuição de intervenção no domínio econômico combustíveis (Cide-Combustíveis); e adicional ao frete para renovação da Marinha Mercante (AFRMM)⁷.

⁷ Disponível em www.normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?idAto=70297&visao=-compilado. Acesso em 3 de março de 2022.

Na época da instituição do Repetro, o Brasil não era autossuficiente e eram importantes os investimentos nas atividades de exploração e produção. Nas décadas de 1980 e 1990, foram descobertos os grandes campos de petróleo pesado em águas profundas na Bacia de Campos.

Nesses campos, são altos os custos na construção de poços, de bens e equipamentos submarinos e em plataformas flutuantes. Nessa época, passaram a ser elevados os gastos com plataformas semi-submersíveis. Atualmente, essas plataformas têm sido substituídas por navios de produção do tipo FPSO (floating, production, storage and offloading).

Essas plataformas e navios são transportáveis, podendo ser retornado para o exterior ou utilizados em diferentes campos no Brasil. Isso, normalmente, não ocorre com os bens e equipamentos de poços e submarinos, que são considerados permanentes.

No caso dos equipamentos de superfície, a destruição ocorre mediante acompanhamento da RFB. No caso de equipamentos de poços ou submarinos, eles precisam ser removidos. No entanto, pode haver elevados custos e dificuldades técnicas para essa remoção.

No caso das plataformas e navios de produção flutuantes, o processo de destruição, nacionalização ou reexportação é muito simples. Por isso, tornou-se simples enquadrá-los no âmbito do Repetro.

No caso da Petrobrás, foi constituída uma empresa no exterior, a Petrobras Netherlands B.V. (PNBV). A estatal passou a utilizar a PNBV para contratar suas plataformas de produção e poder aplicar o benefício do Repetro.

Mesmo quando a unidade de produção era construída no Brasil, ao término da obra era feita a transferência do ativo para a PNBV a partir de uma exportação ficta e depois a Petrobrás afretava a unidade de produção da empresa constituída no exterior.

O Decreto nº 3.161/1999 foi revogado pelo Decreto nº 4.543, de 26 de dezembro de 2002, o qual foi revogado pelo Decreto nº 6.579, de 5 de fevereiro de 2009, atualmente em vigor com as alterações descritas a seguir, em razão da publicação da Medida Provisória – MPV nº 795, de 17 de agosto de 2017, que deu origem à Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017.

O texto com a exposição de motivos apresentado pelo Poder Executivo destaca que a MPV nº 795/2017 teria por objetivo aprimorar a legislação tributária aplicada às empresas do setor de petróleo estabelecendo regras claras de tributação, dando segurança jurídica às empresas e à Administração Tributária e incentivando os investimentos na indústria petrolífera no Brasil.

A edição da MPV nº 795/2017, antes mesmo da sua conversão na Lei nº 13.586/2017, permitiu a edição do Decreto nº 9.128, de 17 de agosto de 2017, que deu nova redação ao art. 458 do Decreto nº 6.579/2009, conforme transcrito a seguir:

Art. 458

II - exportação, sem que tenha ocorrido sua saída do território aduaneiro, de partes e peças de reposição destinadas aos bens referidos nos § 1º e § 2º, já admitidos no regime aduaneiro especial de admissão temporária;

III - importação, sob o regime de drawback, na modalidade de suspensão, de matérias-primas, produtos semielaborados ou acabados e de partes ou peças, utilizados na fabricação dos bens referidos nos § 1º e § 2º, e posterior comprovação do adimplemento das obrigações decorrentes da aplicação desse regime mediante a exportação referida nos incisos I ou II; e

IV - importação de bens para permanência definitiva no País com suspensão do pagamento dos tributos federais incidentes na importação.

§ 1º Os bens aos quais se pode aplicar o regime de admissão temporária previsto no inciso I do caput são aqueles constantes de relação elaborada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil.

§ 2º O tratamento aduaneiro poderá ser aplicado, ainda, aos aparelhos e a outras partes e peças a serem incorporadas aos bens referidos no § 1º para garantir sua operacionalidade, e às ferramentas utilizadas na manutenção desses bens, nos termos estabelecidos pela Secretaria da Receita Federal do Brasil.

§ 8º O disposto no inciso IV do caput aplica-se aos bens:

I - constantes de relação específica elaborada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil; e

II - referidos nos § 1º e § 2º, alternativamente ao regime de admissão temporária para utilização econômica de que trata o art. 376.

É muito importante ressaltar que o Decreto nº 9.128/2017 incluiu o inciso IV no art. 458 do Decreto nº 6.579/2009. Com isso, passou a haver a possibilidade de suspensão do pagamento dos tributos federais incidentes na importação de bens de permanência definitiva no País.

O art. 458 do Decreto nº 6.579/2009 também foi alterado pelo Decreto nº 10.550, de 24 de novembro de 2020, que incluiu o § 9º nesse artigo, com a seguinte redação:

§ 9º Os bens aos quais tenha sido aplicado o regime de admissão temporária poderão ser transferidos para o tratamento aduaneiro a que se refere o inciso IV do caput, hipótese em que:

I - deverão ser observados os termos e as condições do novo regime; e

II - o tempo decorrido entre a data de registro da declaração de admissão tem-

porária e a data da migração para o regime de que trata a Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, será aproveitado para fins de contagem do prazo para conversão da suspensão do pagamento de tributos federais em isenção ou em alíquota de zero por cento, nos termos do disposto no § 8º do art. 5º da referida Lei, desde que contado exclusivamente a partir de 1º de janeiro de 2018, conforme o disposto na alínea "b" do inciso I do caput do art. 10 da referida Lei.

Esse § 9º permite que os bens sob o regime de admissão temporária possam ser transferidos para o regime de importação de bens para permanência definitiva no País com suspensão do pagamento dos tributos federais incidentes na importação.

O Repetro foi, então, ampliado pela Lei nº 13.586/2017 e, atualmente, abrange todos os regimes descritos nos incisos do caput do art. 458 do Decreto nº 6.579/2009:

I - exportação, sem que tenha ocorrido sua saída do território aduaneiro e posterior aplicação do regime de admissão temporária, no caso de bens a que se referem os parágrafos 1º e 2º, de fabricação nacional, vendido a pessoa sediada no exterior;

II - exportação, sem que tenha ocorrido sua saída do território aduaneiro, de partes e peças de reposição destinadas aos bens referidos nos § 1º e § 2º, já admitidos no regime aduaneiro especial de admissão temporária;

III - importação, sob o regime de drawback, na modalidade de suspensão, de matérias-primas, produtos semielaborados ou acabados e de partes ou peças, utilizados na fabricação dos bens referidos nos parágrafos 1º e 2º, e posterior comprovação do adimplemento das obrigações decorrentes da aplicação desse regime mediante a exportação referida nos incisos I ou II; e

IV - importação de bens para permanência definitiva no País com suspensão do pagamento dos tributos federais incidentes na importação.

Nos termos do § 1º do art. 458 do Decreto nº 6.579/2009, os bens aos quais se pode aplicar o regime de admissão temporária previsto no inciso I são aqueles constantes de relação elaborada pela RFB.

De acordo com § 2º desse artigo, o tratamento aduaneiro poderá ser aplicado, ainda, aos aparelhos e a outras partes e peças a serem incorporadas aos bens referidos no § 1º para garantir sua operacionalidade, e às ferramentas utilizadas na manutenção desses bens, nos termos estabelecidos pela RFB.

A suspensão do pagamento de tributos federais na importação de bens para permanência definitiva no País aplica-se aos bens constantes de relação específica elaborada pela RFB; e aos referidos nos parágrafos 1º e 2º, alternativamente ao regime de admissão temporária para utilização econômica de que trata o art. 376 do Decreto nº 6.579/2009.

Com a edição da MPV nº 795/2017 e a promulgação da Lei nº 13.586/2017, o Decreto nº 6.579/2009 foi alterado pelo Decreto nº 9.128/2017 e pelo Decreto nº 10.550/2020. Com isso, o Repetro deixou de ser um regime aduaneiro especial apenas.

Em razão dessa nova legislação, foi criado o Repetro-Sped, que passou a ser um regime aduaneiro e tributário que garante o não pagamento de tributos federais aos bens importados de permanência temporária (regime aduaneiro) ou permanente (regime tributário).

O Repetro-Sped aplica-se aos bens constantes de relação elaborada pela RFB tanto no caso da admissão temporária quanto no caso da importação de bens para permanência definitiva no Brasil.

Também foi criado o Repetro-Industrialização. Nos termos do § 1º do art. 6º da Lei nº 13.586/2017, foi suspenso o pagamento de tributos federais na importação ou na aquisição no mercado interno de matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem para serem utilizados integralmente no processo produtivo de produto final destinado às atividades de que trata o caput do art. 5º da MP, sendo que tal suspensão aplica-se ao II, IPI, Contribuições para o PIS/PASEP-Importação e COFINS-Importação, Contribuição para o PIS/PASEP e COFINS.

O § 2º desse artigo estabelece a suspensão do pagamento dos tributos federais na importação ou na aquisição de bens no mercado interno por empresas denominadas fabricantes intermediários para a industrialização de produto intermediário a ser diretamente fornecido a empresas que os utilizem no processo produtivo de que trata o caput desse artigo.

Efetivada a destinação do produto final, a suspensão converte-se em alíquota de 0%, quanto à Contribuição para o PIS/Pasep, à COFINS, à Contribuição para o PIS/Pasep-Importação e à COFINS-Importação; e isenção, quanto ao II e IPI.

A aquisição do produto final será realizada com suspensão do pagamento da Contribuição para o PIS/Pasep, da COFINS e do Imposto sobre Produtos Industrializados. Efetivada a destinação do produto final, a suspensão converte-se em alíquota de 0%, quanto à Contribuição para o PIS/Pasep e à COFINS; e isenção, quanto ao IPI.

Conforme estabelecido pelo art. 7º da Lei nº 13.586/2017, tanto o Repetro-Sped quanto o Repetro-Industrialização permanecerão em vigor até 31 de dezembro de 2040.

VI.2 Subsídios na tributação sobre a renda

A MPV nº 795/2017, convertida na Lei nº 13.586/2017, além de ampliar as desonerações do Repetro, instituiu significativos benefícios fiscais na tributação sobre a renda das empresas que atuam nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Considera-se que as regras do art. 1º da Lei nº 13.586/2017 são extremamente genéricas e opcionais, de modo que a política tributária deixou de ser uma política de Estado e a decisão de pagamento de tributos sobre a renda passou a ser privada. Desse modo, é urgente que esse artigo seja alterado, de modo a estabelecer, de fato, regras claras e permitir que a política tributária passe a ser estatal.

A Petrobrás já tinha o direito de deduzir as importâncias aplicadas na prospecção e extração de petróleo desde 1966, nos termos do art. 12 do Decreto-Lei nº 62, de 21 de novembro de 1966, transcrito a seguir:

Art 12. A Petróleo Brasileiro S. A. - PETROBRÁS - poderá deduzir, para efeito de determinação do lucro sujeito à tributação, as importâncias aplicadas em cada exercício na prospecção e extração do petróleo cru.

Esse artigo era justificável em 1966, pois nessa época a Petrobrás era a única executora do monopólio estatal das atividades de exploração e produção e o petróleo refinado pela monopolista era basicamente importado. Desse modo, a estatal precisava ser fortemente incentivada a produzir petróleo internamente.

No entanto, o art. 12 do Decreto-Lei nº 62/1966 deveria ter sido revogado juntamente com o fim do monopólio da Petrobrás, regulamentado pela Lei nº 9.478/1997. Nesse ano, o Brasil também era muito menos dependente do petróleo importado em razão da descoberta dos grandes campos da Bacia de Campos.

Em vez disso, o Regulamento do Imposto de Renda (RIR), Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999, injustificadamente incorporou, com pequenos ajustes, esse artigo. Ressalte-se que, posteriormente à promulgação da Lei nº 13.586/2017, esse Decreto foi revogado pelo Decreto nº 9.580, de 22 de novembro de 2018.

Na realidade, o caput do art. 1º da Lei nº 13.586/2017, à exceção da etapa de desenvolvimento da produção, estendeu os benefícios fiscais genéricos, abrangentes e opcionais, anteriormente exclusivos para a Petrobrás, nos termos do art. 12 do Decreto-Lei nº 62/1966, a todas as empresas petrolíferas. Entretanto, a própria etapa de desenvolvimento da produção, nos termos dos parágrafos desse artigo, não é adequadamente tratada.

Esse caput estabelece que, para fins de determinação do lucro real e da base de cálculo da CSLL, poderão ser integralmente deduzidas as importâncias aplicadas, em cada período de apuração, nas atividades de exploração e de produção, observado o disposto no § 1º do art. 1º.

Desse modo, todas as empresas passaram a ter o direito de deduzir integralmente da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, no período de apuração, os pagamentos feitos, por exemplo, a título de bônus de assinatura e todos os gastos, à exceção dos gastos de desenvolvimento. Também podem ser deduzidos os royalties relativos ao regime de partilha de produção.

O § 1º do art. 1º da Lei nº 13.586/2017 dispõe que a despesa de exaustão decorrente de ativo formado mediante gastos aplicados nas atividades de desenvolvimento para viabilizar a produção de campo de petróleo ou de gás natural é dedutível na apuração do lucro real e da base de cálculo da CSLL.

É importante ressaltar, inicialmente, que a terminologia consolidada no setor petrolífero para apuração das despesas dedutíveis nos termos da Lei nº 9.478/1997 e da Resolução ANP nº 12, de 21 de fevereiro de 2014, é a amortização. Essa legislação não adota o termo exaustão. No entanto, mais importante que a terminologia são as deduções criteriosamente estabelecidas pela Resolução ANP nº 12/2014, que regulamenta o Decreto nº 2.705/1998 de que trata o art. 50 da Lei nº 9.478/1997.

As deduções previstas nessa Resolução são muito mais limitadas que as previstas no art. 1º da Lei nº 13.586/2017. De acordo com a Resolução ANP nº 12/2014, são dedutíveis os encargos relacionados à depreciação dos bens aplicados nas atividades de desenvolvimento e produção do campo e à amortização dos recursos aplicados em gastos diretamente relacionados às atividades do campo produtor que contribuam para a formação do resultado de mais de um período-base.

O § 4º do art. 27 estabelece que não será admitida amortização de gastos para os quais seja registrada quota de depreciação. Dessa forma, não há possibilidade de duplicidade de dedução de amortização e depreciação sobre um mesmo bem como ocorre com a Lei nº 13.586/2017, que, além da exaustão de um ativo, permite a sua depreciação nos termos dos parágrafos 5º e 6º do art. 1º.

O art. 32. da Resolução ANP nº 12/2014 permite o desgaste acelerado de bens móveis, em função do turno ou do número de horas diárias de sua operação, multiplicando-se as taxas de depreciação por coeficientes que variam de 1,0 a 2,0.

Ao contrário dessa Resolução, o § 2º do art. 1º da Lei nº 13.586/2017 permite que haja a exaustão acelerada do ativo, calculada mediante a aplicação da taxa, determinada pelo método das unidades produzidas, multiplicada por 2,5. Nos termos do § 3º, a quota de exaustão acelerada será excluída do lucro líquido.

Não se considera tecnicamente adequado estimular a exaustão acelerada do ativo mediante método das unidades produzidas, pois isso pode levar à produção predatória dos hidrocarbonetos presentes nos reservatórios que são bens da União. A depreciação acelerada, nos termos da Resolução ANP nº 12/2014, é muito mais adequada, pois apenas permite o uso mais racional dos equipamentos. Dessa forma, não se considera adequado que a quota de exaustão acelerada seja excluída do lucro líquido.

Além disso, de acordo com o art. 191 da Lei nº 6.404/1976, lucro líquido do exercício é o resultado que remanescer depois de deduzidas as participações estatutárias de empregados, administradores e partes beneficiárias. Nos termos do art. 190 dessa Lei, essas participações são deduzidas depois do cálculo do imposto sobre a renda.

Quanto aos bens arrendados, nos termos da *International Financial Reporting Standard – IFRS 16*, todos os contratos de arrendamento deverão ser registrados no ativo e no passivo. As parcelas de arrendamento são contabilizadas como despesas financeiras e depreciação do ativo constituído⁸. Assim sendo, pode-se interpretar que o art. 1º da Lei nº 13.586/2017 permite, ainda, que esses bens sejam sujeitos a quotas de exaustão, com duplicidade de dedução.

O § 5º do art. 1º da Lei nº 13.586/2017 estabelece que, quanto às máquinas, aos equipamentos e aos instrumentos facilitadores aplicados nas atividades de desenvolvimento da produção, a depreciação dedutível, para fins de determinação do lucro real e da base de cálculo da CSLL, deverá ser realizada de acordo com as taxas publicadas periodicamente pela RFB, para cada espécie de bem, em condições normais ou médias.

Os bens de que trata esse artigo também compõem o ativo da empresa petrolífera, cuja depreciação pode ser deduzida da base de cálculo da participação especial, o que enseja a reversão do bem para a União.

Com a redação dos parágrafos do art. 1º da Lei nº 13.586/2017 não se impede que os altíssimos gastos com máquinas, equipamentos e instrumentos que compõem os ativos da empresa também sejam objeto de dedução como quotas de exaustão. Dessa forma, gastos com esses bens podem ser deduzidos tanto por quota de exaustão quanto por quota de depreciação. Assim, pode haver gravíssima duplicidade de dedução.

A exemplo da Resolução ANP nº 12/2014, o art. 1º da Lei nº 13.586/2017 deveria vedar expressamente a possibilidade de deduzir quota de exaustão relativa a um ativo para o qual fosse registrada quota de depreciação. Assim, seria evitada a possibilidade de duplicidade de dedução de gastos.

8 Disponível em www.ifrs.org/-/media/project/leases/ifrs/published-documents/ifrs16-effects-analysis.pdf. Acesso em 22 de setembro de 2019.

No regime de partilha, não se aplicam os conceitos de depreciação, amortização e exaustão. Nesse regime, os custos dedutíveis são definidos como custo em óleo nos termos da Lei nº 12.351/2010. O custo em óleo será totalmente recuperado pelo contratado. Há, no entanto, um limite para a recuperação desse custo. Os contratos de partilha detalham todos os gastos dedutíveis para fins de cálculo do lucro (excedente em óleo ou *profit oil*).

É importante ressaltar, ainda, que, com a promulgação da Lei nº 13.586/2017, o Brasil optou por não adotar o conceito de *Ring Fence Corporation Tax*⁹ e não adotar o princípio da uniformidade, segundo o qual os custos e gastos dedutíveis de que tratam os contratos de exploração e produção são os mesmos adotados para cálculo dos tributos sobre a renda¹⁰.

Com isso, o IRPJ e o CSLL efetivamente arrecadados continuarão a depender de todas as atividades da contratada, inclusive das elevadíssimas deduções de gastos corporativos, e não apenas da rentabilidade do campo. Desse modo, muitas deduções na base de cálculo desses tributos são possíveis.

É importante destacar, ainda, que a não adoção do princípio da uniformidade faz com que o Estado brasileiro tenha três instituições trabalhando na apuração dos custos: a ANP, para acompanhar e controlar os custos no regime de concessão; a Pré-Sal Petróleo S.A., para acompanhar e controlar os custos no regime de partilha; e a Receita Federal do Brasil para acompanhar o custo dos produtos vendidos e as despesas dedutíveis da base de cálculo do IRPJ e da CSLL.

Desse modo, o art. 1º da Lei nº 13.586/2017, além de apresentar graves equívocos técnicos, que podem gerar significativa renúncia fiscal, também gera grande ineficiência administrativa.

Como mostrado no capítulo IV deste trabalho, nos anos de 2018, 2019 e 2020, após a promulgação da Lei nº 13.586/2017, foi muito baixo o pagamento de IRPJ e CSLL por empresas petrolíferas, apesar da alta rentabilidade dos campos do Pré-Sal onde muitas delas atuam, como os campos de Lula e Sapinhoá da província petrolífera do Pré-Sal.

Observa-se, então, que por não adotar o princípio da uniformidade e não adotar o princípio do *Ring Fence*, o art. 1 da Lei nº 13.586/2017 permite elevadas renúncias fiscais.

A Shell Brasil Ltda (Shell), por exemplo, apenas no campo de Tupi, apresentou receita líquida de produção, após o pagamento de royalties e de participação especial, de R\$ 24,998 bilhões nos anos de 2018, 2019 e 2020.

⁹ Disponível em www.gov.uk/guidance/oil-gas-and-mining-ring-fence-corporation-tax. Acesso em 28 de janeiro de 2021.

¹⁰ Disponível em www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-oilandgas-indonesia.pdf. Acesso em 29 de janeiro de 2018.

Se fossem permitidas apenas as deduções previstas na Resolução ANP nº 12/2014, haveria uma incidência de IRPJ de 25% e de CSLL de 9% sobre o valor de R\$ 24,998 bilhões, o que corresponderia a uma arrecadação de tributos sobre a renda de R\$ 8,499 bilhões.

Entretanto, nesse período, a Shell não apresentou rentabilidade, mas sim elevados prejuízos contábeis. Em 2020, por exemplo, a rentabilidade da empresa no campo de Tupi, após o pagamento de royalties e de participação especial, foi de R\$ 7,051 bilhões, o que ensejaria o pagamento de R\$ 2,397 bilhões de IRPJ/CSLL. Se fossem considerados outros campos, como Sapinhoá, o pagamento desses tributos sobre a renda seria ainda maior.

No entanto, em 2020, a empresa apresentou prejuízo contábil de R\$ 6,003 bilhões. Desse modo, além de não pagar tributos sobre a renda, a Shell poderá utilizar créditos tributários em períodos subsequentes.

Conforme estabelecido pelo art. 203 da Instrução Normativa RFB nº 1.700, de 16 de março de 2017, que regulamentou o art. 42 da Lei nº 8.981, de 20 de janeiro de 1995, sendo verificado prejuízo fiscal pelo valor negativo após os ajustes contábeis, tal valor negativo é reservado para futura compensação com os lucros efetivamente obtidos em períodos subsequentes. Isso reduz, então, os futuros pagamentos efetivos de IRPJ/CSLL.

Apenas no campo de Tupi, em 2020, a renúncia fiscal da Shell pelo não pagamento de IRPJ/CSLL, sem considerar outros campos e futuras reduções no pagamento desses tributos, foi de R\$ 27,478 por barril.

No caso da Petrobrás, é importante ressaltar que, de 2014 a 2020, a estatal contabilizou perdas líquidas no valor de recuperação de ativo (*impairments*) que reduziram seus lucros ou geraram prejuízos contábeis de US\$ 48,7 bilhões. Em 2021, houve uma reversão de apenas US\$ 3,2 bilhões. Dessa forma os *impairments* líquidos foram de US\$ 45,5 bilhões.

Desse modo, de 2014 a 2020, os *impairments* foram responsáveis por redução no pagamento de IRPJ/CSLL de US\$ 16,6 bilhões. Esse "crédito tributário" vem sendo utilizado pela Petrobrás para reduzir o efetivo pagamento de IRPJ/CSLL.

Outras empresas internacionais que atuam no Brasil também podem utilizar *impairments* para reduzir o pagamento de IRPJ/CSLL. No entanto, há pouca transparência nesses dados, principalmente de empresas estabelecidas sob a forma de sociedade de responsabilidade limitada como a Shell Brasil Ltda, Equinor Brasil Energia Ltda e Total E&P do Brasil Ltda.

Em 2020, a receita líquida de produção da Petrobrás apenas no campo de Tupi foi de R\$ 18,333, após o pagamento de royalties e participação especial, o que ensejaria o pagamento de R\$ 6,233 bilhões de IRPJ e de CSLL apenas em relação ao campo de Tupi.

Se fossem consideradas as rentabilidades de outros campos como Sapinhoá e Búzios, por exemplo, o pagamento desses tributos seria muito maior. No entanto, a Petrobrás, de acor-

do com seu Relatório Fiscal de 2020, pagou efetivamente apenas R\$ 0,9 bilhão de IRPJ e de CSLL. Assim sendo, a renúncia fiscal da estatal foi ainda maior que a da Shell.

Nas próximas três décadas, o Brasil poderá produzir cerca de 50 bilhões de barris. Para essa produção, a renúncia fiscal de R\$ 27,478 bilhões, sem considerar futuras reduções no pagamento de IRPJ/CSLL, seria de R\$ 1,373 trilhão em valores correntes. Considerando-se futuras reduções no pagamento desses tributos em razão de prejuízos contábeis anteriores e as elevadas rentabilidades de outros campos, principalmente no Pré-Sal, a renúncia fiscal de R\$ 1,373 trilhão em valores correntes deve ser muito maior.

Quanto ao Repetro, cálculos do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) indicam que os tributos federais na importação e exportação de equipamentos do setor de petróleo representam entre 45% e 65% dos investimentos totais dos empreendimentos¹¹. Apenas no caso de sondas de perfuração, o fim do Repetro representaria uma elevação dos custos de 47%¹².

Segundo a PPSA, o desenvolvimento da produção dos atuais contratos de partilha da produção com os excedentes da cessão onerosa dos campos de Sépia e Atapu, vão demandar US\$ 99 bilhões até 2031¹³. Considerando-se os investimentos no regime de cessão onerosa e de concessão, inclusive a fase exploratória de todos os contratos, os investimentos podem chegar a US\$ 150 bilhões.

Admitindo-se uma taxa de câmbio de 5,1 reais por dólar americano, seriam investimentos de R\$ 76,5 bilhões por ano, com potencial renúncia fiscal anual da ordem de R\$ 40 bilhões.

De acordo com Machado (2017), o Repetro representou uma renúncia fiscal de 0,57% do Produto Interno Bruto em 2016. Em 2021, mantido esse percentual, a renúncia fiscal seria de R\$ 45,6 bilhões.

Segundo o INESC (2001), a SRF alega que as renúncias fiscais envolvendo o regime não representam um desvio do sistema tributário de referência. Em função dessa interpretação, renúncias avaliadas em R\$ 51 bilhões ficam fora das estimativas de Gastos Tributários e mesmo das estimativas de "desonerações instituídas".

11 Disponível em www.portosmercados.com.br/governo-vai-prorrogar-incentivo-fiscal-a-industria-petroleira/. Acesso em 16 de março de 2022.

12 Disponível em www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2016/07/TD-IBP_GEE_Regimes_Tribut%C3%A1rios_SITE.pdf. Acesso em 16 de março de 2022.

13 Disponível em www.epbr.com.br/ppsa-estima-investimento-de-us-99-bilhoes-para-27-novas-plataformas-no-pre-sal-da-partilha-de-producao/. Acesso em 17 de março de 2022.

Observa-se, então, que há uma convergência de dados. Dessa forma, existe potencial renúncia fiscal da ordem de R\$ 45 bilhões por ano; em trinta anos, tal renúncia seria de R\$ 1,350 trilhão em valores correntes.

VI.3 Subsídios na tributação sobre o consumo de combustíveis

Existem grandes diferenças de preços de combustíveis entre os países. Os países mais ricos tendem a ter preços mais altos que os países mais pobres e que os países produtores e exportadores de petróleo. Geralmente, nos países ricos, é muito elevada a carga tributária sobre os combustíveis.

Os Estados Unidos são uma exceção, pois são um país de elevada renda, mas têm preços relativamente baixos para os combustíveis em razão da reduzida carga tributária. As diferenças entre os preços dos combustíveis nos diferentes países estão muito associadas aos tributos e subsídios.

De acordo com o sítio da internet globalpetrolprices.com.br, em 28 de fevereiro de 2022, o preço médio da gasolina no mundo foi de US\$ 1,27 por litro. O preço médio do Brasil foi de US\$ 1,271 por litro, com carga tributária da ordem de 37%.

No caso do óleo diesel, em 22 de fevereiro de 2022, o preço médio no mundo foi de US\$ 1,17 por litro. O preço médio do Brasil foi de US\$ 1,083 por litro, com carga tributária da ordem de 21%.

O preço médio no mundo do GLP (gás de cozinha), em 28 de fevereiro de 2022, foi de US\$ 0,78 por litro. O preço médio do Brasil foi de US\$ 0,64 por litro, com carga tributária da ordem de 15%.

Apesar de o Brasil ser produtor e exportador de petróleo, os preços dos combustíveis estão próximos das médias mundiais. Desse modo, considera-se que as cargas tributárias de 37%, 21% e 15% na comercialização de, respectivamente, gasolina, óleo diesel e GLP não geram distorções nos preços desses que são os principais combustíveis.

Se houver aumento da carga tributária, graves podem ser as consequências sociais no Brasil, pois se trata de um país de baixa renda. Se houver redução da carga tributária, agrava-se ainda mais o déficit fiscal no País.

VI.4 A importância de se aumentar a participação governamental

Apesar de ser grande produtor e exportador de petróleo, as receitas petrolíferas estatais decorrentes da produção de petróleo e gás natural são muito baixas no Brasil, daí a importância de se aumentar a participação governamental.

Há diferentes opções para esse aumento, como alterar a Lei nº 13.586/2017 ou tributar a exportação do petróleo bruto.

Alterações na Lei nº 13.586/2017 podem diminuir tanto a renúncia fiscal relativa ao IRPJ/CSLL, quanto aos outros tributos federais relativos ao "novo Repetro", que são II, IPI, Contribuições para o PIS/PASEP-Importação e COFINS-Importação, Contribuição para o PIS/PASEP e COFINS.

Outro importante instrumento de arrecadação federal e de política industrial poderia ser a cobrança de imposto de exportação sobre o petróleo bruto. Dos cerca de 3 milhões de barris de petróleo produzidos por dia no Brasil, atualmente, aproximadamente 46% são exportados, o que corresponde a uma exportação de 1,38 milhão de barris de petróleo por dia.

Como já demonstrado, a produção de petróleo conta com elevados incentivos fiscais, até no caso dos campos onde estão os poços mais produtivos do mundo localizados na província do Pré-Sal. Incentivos semelhantes não ocorrem nas atividades de refino, que, atualmente, é muito menos rentável.

Em 2021, como mostrado na Figura III.17, o custo total de produção da Petrobrás foi de apenas US\$ 22 por barril, obtido pela subtração da participação governamental de US\$ 13 por barril do custo total do barril de petróleo produzido de US\$ 35. Ainda que somados os atuais tributos e participações governamentais para um valor de US\$ 70 por barril, o custo seria inferior a US\$ 40 por barril. Assim, há uma altíssima renda líquida na exportação do petróleo bruto do Pré-Sal.

No refino, a Petrobrás apresenta boa renda líquida, pois suas refinarias já estão praticamente amortizadas. Além disso, a estatal defende a política de preço de paridade de importação (PPI), mesmo para derivados produzidos no Brasil a partir de petróleo nacional.

No caso de refinarias novas, atualmente, a rentabilidade do refino é bem menor que a rentabilidade da produção nos grandes campos do Pré-Sal, de onde parcela do petróleo bruto produzido é exportada. Sem investimentos em refino, o Brasil fica sujeito a elevados preços de combustíveis importados, com alto impacto na taxa de inflação.

A Petrobrás ou qualquer outra empresa não deve receber das distribuidoras, pelo derivado nacional, valor mais alto que o do mercado internacional. No entanto, as empresas devem receber um valor compatível com esse mercado, de modo a se incentivar os investimentos em refino e a autossuficiência do Brasil em derivados, desde que esse valor não seja pago exclusivamente pelo consumidor.

Há duas maneiras de o consumidor pagar tributos pelos combustíveis: quando da compra ou por meio de subsídios oriundos de recursos orçamentários. Como a participação governamental no Brasil é muito baixa, é fundamental haver novas fontes de recursos orçamentários.

O aumento da participação governamental tanto pelo imposto de exportação quanto pela redução dos benefícios fiscais de que trata a Lei nº 13.586/2017 poderia ser nova fonte de recursos para subsídios justos. Esses subsídios poderiam se materializar por meio de subvenção econômica para empresas refinadoras ou pela redução da carga tributária efetivamente paga pelo consumidor.

O preço cobrado das distribuidoras é a principal referência para a formação dos preços dos combustíveis para os consumidores brasileiros. REVER ESSA FRASE Como é baixa a renda média do brasileiro, seria importante haver algum tipo de subsídio a partir de novas fontes para a redução desse preço, especialmente para a parcela mais pobre da população.

Com relação à cobrança de um imposto de empresas exportadoras de petróleo bruto com altíssima rentabilidade, o Decreto-Lei nº 1.578, de 11 de outubro de 1977, alterado pela Lei nº 9.716, de 26 de novembro de 1998, já autoriza a cobrança do imposto de exportação com alíquota básica de 30%. A edição de um decreto do Presidente da República pode regulamentar essa cobrança.

Esse imposto pago por empresas exportadoras de petróleo bruto "retornaria" para empresas refinadoras ou possibilitaria a redução dos tributos sobre o consumo. Desse modo, não haveria aumento da carga tributária nem aumento de arrecadação do governo.

Além de reduzir e estabilizar os preços, o imposto de exportação sobre petróleo bruto pode ser um importante instrumento de política industrial, gerando investimentos em refino, com forte impacto na importação de derivados. Enquanto o Brasil não for autossuficiente em todos os derivados de petróleo, a subvenção decorrente desse também poderia retornar, provisoriamente, para os importadores.

VII. CONCLUSÕES

Nas décadas de 1980 e 1990, houve a descoberta de grandes campos de óleo pesado na Bacia de Campos, que levaram à autossuficiência do Brasil em 2006. Em 2007, houve a descoberta da província petrolífera do Pré-Sal, que está entre as mais importantes descobertas em todo o mundo nas últimas décadas. Essa província é composta por grandes acumulações de óleo de boa qualidade e reservatórios de altíssima produtividade.

Essas descobertas geraram significativos investimentos e aumento na produção de petróleo e gás natural no Brasil, principalmente por parte da Petrobrás. Em razão do Pré-Sal, o Brasil é importante exportador de petróleo bruto.

Atualmente, a estatal é proprietária de mais de 70% da atual produção nacional e, como operadora, é responsável por mais de 90% da produção nacional. Antes da venda da refinaria da Bahia, a Petrobrás detinha 98,6% da capacidade total do refino no Brasil.

A partir de 2003, há importante aumento nos investimentos de E&P, ainda em razão dos campos de óleo pesado da Bacia de Campos. Com a descoberta do Pré-Sal, os investimentos no Brasil passaram a ser muito maiores. Em 2013, os investimentos em E&P atingiram o ponto máximo de US\$ 27,6 bilhões. No segmento de refino, também houve importantes investimentos, com destaque para a RNEST e o Comperj. Em 2010, os investimentos em RTC atingiram seu ponto máximo de US\$ 16,2 bilhões.

A partir de 2015, há significativa redução dos investimentos da Petrobrás e foco nos grandes campos do Pré-Sal de altíssima rentabilidade. Além disso, a estatal passou a desinvestir em áreas estratégicas como energias renováveis, fertilizantes, transporte de gás natural, distribuição, dentre outras. De 1º de janeiro de 2015 a 31 de outubro de 2021, a venda de ativos da estatal ou desinvestimentos totalizaram R\$ 239,9 bilhões.

Em razão do foco da Petrobrás e de outras empresas no segmento de E&P, a produção nacional de óleo equivalente aumentou de 2,51 milhões de barris por dia, em 2013, para 3,74 milhões de barris por dia, em 2020. Em 2021, a produção média do Pré-Sal foi de 2,711 milhões de barris de óleo equivalente por dia.

É importante ressaltar que no Pré-Sal estão localizados os poços mais produtivos do mundo; mais produtivos que na Arábia Saudita. Atualmente, o campo de maior produção no Brasil é Tupi, que opera sob o regime de concessão. Búzios, que é o maior campo do mundo em águas profundas, opera sob os regimes de cessão onerosa e de partilha de produção.

Nos grandes campos licitados sob o regime de concessão, há o pagamento de royalties de 10% e de participação especial; no regime de cessão onerosa, há apenas o pagamento de royalties de 10%; no regime de partilha de produção, os royalties são de 15% e há o recebimento do excedente em óleo da União.

Os regimes de concessão, de cessão onerosa e de partilha de produção são disciplinados, respectivamente, pelas Leis nº 9.78/1997, nº 12.276/2010 e nº 12.351/2010.

A partir de dados do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, de dezembro de 2021, estimou-se que o regime de partilha de produção foi responsável por 23,7% da produção nacional de petróleo. Ao regime de cessão onerosa coube 10,5% de toda a produção de petróleo do País. O regime de concessão foi responsável por 65,8% dessa produção.

Principalmente em razão dos campos do Pré-Sal, como Tupi, Sapinhoá, Mero e Búzios, é altíssima a rentabilidade da Petrobrás e de outras empresas petrolíferas internacionais. De acordo com o Relatório de Desempenho Financeiro da estatal, em 2021, o preço médio de venda do petróleo foi de US\$ 67,48 por barril. Como o custo total de produção de petróleo, sem participação governamental, foi de US\$ 22 por barril, a receita líquida foi de US\$ 45,48 por barril.

Como a Petrobrás produziu 810,3 milhões de barris de petróleo em 2021, a receita líquida da estatal foi de US\$ 36,8 bilhões em 2021. Para a taxa de câmbio média nesse ano de 5,40 reais por dólar americano, a receita líquida com a venda do petróleo foi de R\$ 198,7 bilhões.

No ano de 2021, a Petrobrás pagou participação governamental de R\$ 54,4 bilhões, a título de royalties e participação especial, e de R\$ 10,4 bilhões, a título de tributos sobre a renda, o que totalizou R\$ 64,8 bilhões, o que representa apenas 32,6% da receita líquida de R\$ 198,7 bilhões.

Se forem considerados os dividendos pagos à União e aos entes federais de R\$ 27,1 bilhões, a participação governamental chega a 46,3%. Ocorre que esses dividendos foram altíssimos especificamente nesse ano e decorrem, principalmente, dos baixos investimentos e dos desinvestimentos. Em 2021, a Petrobrás recebeu R\$ 25,5 bilhões pela venda de ativos. São, então, dividendos contrários ao interesse público.

Esse baixo pagamento de participação governamental, em razão principalmente do baixo pagamento de IRPJ/CSLL, não é exclusivo da estatal brasileira. Nos anos de 2018, 2019 e 2020, foi muito baixo o pagamento desses tributos por empresas petrolíferas internacionais que produzem no Pré-Sal.

No campo de Tupi, a receita líquida de produção, depois do pagamento de royalties e de participação especial, foi de R\$ 99,883 bilhões de 2018 a 2020. Nesse campo, a Shell Brasil Ltda detém participação de 25%. Assim, a parcela da empresa nessa receita foi de R\$ 24,998 bilhões, o que ensejaria pagamento de IRPJ/CSLL de R\$ 8,499 bilhões apenas pela partici-

pação nesse campo. Apesar dessa altíssima rentabilidade, a Shell apresentou um prejuízo acumulado de R\$ 6,971 bilhões nesse período.

Em 2020, apenas no campo de Tupi, a receita líquida de produção da Shell, após o pagamento de royalties e de participação especial, foi de R\$ 7,051 bilhões, o que ensejaria o pagamento de R\$ 2,397 bilhões de IRPJ e de CSLL. No entanto, nesse ano, a empresa apresentou prejuízo fiscal de R\$ 6,003 bilhões.

Nesse ano, a renúncia fiscal da Shell e da Petrobrás pelo não pagamento de IRPJ e de CSLL foi de pelo menos R\$ 27,478 por barril. Nos próximos dez anos, estima-se que a produção nacional deve ser da ordem de 16 bilhões de barris de petróleo. Para uma produção de 50 bilhões de barris, que pode acontecer nas próximas três décadas, a renúncia fiscal em valores correntes seria, então, de pelo menos R\$ 1,373 trilhão.

Nos países exportadores líquidos de petróleo não há esse tipo de renúncia fiscal. A participação governamental na Noruega, por exemplo, é da ordem de 76%. Em países detentores de reservatórios de elevada produtividade, como o Brasil, a participação governamental chega a 100% em razão do monopólio de empresas de propriedade do Estado. Em 2021, a participação governamental efetivamente paga pela Petrobrás foi de 32,6%.

No médio prazo, haverá importante alteração no perfil de produção com aumento da participação dos regimes de cessão onerosa e de partilha de produção. Entretanto, mantida a legislação atual, não deverá haver grandes alterações nas participações governamentais.

Admitindo-se que a produção sob o regime de partilha aumente de 23,7% em 2021 para 54% da produção nacional de petróleo em 2031, que a produção sob o regime de cessão onerosa aumente de 10,5% para 16% nesse período e que a produção sob o regime de concessão caia de 65,8% para 30% nesse período, a produção nacional de petróleo será de 5,2 milhões de barris por dia em 2031. Essa queda de produção sob o regime de concessão decorrerá da previsível baixa na produção de campos no polígono do Pré-Sal.

No período de 2022 a 2031, estima-se que, sob o regime de partilha de produção, as receitas acumuladas de royalties serão de US\$ 79,3 bilhões e as receitas de comercialização de petróleo e gás natural da União serão de US\$ 99,6 bilhões, o que totaliza US\$ 178,9 bilhões.

Estima-se que, nesse período, o regime de cessão onerosa será responsável por uma produção acumulada equivalente a 33% da do regime de partilha de produção. Esse regime pode gerar apenas US\$ 17,3 bilhões a título de royalties.

Estima-se que a arrecadação de royalties sob o regime de concessão será de US\$ 54,5 bilhões. Prevê-se que o valor arrecadado de participação especial também será de US\$ 54,5 bilhões. Assim, a receita total sob esse regime será de US\$ 109 bilhões.

Desse modo, as receitas petrolíferas estatais poderão ser de US\$ 305,2 bilhões de 2022 a 2031.

Neste trabalho, estima-se que a produção acumulada de petróleo nesse período será de 16,2 bilhões de barris de petróleo, que poderão gerar uma receita total acumulada de US\$ 1,177 trilhão. Essa receita poderá ser aumentada em 6% em decorrência da produção de gás natural. Com isso, o valor total da receita petrolífera acumulada poderá ser de US\$ 1,248 trilhão.

Assim sendo, as receitas petrolíferas estatais diretas poderão ser de apenas 24,5% do valor total da produção. Como são muito baixos os pagamentos de IRPJ/CSLL, a participação governamental no Brasil poderá continuar muito baixa.

A edição da MPV nº 795/2017 e a promulgação da Lei nº 13.586/2017, pode ser considerada uma oportunidade perdida no sentido de aumentar a participação governamental no Brasil.

Essa Lei estabeleceu novas regras tanto para o IRPJ/CSLL como para o Repetro. A partir da Lei nº 13.586/2017, o Repetro deixou de ser um regime aduaneiro especial apenas. Foi criado o Repetro-Sped, que passou a ser um regime aduaneiro e tributário que garante o não pagamento de tributos federais aos bens importados, a critério da RFB, de permanência permanente (regime tributário) ou temporária (regime aduaneiro).

Antes dessa Lei, os benefícios fiscais do Repetro estavam limitados à exportação, com saída ficta do território nacional e posterior aplicação do regime de admissão temporária, e à importação, sob o benefício de drawback na modalidade de suspensão do pagamento dos impostos incidentes.

Os benefícios fiscais foram também ampliados pela Lei nº 13.586/2017 para a importação ou a aquisição de bens no mercado interno por empresas denominadas fabricantes intermediários para a industrialização de produto intermediário a ser diretamente fornecido a empresas que os utilizem no processo produtivo. Esse novo regime é chamado de Repetro-Industrialização.

É possível que a renúncia fiscal do Repetro-Sped e do Repetro-Industrialização seja da ordem de R\$ 45 bilhões por ano. Em trinta anos, em valores correntes, tal renúncia seria de R\$ 1,350 trilhão.

Observa-se, então, que as atividades de exploração e produção de petróleo, ao contrário das atividades de refino, contam com significativos incentivos fiscais, até no caso dos campos mais produtivos do mundo localizados na província do Pré-Sal.

No refino, a Petrobrás apresenta boa renda líquida, pois suas refinarias já estão praticamente amortizadas. Além disso, a estatal defende a política de preço de paridade de importação (PPI), mesmo para derivados produzidos no Brasil a partir de petróleo nacional.

No caso de refinarias novas, atualmente, a rentabilidade do refino é bem menor que a da produção e exportação de petróleo bruto, principalmente quando se trata dos grandes campos do Pré-Sal. Sem investimentos em refino, o Brasil fica sujeito a elevados preços de combustíveis importados, com alto impacto na taxa de inflação.

Para aumentar a tributação, principalmente nos campos altamente rentáveis do Pré-Sal, é fundamental alterar a Lei nº 13.586/2017, com o objetivo de aumentar a arrecadação de IRPJ e de CSLL, e reduzir os subsídios do "novo Repetro", além de tributar a exportação do petróleo bruto.

Dos cerca de 3 milhões de barris de petróleo por dia, atualmente produzidos no Brasil, cerca de 46% são exportados, o que corresponde a uma exportação de 1,38 milhão de barris de petróleo por dia.

Com relação aos preços dos derivados, a Petrobrás ou qualquer outra empresa não deve cobrar preço mais alto que o do mercado internacional pelo derivado nacional. No entanto, as empresas devem receber um valor compatível com esse mercado, de modo a incentivar os investimentos em refino e promover a autossuficiência do Brasil em derivados, desde que esse valor não seja pago exclusivamente pelo consumidor.

Há duas maneiras de o consumidor efetivar o pagamento: quando da compra do combustível ou quando há subsídios com recursos orçamentários. Os atuais recursos orçamentários decorrentes das atividades de exploração e produção são proporcionalmente muito baixos. É fundamental, então, a concepção de novas fontes de receitas petrolíferas estatais, de modo a aumentar a participação governamental.

O aumento dessa participação pode ocorrer tanto pelo imposto de exportação sobre o petróleo bruto quanto pela redução dos benefícios fiscais de que trata a Lei nº 13.586/2017. Essa nova fonte de recursos permitiria subvenção econômica para empresas refinadoras ou redução da carga tributária efetivamente paga pelo consumidor, o que reduziria o preço dos derivados para as distribuidoras.

Esse preço é a principal referência para a formação dos preços finais dos combustíveis para os consumidores brasileiros. Como é baixa a renda média do brasileiro e o Brasil é importante produtor de petróleo a baixo custo no Pré-Sal, seria importante haver algum tipo de subsídio, especialmente para a parcela mais pobre da população.

Com relação à cobrança de um imposto de empresas exportadoras de petróleo bruto com altíssima rentabilidade, o Decreto-Lei nº 1.578, de 11 de outubro de 1977, alterado pela Lei nº 9.716, de 26 de novembro de 1998, já autoriza essa cobrança com alíquota básica de 30%. A edição de um decreto do Presidente da República pode reduzir ou aumentar essa alíquota.

Como esse imposto pago por empresas exportadoras de petróleo bruto “retornaria” para empresas refinadoras e possibilitaria a redução dos tributos sobre o consumo, não haveria aumento da carga tributária nem aumento de arrecadação do governo.

Além de reduzir e estabilizar os preços, o imposto de exportação pode ser um importante instrumento de política industrial, gerando investimentos em refino, com forte impacto na importação de derivados. Enquanto o Brasil não for autossuficiente em todos os derivados de petróleo, a subvenção decorrente do imposto de exportação também poderia retornar, provisoriamente, para os importadores de derivados.

Com relação à atual carga tributária paga pelos consumidores, ICMS, PIS/COFINS e CIDE – Combustíveis, considera-se que ela não gera significativa distorção na formação dos preços finais. Apesar de o Brasil ser produtor e exportador de petróleo, os preços dos combustíveis para o consumidor estão próximos das médias mundiais. Se houver aumento da carga tributária, graves podem ser as consequências sociais no Brasil, pois se trata de um país de baixa renda.

A carga tributária dos consumidores e da Petrobrás de R\$ 202,9 bilhões equivale a 34% de todas as receitas da estatal de R\$ 597,8 bilhões. As participações governamentais de R\$ 54,7 bilhões, o IRPJ/CSLL de R\$ 10,4 bilhões e os outros impostos e contribuições, que totalizam R\$ 66,9 bilhões efetivamente pagos pela Petrobrás, equivalem a apenas 11,29% de R\$ 597,8 bilhões.

Em suma, o grande problema do Brasil é o baixo pagamento de tributos pelas empresas, especialmente no Pré-Sal, onde as empresas produzem a baixo custo e exportam o petróleo bruto. A baixa participação governamental a concessão de subsídios generalizados no País para reduzir os preços dos combustíveis.

No entanto, há a possibilidade de se ter novas fontes de recursos orçamentários por meio do aumento de tributos, com a alteração da Lei nº 13.586/2017 ou pela cobrança de tributos sobre a exportação de petróleo bruto, sem comprometer a rentabilidade dessas empresas, de modo a se viabilizar os justos subsídios, com significativa redução nos preços dos combustíveis para o conjunto da sociedade brasileira.

BIBLIOGRAFIA

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – dezembro de 2021.**

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2018 a 2021.**

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 em consulta pública (PDE-2031).**

INESC – INSTITUTO DE ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS. **Subsídios aos Combustíveis Fósseis no Brasil (2021).**

LIMA, P. C. R. **Pré-Sal: o Novo Marco Legal e a Capitalização da Petrobras.** Editora Sinergia, 2010.

_____. **Análise da Constitucionalidade e da Legalidade das Privatizações na Petrobras.** Editora Appris, 2020.

MACHADO, M. E. L. M. **A Indústria Upstream de Petróleo & Gás no Brasil e seus Aspectos Histórico-Econômicos: Atuais Benefícios e Entraves do Regime Aduaneiro Especial Repetro.** Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento. Ano 02, Ed. 03, Vol. 01, pp. 468-565, 2017.

MARTÉN, I., WHITTAKER, P., e BOURIO. A. M. **Government Take in Upstream Oil and Gas Framing a More Balanced Dialogue.** BCG Publications, December 09, 2015.

PETROBRÁS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Desempenho Financeiro – 2014 a 2021.**

_____. **Demonstrações Financeiras – 2021.**

_____. **Relatórios Fiscais – 2019 a 2021.**

_____. **Webcast – 24 de fevereiro de 2022.**

PPSA. **Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção de novembro de 2021.**



EQUIPE INESC

Conselho Diretor

Aline Maia Nascimento
Júlia Alves Marinho Rodrigues
Márcia Anita Sprandel
Pedro de Carvalho Pontual
Roseli Faria

Conselho Fiscal

Iliana Alves Canoff
Lucas de Alencar Oliveira
Mário Lisbôa Theodoro

Colegiado de Gestão

Cristiane da Silva Ribeiro
Iara Pietricovsky de Oliveira
José Antonio Moroni

Coordenadora da Assessoria Política

Nathalie Beghin

Gerente Financeiro, Administrativo e de Pessoal

Ana Paula Felipe

Assistente da Direção

Adriana Silva Alves
Marcela Coelho M. Esteves

Equipe de Comunicação

Maria Garcia
Sílvia Alvarez
Thaís Vivas
Thays Puzzi

Assessoria Política

Alessandra Cardoso
Carmela Zigoni

Cássio Cardoso Carvalho
Cleo Manhas
Gabriela Nepomuceno
Leila Saraiva
Livi Gerbase
Márcia Acioli
Tatiana Oliveira

Assessoria Técnica

Dyarley Viana de Oliveira
Thallita de Oliveira

Educador Social

Markão Aborígine

Contadora

Rosa Diná Gomes Ferreira

Assistente de Contabilidade

Ricardo Santana da Silva

Técnico de Informática

Cristóvão Frinhani

Auxiliares Administrativos

Adalberto Vieira dos Santos
Eugênia Christina Alves Ferreira
Isabela Mara dos Santos da Silva
Josemar Vieira dos Santos

Auxiliar de Serviços Gerais

Roni Ferreira Chagas

Estagiários/as

Camila Beda
Yan Nogueira

APOIO INSTITUCIONAL

Actionaid
Avina America - Fundo Pulsante
Charles Stewart Mott Foundation
CLUA – Climate and Land Use Alliance
ETF - Energy Transition Fund
Fastenaktion
Fundação Avina
Fundação Ford
Fundação Heinrich Böll

Fundar
ICS – Instituto Clima e Sociedade
KNH – Kindernothilfe
Malala Fund
Misereor
OSF – Open Society Foundations
PPM – Pão para o Mundo
Rainforest Foundation Norway

