



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS JURÍDICAS

GUILHERME MARINHO DE ARAÚJO MENDES

**ANÁLISE DO REPETRO-SPED ENQUANTO INSTRUMENTO DE ATRATIVIDADE
DE INVESTIMENTOS E PROMOÇÃO DO DESENVOLVIMENTO DO SETOR
PETROLÍFERO NO BRASIL**

JOÃO PESSOA – PB

2025

GUILHERME MARINHO DE ARAÚJO MENDES

**ANÁLISE DO REPETRO-SPED ENQUANTO INSTRUMENTO DE ATRATIVIDADE
DE INVESTIMENTOS E PROMOÇÃO DO DESENVOLVIMENTO DO SETOR
PETROLÍFERO NO BRASIL**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Jurídicas da Universidade Federal da Paraíba (PPGCJ/UFPB), como requisito à obtenção do título de Doutor em Direito na Área de Concentração: Direitos humanos e Desenvolvimento e Linha de Pesquisa: Direitos Sociais, Regulação Econômica e Desenvolvimento.

Orientadora: Professora Dr.^a Ana Paula Basso.

JOÃO PESSOA – PB

2025

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

M538a Mendes, Guilherme Marinho de Araújo.

Análise do Repetro-Sped enquanto instrumento de atratividade de investimentos e promoção do desenvolvimento do setor petrolífero no Brasil / Guilherme Marinho de Araújo Mendes. - João Pessoa, 2025.

244 f. : il.

Orientação: Ana Paula Basso.
Tese (Doutorado) - UFPB/CCJ.

1. Incentivo fiscal. 2. Tributação. 3. Petróleo. 4. Repetro. 5. Repetro-sped. I. Basso, Ana Paula. II. Título.

UFPB/BC

CDU 336.564(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS – CCJ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS JURÍDICAS - PPGCJ

ATA DE DEFESA DE DOUTORADO

Ata da Banca de **DEFESA** do(a) Doutorando(a) **GUILHERME MARINHO DE ARAÚJO MENDES**, aluno(a) do Programa de Pós-Graduação em Ciências Jurídicas.

Às 14h do dia 13 de março de 2025, por meio de videoconferência, reuniu-se a Comissão Examinadora formada pelos seguintes Professores Doutores: ANA PAULA BASSO (Orientadora - PPGCJ/UFPB), FERNANDO JOAQUIM FERREIRA MAIA (Avaliador Interno – PPGCJ/UFPB), JAILTON MACENA DE ARAÚJO (Avaliador Interno – PPGCJ/UFPB), BRENO CARVALHO ROOS (Avaliador Externo - UFRN), LUIZ FELIPE MONTEIRO SEIXAS (Avaliador Externo - UFPE), para avaliar a tese de doutorado do(a) aluno(a) **GUILHERME MARINHO DE ARAÚJO MENDES**, intitulada: **“ANÁLISE DO REPETRO-SPED ENQUANTO INSTRUMENTO DE ATRATIVIDADE DE INVESTIMENTOS E PROMOÇÃO DO DESENVOLVIMENTO DO SETOR PETROLÍFERO NO BRASIL”**. Compareceram à cerimônia, além do(a) candidato(a), professores, alunos, familiares e convidados. Dando início à solenidade, o(a) Prof^a. Ana Paula Basso (Orientadora) apresentou a Comissão Examinadora, passando a palavra ao(à) doutorando(a), que discorreu sobre o tema dentro do prazo regimental. O(A) candidato(a) foi a seguir arguido pelos examinadores na forma regimental. Ato contínuo, passou então a Comissão, em caráter secreto, à avaliação e ao julgamento do referido trabalho, concluindo por atribuir-lhe o conceito **APROVADO**, o qual foi proclamado pela Presidência da Comissão, de acordo com as recomendações indicadas na reunião. Nada mais havendo a declarar, a presidência deu por encerrada a sessão, da qual eu, Rosandro Barros da Silva Souza, secretário do Programa de Pós-Graduação em Ciências Jurídicas, lavrei a presente ata, que assino juntamente, com os demais membros da banca examinadora. João Pessoa-PB, 13 de março de 2025. XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

Assinatura Digital - SIPAC/UFPB

Prof^a. Dr. Ana Paula Basso

Orientadora - PPGCJ/UFPB

Assinatura Digital - SIPAC/UFPB

Prof. Dr. Jailton Macena de Araújo

Avaliador(a) Interno(a) - UFPB

Assinatura Digital - SIPAC/UFPB

Prof. Dr. Fernando Joaquim Ferreira Maia

Avaliador(a) Interno(a) - UFPB

Prof. Dr. BRENO CARVALHO ROOS

Avaliador(a) Externo(a) - UFRN

Prof. Dr. LUIZ FELIPE MONTEIRO SEIXAS

Avaliador(a) Externo(a) - UFPE



Documento assinado digitalmente

BRENO CARVALHO ROOS

Data: 03/04/2025 11:45:03-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>



Documento assinado digitalmente

LUIZ FELIPE MONTEIRO SEIXAS

Data: 03/04/2025 16:25:08-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Emitido em 04/04/2025

ATA Nº 1/2025 - CCJ - PPGCJ (11.01.46.04)
(Nº do Documento: 1)

(Nº do Protocolo: NÃO PROTOCOLADO)

(Assinado digitalmente em 08/04/2025 13:02)
JAILTON MACENA DE ARAÚJO
PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR
1724875

(Assinado digitalmente em 07/04/2025 14:46)
ROSANDRO BARROS DA SILVA SOUZA
ASSISTENTE EM ADMINISTRACAO
1023010

(Assinado digitalmente em 07/04/2025 12:14)
FERNANDO JOAQUIM FERREIRA MAIA
COORDENADOR(A) DE CURSO
1699728

(Assinado digitalmente em 04/04/2025 16:46)
ANA PAULA BASSO
PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR
1058740

Para verificar a autenticidade deste documento entre em <https://sipac.ufpb.br/documentos/> informando seu número: **1**,
ano: **2025**, documento (espécie): **ATA**, data de emissão: **04/04/2025** e o código de verificação: **d42af8a654**

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, agradeço aos meus familiares pelo apoio, destacadamente meus pais, Sérgio Silva Mendes e Celiane Marinho de Araújo Mendes. Sem esses dois, definitivamente eu não teria percorrido o tanto que percorri nessa jornada da vida. Meus pais foram de fundamental importância nessa fase de doutoramento, não tenho palavras suficientes para expressar minha gratidão.

À minha orientadora, professora Ana Paula Basso, que além de ser uma professora que inspira diante da seriedade que conduz o seu trabalho, realizou um ótimo trabalho de orientação, sempre demonstrando disponibilidade e fazendo importantes indicações. Além disso, o período de convivência durante meu estágio docente perante a UFPB, na disciplina de Direito Tributário, permitiu enriquecer minha experiência acadêmica, algo que nenhum livro é capaz de ensinar. Gratidão por esse período de convivência e orientação, que sempre será lembrado.

À banca composta para avaliar esta tese de doutorado, constituída pelos professores Breno Carvalho Roos, Luiz Felipe Seixas, Fernando Joaquim Maia e Jailton Macena de Araújo. Agradeço a cada um por ter aceitado o convite e por cada comentário, sugestão e contribuição dada durante a banca de qualificação. Definitivamente os comentários da banca foram relevantes para melhorar a qualidade do trabalho.

Aos amigos do Programa de Pós-Graduação em Ciências Jurídicas – PPGCJ/UFPB, que tornaram a jornada acadêmica mais leve e empolgante. O período de convivência com eles e o próprio ambiente do PPGCJ/UFPB (as aulas, os professores, os servidores, a estrutura física da universidade, fazer parte do programa) formaram uma atmosfera instigante para estudar, uma experiência transformadora e gratificante.

Ao Ministério da Educação e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pela bolsa concedida durante o doutorado, que foi muito importante para poder produzir academicamente com o máximo de dedicação. Busquei a todo momento honrar a bolsa concedida e oferecer meu máximo de desempenho como forma de gratidão.

“Mesmo as leis mais bem ordenadas são impotentes diante dos costumes.”

Maquiavel, 2002.

RESUMO

Este trabalho se trata de uma análise do Repetro-sped enquanto instrumento de atratividade de investimentos e promoção do desenvolvimento do setor petrolífero no Brasil. A relevância da pesquisa está em expor o que justifica o REPETRO enquanto regime especial, demonstrando a sua importância na viabilidade econômica dos projetos de petróleo no Brasil, os impactos socioeconômicos, investigação da plausibilidade da renúncia fiscal com a aplicação do regime e proposições de ampliação da eficiência. Então, o problema que orienta a pesquisa é: o REPETRO enquanto incentivo fiscal que desonera a indústria do petróleo é justificável, tendo vista o montante que o Estado brasileiro deixa de arrecadar? Essa renúncia fiscal é plausível? Esses questionamentos são relevantes, uma vez que a renúncia fiscal via REPETRO atinge montantes vultuosos, demandando ser justificável a partir de objetivos socioeconômicos e da necessidade de viabilidade da atividade econômica. Assim, a investigação teve inicialmente como objetivo trazer os paradigmas regulatórios e fiscais internacionais, observando que há um padrão global de práticas entre governos anfitriões e a indústria do petróleo, prosseguindo a pesquisa com a descrição da cadeia produtiva do petróleo e análise da regulação brasileira. Em seguida, o objetivo foi descrever o tratamento fiscal brasileiro sobre a cadeia do petróleo (*upstream* e *downstream*), com enfoque no REPETRO, até chegar na Reforma Tributária e controvérsias do Imposto Seletivo. Sequencialmente, o objetivo foi fazer a análise da viabilidade econômica dos projetos do petróleo, utilizando VPL e TIR, e apresentar modelagens econômicas feitas por autores especializados, comparando cenários com e sem REPETRO, assim como demonstrar os impactos do regime, além das críticas quanto à gestão. Finalmente objetou-se investigar a estrutura e legitimidade de um regime especial, analisar o REPETRO como tributação indutora do desenvolvimento, verificar como o petróleo está situado no contexto da transição energética e examinar o regime sob a ótica da Análise Econômica do Direito. A partir da revisão da bibliografia internacional sobre regulação do petróleo (como Johnston, Tordo, Igalliu), análise de legislação, levantamento de dados de órgãos oficiais (como RFB, TCU, ANP) e de instituições pertinentes ao setor (como IBP, ABESPetro, ABPIP), levantamento de modelagens econômicas publicadas (como Coimbra e Almeida, Nogueira, Ferreira e Duque), assim como subsidiada pela bibliografia de Direito Tributário e de Direito e Economia, a pesquisa foi realizada buscando cumprir os objetivos propostos. Por fim, a hipótese é que o REPETRO é um complexo de regimes necessários para a atratividade de investimentos e desenvolvimento do setor do petróleo no Brasil.

Palavras-chave: Petróleo. Desenvolvimento. Tributação. REPETRO. Repetro-sped.

ABSTRACT

This work analyzes Repetro-sped as an instrument for attracting investment and promoting the development of the oil sector in Brazil. The relevance of the research lies in explaining what justifies REPETRO as a special regime, demonstrating its importance in the economic viability of oil projects in Brazil, its socioeconomic impacts, investigating the plausibility of tax waivers with the application of the regime, and proposing ways to increase efficiency. Therefore, the problem that guides the research is: is REPETRO as a tax incentive that relieves the burden on the oil industry justifiable, given the amount that the Brazilian State fails to collect? Is this tax waiver plausible? These questions are relevant, since the tax waiver via REPETRO reaches large amounts, requiring justification based on socioeconomic objectives and the need for economic activity viability. Thus, the research initially aimed to bring international regulatory and fiscal paradigms, noting that there is a global pattern of practices between host governments and the oil industry, continuing the research with the description of the oil production chain and analysis of Brazilian regulation. Next, the objective was to describe the Brazilian tax treatment of the oil chain (upstream and downstream), focusing on REPETRO, until reaching the Tax Reform and controversies of the Selective Tax. Sequentially, the objective was to analyze the economic viability of oil projects, using NPV and IRR, and to present economic models made by specialized authors, comparing scenarios with and without REPETRO, as well as to demonstrate the impacts of the regime, in addition to criticisms regarding management. Ultimately, the aim was to investigate the structure and legitimacy of a special regime, analyze REPETRO as a tax that induces development, verify how oil is situated in the context of the energy transition and examine the regime from the perspective of the Economic Analysis of Law. Based on a review of international literature on oil regulation (such as Johnston, Tordo, Igalliu), analysis of legislation, collection of data from official bodies (such as RFB, TCU, ANP) and institutions relevant to the sector (such as IBP, ABESPetro, ABPIP), survey of published economic models (such as Coimbra and Almeida, Nogueira, Ferreira and Duque), as well as support from the bibliography of Tax Law and Law and Economics, the research was carried out in order to fulfill the proposed objectives. Finally, the hypothesis is that REPETRO is a complex of regimes necessary for the attraction of investments and development of the oil sector in Brazil.

Keywords: Oil. Development. Taxation. REPETRO. Repetro-sped.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Lista de Figuras

Figura 1 – Alocação de receitas da produção	27
Figura 2 – Dilema de Escolha (trade off) entre Parcela do Governo e Potencial Petrolífero..	28
Figura 3 – Comparativo internacional: <i>Government Take</i> por fase de projeto	29
Figura 4 – Espectro da base tributária	30
Figura 5 – Mapa de exploração e produção de petróleo e gás – área do pré-sal	45
Figura 6 – Representação da fase <i>upstream</i>	53
Figura 7 – Representação da fase <i>downstream</i>	54
Figura 8 – Carga tributária – Repetro-sped	64
Figura 9 – Estrutura com Drawback, Exportação Ficta e Admissão Temporária	68
Figura 10 – Estrutura de Admissão Temporária - Exemplo	69
Figura 11 – Fluxograma geral do Repetro-industrialização	73
Figura 12 – Fluxograma geral do Repetro-sped e do Repetro-industrialização	74
Figura 13 – Sistemática do ICMS “próprio” – Não cumulatividade – exemplo ilustrativo....	87
Figura 14 – Sistemática do ICMS “ST” – exemplo ilustrativo	87
Figura 15 – ICMS “ST”: cadeia de derivados	88
Figura 16 – Tributos extintos com a vigência da Reforma Tributária	92
Figura 17 – Comparativo de alíquotas do Imposto sobre Valor Agregado (IVA) no mundo .	93
Figura 18 – Estimativa de transição do IBS	93
Figura 19 – Linha temporal da transição e completa implementação da Reforma Tributária	94
Figura 20 – Fluxo de Caixa típico de um projeto de E&P	104
Figura 21 – Tributação da exploração e produção de petróleo e gás natural – Estrutura econômico-fiscal.....	111
Figura 22 – Estrutura da participação da União e dos parceiros de cada projeto, com descontos	111
Figura 23 – Distribuição regional dos PRHs.....	164
Figura 24 – Progressividade de incentivo	189

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Evolução do preço médio do petróleo e projeções 2022-2025.....	36
---	----

Gráfico 2 – Produção global de petróleo e participação da OPEP	37
Gráfico 3 – Evolução da produção de O&G por ambiente.....	48
Gráfico 4 – Fluxo de caixa típico de um projeto de E&P por fase.....	55
Gráfico 5 – Distribuição da receita para diferentes preços de óleo	109
Gráfico 6 – Fluxo de Caixa em Milhões de Dólares Associada à Reserva de 150 MMBbl..	116
Gráfico 7 – Fluxo de Caixa (MM\$) associada à reserva de 500MMBbl.....	116
Gráfico 8 – Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a Variações no Preço do Petróleo – projeto de 150 MMBbl	117
Gráfico 9 – Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a variações no preço do petróleo em dólar por barril - VME(\$) $\times$ Preço do Petróleo (\$) – projeto de 150 MMBbl.....	117
Gráfico 10 – Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a variações no preço do petróleo em dólar por barril TIR (%) $\times$ Preço do Petróleo (\$) – projeto de 500MMBbl	118
Gráfico 11 – Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a variações no preço do petróleo em dólar por barril - VME (\$) $\times$ Preço do Petróleo (\$) - projeto de 500MMBbl.....	118
Gráfico 12 – <i>Government take</i> adicional com Repetro e com o fim do Repetro.....	119
Gráfico 13 – Desdobramento do fluxo de caixa projeto Cenário Base	120
Gráfico 14 – Comparação do CAPEX nos dois cenários	120
Gráfico 15 – Comparação dos indicadores econômicos nos dois cenários	121
Gráfico 16 – Análise financeira dos projetos com e sem o REPETRO.....	122
Gráfico 17 – Análise da não oneração em projetos para inviáveis sem REPETRO	122
Gráfico 18 – Análise da não oneração em projetos para viáveis sem REPETRO.....	123
Gráfico 19 – Análise comparativa de rentabilidade - Simulação efeitos do Repetro-Sped - Campo de pequeno porte (90 milhões boe).....	124
Gráfico 20 – Análise comparativa de rentabilidade - Simulação efeitos do Repetro-Sped - Campo de médio porte (400 milhões boe).....	125
Gráfico 21 – Balanço entre o benefício gerado pelo REPETRO x não oneração da fase de investimentos.....	126
Gráfico 22 – Evolução estimada das receitas governamentais (2022-2031).....	127
Gráfico 23 – Evolução das desonerações tributárias federais associadas ao REPETRO (2000-2021).....	127
Gráfico 24 – Arrecadação com royalties, bônus de assinatura, participações especiais e tributos	130
Gráfico 25 – Histórico e cenários de projeção da produção de petróleo no Brasil	131
Gráfico 26 – Projeções de investimentos e postos de trabalho com e sem o Repetro.....	132

Gráfico 27 – Ciclo típico do investimento em E&P – Níveis de emprego.....	133
Gráfico 28 – Histórico e projeções da parcela da produção de petróleo brasileira destinada à exportação.....	133
Gráfico 29 – Recolhimento de Tributos Federais Aduaneiros e Renúncia Fiscal Aduaneira.....	137
Gráfico 30 – Tipo de Renúncia Fiscal – período de 2005 a 2015	138
Gráfico 31 – Valor das Importações no Repetro e no Repetro-Sped	138
Gráfico 32 – Valor das Importações no Repetro-Sped Temporário versus Repetro-Sped Definitivo (convertido para R\$)	139
Gráfico 33 – Evolução do valor transacionado sob o Repetro-Industrialização (2019-2022)	142
Gráfico 34 – Obrigação de investimento em PD&I – 1998-2022	163
Gráfico 35 – Projeção da arrecadação do Fundo Social – FS – 2023 a 2032.....	167
Gráfico 36 – Matriz Energética Mundial 2022.....	182
Gráfico 37 – Matriz Energética Brasileira 2023	183
Gráfico 38 – Matriz Elétrica Mundial 2022	184
Gráfico 39 – Matriz Elétrica Brasileira 2023	184

Lista de Quadros

Quadro 1 – Classificação de arranjos contratuais	25
Quadro 2 – Cálculo das participações do governo e do contratado	39
Quadro 3 – Quantidade de blocos ofertados e arrematados – regime de concessão	43
Quadro 4 – Composição das ofertas nos contratos de partilha da produção.....	47
Quadro 5 – Quantidade de blocos ofertados e arrematados – regime de partilha de produção	47
Quadro 6 – Quantidade de blocos ofertados e arrematados – Volumes Excedentes da Cessão Onerosa.....	50
Quadro 7 – Tributação sobre a fase <i>upstream</i>	60
Quadro 8 – Metodologia de cálculo dos <i>royalties</i>	76
Quadro 9 – Cálculo do preço de referência do petróleo nacional	77
Quadro 10 – Tabela de distribuições de <i>royalties</i>	78
Quadro 11 – Exemplo de metodologia de cálculo de participação especial	79
Quadro 12 – Fórmula para apuração da Receita Bruta de Produção no Período-base.....	80
Quadro 13 – Critérios do pagamento pela ocupação ou retenção de áreas	81

Quadro 14 – Tributação sobre a fase <i>dowstream</i>	83
Quadro 15 – PIS e COFINS devidas pelos produtores e importadores de derivados de petróleo – Regime Concentrado	84
Quadro 16 – redução das alíquotas de PIS e COFINS incidentes sobre derivados do petróleo	85
Quadro 17 – Regime Especial de Apuração - RECOB Combustíveis com alíquotas <i>ad rem</i>	85
Quadro 18 – Redução alíquotas <i>ad rem</i> do RECOB Combustíveis	86
Quadro 19 – Categorias de custo dos projetos de E&P.....	107
Quadro 20 – Custos totais de produção por atividade em um projeto no ambiente pré-sal de 5 bilhões de barris.....	108
Quadro 21 – Exemplo de um fluxo financeiro de sistema sob regime de Concessão	110
Quadro 22 – Exemplo de um fluxo financeiro de sistema sob regime de Partilha da Produção	112
Quadro 23 – Indicadores econômicos	129
Quadro 24 – Os 10 maiores produtores de petróleo e participação na produção mundial total de petróleo em 2023	134
Quadro 25 – Os 10 maiores consumidores de petróleo e participação na produção mundial total de petróleo em 2022	135
Quadro 26 – Exemplos de alíquotas e partilha do Simples Nacional (aplicáveis ao setor do Comércio)	150
Quadro 27 – Valores brutos das bolsas com vigência a partir de janeiro de 2019 – PRH-ANP	165
Quadro 28 – Arrecadação histórica do Fundo Social do pré-sal – 2012 a 2022	166
Quadro 29 – Trilema Energético Mundial	174
Quadro 30 – Variação da Matriz Energética Global entre 2020 e 2050	175
Quadro 31 – Funcionamento do REPETRO – Lógica econômica do REPETRO	196
Quadro 32 – Etapas do <i>upstream</i> , caracterização e sensibilidade à tributação	196
Quadro 33 – Resultados de leilões no Mundo: comparativo de 2015 (13ª Rodada de licitações da ANP no Brasil)	199
Quadro 34 – Atratividade dos regimes fiscais - Comparativo	200
Quadro 35 – Impacto da redução dos Royalties em um projeto de pequeno porte no ambiente <i>onshore</i> – adequação de alíquota.....	205

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABESPETRO	Associação brasileira das empresas de bens e serviços de petróleo
ABEX	<i>Abandonment Expense</i>
ABPIP	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás
ADCT	Ato das Disposições Constitucionais Transitórias
ADI	Ação Direta de Inconstitucionalidade
AED	Análise Econômica do Direito
AFRMM	Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Art(s).	Artigo(s)
Bbl	Barril de óleo
BNDS	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
Boe	Barril Equivalente de Petróleo
Bpd	Barris por dia
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CBS	Contribuição sobre bens e serviços
CCL	Capital circulante líquido
CCUS	Carbon Capture, Use and Storage
CF	Constituição Federal
CGSN	Comitê Gestor do Simples Nacional
CIDE	Contribuição sobre Intervenção no Domínio Econômico
CIF	<i>Cost, Insurance and Freight</i>
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COP28	28. ^a Conferências das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CTN	Código Tributário Nacional

DI	Declaração de Importação
DTE	Domicílio Tributário Eletrônico
E&P	Exploração e Produção
EC	Emenda Constitucional
ECD	Escrituração Contábil Digital
EFD	Escrituração Fiscal Digital
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EM	Exposição dos motivos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESG	<i>Environment Social Governance</i>
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FGTS	Fundo de Garantia do Tempo de Serviço
FIESP	Federação das Indústrias do Estado de São Paulo
FMM	Fundo da Marinha Mercante
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
FS	Fundo Social
GLP	Gás liquefeito de petróleo
GLGN	Gás Liquefeito derivado de Gás Natural
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IED	Instalação de embarque e desembarque de petróleo
IGP-M	Índice Geral de Preços – Mercado
IS	Imposto Seletivo
IBS	Imposto sobre bens e serviços
IN	Instrução Normativa
Ipea	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IRPJ	Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas
ISS (ISSQN)	Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza
IVA	Imposto sobre Valor Agregado

LC	Lei Complementar
MAPA	Ministério da Agricultura e Pecuária
MF	Ministério da Fazenda
MM	Milhões
MP	Medida Provisória
NCM	Nomenclatura Comum do Mercosul
NF-e	Nota Fiscal Eletrônica
O&G	Óleo e Gás
ONU	Organização das Nações Unidas
OPC	Oferta Permanente de Concessão
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
OPP	Oferta Permanente de Partilha
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PAD	Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural
Padis	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores e Displays
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PD	Plano de Desenvolvimento
PD&I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PEM	Programa Exploratório Mínimo
PIB	Produto Interno Bruto
PIDESC	Pacto Internacional sobre os Direitos Econômicos, Sociais e Culturais
PIS	Programa de Integração Social
PPSA	Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A.
PRGN	Preço de referência do gás natural
PRH-ANP	Programa de Formação de Recursos Humanos para o Setor de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
PROCONVE	Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores
QAV	Querosene de aviação

RANP	Resolução ANP
RE	Recurso Extraordinário
RECOB	Regime Especial de Apuração e Pagamento da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins incidentes sobre Combustíveis e Bebidas
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
Reiq	Regime Especial da Indústria Química e Petroquímica brasileira
Repenec	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura da Indústria Petrolífera nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste
Repetro	Regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural
Repetro-Sped	Regime tributário especial e regime aduaneiro especial de utilização econômica de bens destinados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural
REPORTO	Regime Tributário para Incentivo à Modernização e à Ampliação da Estrutura Portuária
RFAD	Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural
RFB	Receita Federal do Brasil
RMIT	Regra Matriz de Incidência Tributária
Secex	Secretaria de Comércio Exterior
Sefaz	Secretaria da Fazenda
Simples Nacional	Regime Especial Unificado de Arrecadação de Tributos e Contribuições devidos pelas Microempresas e Empresas de Pequeno Porte
SPED	Sistema Público de Escrituração Digital
STF	Supremo Tribunal Federal
TCU	Tribunal de Contas da União
TEC	Tabela da Tarifa Externa Comum do Mercosul
TMA	Taxa Mínima de Atratividade

UEP	Unidade Estacionária de Produção
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
VME	Valor Monetário Esperado
VPL	Valor Presente Líquido
ZFM	Zona Franca de Manaus

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
2 PANORAMA GERAL DA ATIVIDADE DO PETRÓLEO: PARADIGMAS FISCAIS E REGULATÓRIOS INTERNACIONAIS, REGIMES CONTRATUAIS NO BRASIL E CADEIA PRODUTIVA DO PETRÓLEO	23
2.1 TRIBUTAÇÃO E PARADIGMAS INTERNACIONAIS DE REGULAÇÃO DO PETRÓLEO.....	23
2.2 DOS REGIMES CONTRATUAIS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL	40
2.2.1 Contrato de concessão	41
2.2.2 Regime de partilha da produção	44
2.2.3 Regime de cessão onerosa	49
2.3 A CADEIA PRODUTIVA DO PETRÓLEO: SEGUIMENTOS DE <i>UPSTREAM</i> E <i>DOWNSTREAM</i>	50
3 TRIBUTAÇÃO E PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS INCIDENTES SOBRE A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL: DESCRIÇÃO E ANÁLISE.....	56
3.1 TRIBUTAÇÃO SOBRE A FASE <i>UPSTREAM</i>	56
3.2 REPETRO-SPED: INSTITUIÇÃO E FUNCIONAMENTO DOS ASPECTOS ADUANEIROS E TRIBUTÁRIOS	61
3.2.1 Os regimes especiais tributários no Repetro-sped (previsão dos incisos III e VI da IN RFB nº 1.781/17): Repetro-permanente e Repetro-nacional.....	63
3.2.2 Os regimes especiais aduaneiros no Repetro-sped (previsão dos incisos IV e V do art. 2º da IN RFB nº 1.781/17): Repetro-temporário sem pagamento proporcional e Repetro-temporário com pagamento proporcional.....	66
3.2.3 A regulação do Repetro-industrialização (IN RFB 1901/2019).....	69
3.3 PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	74
3.4 TRIBUTAÇÃO SOBRE A FASE <i>DOWNSTREAM</i>	81
3.4.1 Regime anterior e Regime com a entrada em vigor da Lei Complementar nº 192 de 2022	84
3.5 REFORMA TRIBUTÁRIA: TRANSIÇÃO DO SISTEMA TRIBUTÁRIO PARA IVA DUAL E CONTROVÉRSIAS DA INSTITUIÇÃO DO IMPOSTO SELETIVO (IS).....	91
3.5.1 Transição do sistema tributário para IVA dual com a promulgação da Reforma Tributária.....	91

3.5.2 Controvérsias da instituição do Imposto Seletivo (IS)	95
4 REPETRO E IMPACTOS SOBRE A AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS DE PETRÓLEO NO BRASIL	103
4.1 ASPECTOS METODOLÓGICOS DA AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS DE PETRÓLEO	103
4.2 ESTUDO DA AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS DE PETRÓLEO: CENÁRIOS COM E SEM REPETRO	115
4.3 RESULTADOS POSITIVOS (COMPENSATÓRIOS) COM A APLICAÇÃO DO REGIME	126
4.4. CRÍTICAS À GESTÃO DO REPETRO: FALTA DE TRANSPARÊNCIA NA DIVULGAÇÃO DE DADOS, CARÊNCIAS DE MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO, BEM COMO AUSÊNCIA DE METAS E OBJETIVOS	135
5 REPETRO-SPED E DESENVOLVIMENTO: ESTRUTURA JURÍDICA DE UM REGIME ESPECIAL, CLASSIFICAÇÃO COMO TRIBUTAÇÃO INDUTORA, CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E PERSPECTIVA SOB A ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO	144
5.1 REPETRO-SPED: ANÁLISE DA ESTRUTURA JURÍDICA DE UM REGIME ESPECIAL TRIBUTÁRIO	145
5.2 REPETRO-SPED COMO TRIBUTAÇÃO INDUTORA PARA PROMOÇÃO DO DESENVOLVIMENTO	156
5.3 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: E O PETRÓLEO NESSE CONTEXTO?	173
5.4 REPETRO SOB A ÓTICA DA ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO	185
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	207
REFERÊNCIAS	220

1 INTRODUÇÃO

O petróleo enquanto recurso natural representa uma grande fonte de riqueza em que as nações detentoras de reservas petrolíferas buscam explorar economicamente, seja por meio de contratação de companhias privadas ou constituição de estatais para tal finalidade.

Assim, enquanto as nações possuem as reservas (o hidrocarboneto enquanto recurso natural explorável economicamente), as empresas possuem o aparato tecnológico necessário para conseguir extrair o petróleo, demandando negociações dos aspectos contratuais e regulatórios, bem como a divisão dos lucros dessa riqueza, normalmente utilizando uma divisão em fatia governamental (*Government Take*) e fatia da companhia (*Company Take*) das receitas.

Desse modo, os termos contratuais e os termos fiscais¹ são de importante formulação para que uma companhia de petróleo possa funcionar adequadamente num país anfitrião (detentor de petróleo). Além disso, levando em consideração que vários países com reservas petrolíferas competem para trazer as companhias do setor, pois se trata de um mercado global, os termos fiscais exercem uma influência decisiva na atratividade de investimentos e rentabilidade dos projetos de petróleo desenvolvidos pela indústria.

Logo, em se tratando de uma indústria complexa e de atuação global, diversos processos produtivos são imbricados, formando uma cadeia produtiva extensa que vai desde as atividades de exploração, desenvolvimento de infraestrutura, produção, transporte, refino, distribuição e comercialização, em que cada etapa possui suas peculiaridades de funcionamento, de regulação e de termos fiscais incidentes.

Nesse contexto, a delimitação do presente trabalho encontra-se nas primeiras etapas da cadeia produtiva², nas atividades de exploração, desenvolvimento de infraestrutura e produção, conjunto denominado de *upstream* da cadeia do petróleo. Previamente à execução da atividade econômica do petróleo em si, há negociações entre governos e companhias (até os termos ficarem mais concretos, que normalmente ocorrem por meio de licitações dos blocos) para discutir os detalhes inerentes ao próprio funcionamento da fase *upstream*, pois são necessárias uma regulação e uma tributação específica para viabilizar a atividade econômica. Isso porque

¹ A utilização da expressão “termos fiscais” é usada neste trabalho de maneira abrangente, englobando tanto tributação, quanto compensações financeiras, independentemente do regime jurídico. Isso porque a literatura internacional utiliza “*fiscal terms*” de maneira ampla, sabendo que há uma gama de institutos jurídicos, variáveis de acordo com o país, que o governo pode utilizar para arrecadar (daí uma ênfase no “fiscal”, enquanto finalidade arrecadatória).

² No entanto, o presente trabalho não se descuida em demonstrar o panorama geral tanto do funcionamento quanto da tributação do *downstream* (transporte, refino, distribuição e comercialização), porém sem aprofundar demasiadamente, já que o objeto de estudo é o Repetro-sped (que está situado no *upstream*).

tal fase está exposta a pontos críticos acerca do projeto de investimento, pela exposição de riscos geológicos, políticos e de receita.

Em se tratando de projetos de petróleo que possuem um ciclo de investimento longo, de alto risco e de montante vultosos (atingem a marca de bilhões de dólares), a interação entre risco-recompensa e os termos fiscais são cruciais para não só a viabilidade econômica do projeto como da atratividade de investimento. À vista disso, a prática internacional é de não tributar a fase de investimento e alto risco, enquanto no Brasil há um regime especial, chamado de REPETRO³, que reduz significativamente a tributação (mas não desonera totalmente).

Destarte, o REPETRO é um regime que praticamente confere desoneração da tributação federal nas importações definitivas, bem como traz regimes especiais aduaneiros que permitem a entrada de bens no território brasileiro com suspensão total ou parcial de tributos federais, em se tratando de atividades relacionadas à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo. A nível estadual há redução de alíquota para 3% no que tange ao ICMS. Ao longo do trabalho será visto que em média, por força do regime, uma tributação que chegaria a 40% ou em alguns casos 54,57%, atinge a alíquota efetiva de 3,09%, uma redução, em primeira vista, expressiva. Principalmente sobre bens e investimentos que alcançam milhões ou bilhões de dólares.

Então, questiona-se: o REPETRO enquanto incentivo fiscal que desonera a indústria do petróleo é justificável, tendo vista o montante que o Estado brasileiro deixa de arrecadar? Essa renúncia fiscal é plausível? Como hipótese a ser demonstrada neste trabalho é que o REPETRO é um complexo de regimes necessários para a atratividade de investimentos e desenvolvimento do setor do petróleo no Brasil. Além disso, existe margem de alteração dos termos fiscais para que o regime torne-se mais eficiente e se aproxime da prática internacional, aumentando a atratividade (objetivo primário do regime).

Nesse cenário, considerando que os termos fiscais possuem relevância na atratividade do investimento para o país anfitrião, bem como influencia na viabilidade econômica e níveis de rentabilidade dos projetos, analisa-se a eficiência do REPETRO. Além disso, como o Brasil flexibilizou o monopólio da União sobre as atividades do petróleo, a partir da Emenda Constitucional nº 9 de 1995 que deu nova redação ao art. 177 da CF (regulamentado pela Lei nº 9.478/97), analisa-se a importância do regime para o desenvolvimento do setor do Brasil.

³ Ao longo do trabalho será usado o termo REPETRO como equivalente a utilizar o termo Repetro-sped, levando em consideração o regime como um todo (iniciado em 1999), já que na realidade houve uma prorrogação. Embora o Repetro-sped em si tenha algumas alterações (como o destaque da importação definitiva) e nova base normativa, o funcionamento e finalidade do “Repetro antigo” é semelhante ao “Repetro atual”, já que a partícula “sped” (Sistema Público de Escrituração Digital) definitivamente não é característica mais marcante do atual regime. Houve então uma continuidade do regime em termos gerais.

Logo, o presente trabalho tem como objetivo geral analisar a importância do REPETRO (Repetro-sped) na atratividade de investimentos e desenvolvimento econômico do setor do petróleo no Brasil.

Dessa forma, inicialmente o trabalho teve como objetivo específico trazer os paradigmas internacionais da regulação (principalmente regimes contratuais) e termos fiscais praticados entre os governos anfitriões e a indústria do petróleo, para ter uma visão geral do cenário do setor, e então descrever a cadeia produtiva e analisar a regulação brasileira.

Posteriormente, objetivou-se especificamente descrever o funcionamento tributário do *usptream*, para assim chegar até o enfoque dos detalhes do Repetro-sped e do Repetro-industrialização, descrever as compensações financeiras que recaem sobre a indústria, prosseguindo com a descrição da tributação *downstream* e trazer à baila a Reforma Tributária e discutir as controvérsias do Imposto Seletivo (IS).

Em seguida, o objetivo específico foi fixar os parâmetros para análise da viabilidade econômica dos projetos do petróleo, utilizando VPL (Valor Presente Líquido) e TIR (Taxa Interna de Retorno) e apresentar modelagens econômicas feitas por autores especializados, comparando cenários com e sem REPETRO, bem como os resultados do regime e as críticas (falhas destacadamente no tocante à gestão estatal do regime). Enquanto o último objetivo específico foi investigar a estrutura e legitimidade de um regime especial (verificando o que torna o REPETRO um regime especial), analisar o REPETRO como tributação indutora do desenvolvimento, verificar como o petróleo está contextualizado na transição energética, assim como examinar o REPETRO sob a Análise Econômica do Direito.

Para tais propósitos, o método hipotético-dedutivo foi a abordagem metodológica adotada a partir da proposição hipotética que o REPETRO é vital para atratividade de investimentos e desenvolvimento do setor no Brasil. Utilizou-se então levantamento de dados, reunião de estudos contendo modelagem econômica, revisão bibliográfica e análise da legislação (a pesquisa teve como resultado a corroboração da hipótese). Enquanto aspecto fenomenológico, foi necessário descrever os aspectos funcionais da indústria, assim como analisar a dogmática acerca da legislação (em sentido amplo) que normatiza o regime em específico, aspectos regulatórios e fiscais do setor, necessitando reunir e descrever as normas pertinentes (pesquisa documental e de cunho descritivo).

Ademais, a revisão bibliográfica foi realizada a partir da literatura internacional sobre regulação e tributação do petróleo, considerando a importância de ter a visão geral a nível mundial e realizar um comparativo com o contexto brasileiro. Além disso, a revisão bibliográfica envolveu obras jurídicas para dar base teórica relevante ao tema, como áreas de

Direito do Petróleo, Direito tributário, bem como o trabalho teve enfoque na temática de desenvolvimento, tributação indutora e Análise Econômica do Direito como óticas de exame.

Ainda no que tange à metodologia, foram levantados dados da Agência Nacional do Petróleo – ANP, Tribunal de Contas da União – TCU, PRÉ-SAL S.A, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, Associação brasileira das empresas de bens e serviços de petróleo – ABESPetro, Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo – ABPIP, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – Ipea, dentre outras fontes pertinentes ao tema como dados governamentais em sites oficiais.

Já no levantamento de modelagem econômica, envolvendo simulações de projetos e projeções de cenários, diante da complexidade técnica e multidisciplinaridade para elaboração de modelagens (engenharia do petróleo, administração financeira, contabilidade e tributação), foi necessário utilizar autores especializados como fonte (Coimbra e Almeida, por exemplo), com diversos estudos devidamente publicados sob rigor científico. Para a avaliação econômica de projetos foi utilizada a metodologia de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e consideração como resultado o Valor Presente Líquido (VPL) e/ou a Taxa Interna de Retorno (TIR), principalmente para analisar a interação causada pelo REPETRO na viabilidade econômica dos projetos.

Por conseguinte, a presente pesquisa possui relevância pela escassez de estudos específicos sobre REPETRO, sobretudo com aprofundamento teórico, contextualização com o funcionamento da indústria e comparação com o cenário internacional. É importante a demonstração que nem sempre incentivos fiscais representam menor arrecadação num cenário abrangente, revelando-se como uma tributação formulada estrategicamente, além de ter sua justificativa prática e jurídica (constitucional), gera impactos positivos na atração de investimentos e desenvolvimento socioeconômico. É oportuno considerar que uma desoneração fiscal, quando devidamente utilizada, não representa um privilégio e pode ser uma forma de fomentar o exercício de uma atividade econômica gerando emprego, renda, qualificação e riqueza para sociedade (ou seja, desenvolvimento), como é o caso do REPETRO.

A tese foi estruturada, além deste primeiro capítulo de introdução, em outros quatro capítulos. O segundo capítulo inicia-se com a visualização geral da tributação e paradigmas internacionais da regulação da atividade do petróleo, já considerando que, por ser um mercado global de décadas, não só a experiência como as práticas comuns do setor possui valorosas informações de estruturação e funcionamento. Os interesses das nações detentoras de reservas petrolíferas e das companhias de petróleo, tanto podem ser convergentes como podem ser conflitantes, necessitando de negociações dos termos contratuais (regulatórios) e fiscais, para

haver um equilíbrio entre captura de renda pelo Estado e rentabilidade de projetos da indústria, numa equação risco-recompensa que leve em consideração os riscos geológicos, políticos e de receitas. Há então um dilema entre a fatia do governo e o potencial petrolífero, influenciando um regime fiscal ideal aplicável ao setor, o qual objetiva equilibrar os interesses das empresas petrolíferas e arrecadação estatal (regime fiscal ótimo).

Em ato contínuo, ainda no segundo capítulo, há a descrição da cadeia produtiva do petróleo, dividindo-se em *upstream* (atividades de exploração, desenvolvimento e produção) e *downstream* (atividades de transporte, refino, distribuição e comercialização), até chegar aos regimes contratuais de exploração de petróleo no Brasil (concessão, partilha de produção e cessão onerosa) e descrição de suas características.

Já o terceiro capítulo se ocupa em descrever a tributação e participações governamentais incidentes sobre a indústria do petróleo no Brasil. Também é feita a divisão da tributação conforme a cadeia produtiva, em *upstream* e *downstream*, diante das peculiaridades que cada fase possui. É justamente no *upstream*, que o Repetro-sped está situado e nessa parte foi feita a descrição da instituição e funcionamento dos aspectos aduaneiros e tributários do regime, aprofundando cada modalidade (Repetro-permanente, Repetro-nacional, Repetro-temporário com e sem pagamento proporcional), até chegar na regulação do Repetro-industrialização (finalizando esquematicamente como o Repetro-sped e o Repetro-industrialização interagem). Finalmente, no terceiro capítulo foi abordada a Reforma tributária não só descrevendo como se pretende funcionar e ter implementação, como discutindo as controvérsias da instituição do Imposto Seletivo (IS), que tem alta probabilidade de aplicação sobre o setor (está pendente de Lei Complementar a ser regulamentada a partir de 2027), sob a justificativa maior de desestimular uma atividade nociva ao meio ambiente (carga extrafiscal).

Sequencialmente, no quarto capítulo, a partir da premissa de um fluxo típico de um projeto de exploração e produção de petróleo (desde a fase de exploração, desenvolvimento, produção e abandono) é demonstrado a importância da avaliação econômica de um projeto, diante dos riscos, grande espera e alto investimento. Tal avaliação é feita mediante Fluxo de Caixa Descontado (FCD) para ter como resultado o VPL e/ou a TIR, considerando diversos indicadores econômicos como receita bruta, custos com tributação (e compensações financeiras), CAPEX (custos de capital), OPEX (custos operacionais), taxa de desconto, tamanho da reserva e valor do barril do petróleo.

Então foram comparados cenários com e sem REPETRO para verificar os impactos que o regime gerava na viabilidade econômica dos projetos (com modelagens econômicas), assim como foi verificado os impactos em termos de arrecadação em favor do Estado, com e sem o

vigor do regime. O capítulo foi finalizado com críticas à gestão do REPETRO, diante da falha estatal brasileira no que tange a falta de transparência na divulgação de dados, a falta de monitoramento e avaliação do regime, e ausência de metas e objetivos do REPETRO.

Por fim, no quinto capítulo é feita uma análise da estrutura jurídica do Repetro-sped enquanto regime especial, fazendo a distinção da tributação-regra e explicando a motivação da distinção. Logo depois, o Repetro-sped é posto sob a ótica da tributação indutora voltada para promoção do desenvolvimento, enquadrando-se como um incentivo fiscal que o Estado brasileiro utiliza para intervir no âmbito econômico e atingir objetivos determinados na Constituição Federal de 1988 (como desenvolvimento nacional) e legislação aplicável ao setor.

Então foi realizada uma discussão teórica sobre os contornos que compreende o fenômeno complexo do desenvolvimento. E, diante da importância do atual contexto da transição energética (cabendo lembrar que questões ambientais integram a ideia de desenvolvimento), foi discutido como o petróleo, enquanto fonte energética amplamente utilizada no mundo, porém não renovável e poluente, está inserido nesse cenário de transição.

Encerra-se o quinto capítulo examinando o REPETRO sob a perspectiva da Análise Econômica do Direito, utilizando cinco conceitos centrais da microeconomia: escassez, maximização racional, incentivos, equilíbrio e eficiência. Houve ainda formulação de propostas para ampliar a eficiência, no sentido de se aproximar com a prática internacional de não tributar o investimento (seja propondo parâmetros para redução de alíquotas ou não incidindo a tributação).

Então, concluiu-se o trabalho com as considerações finais, discutindo-se os problemas e resultados levantados ao longo da pesquisa, bem como perspectivas futuras acerca da temática.

Desta feita, a análise deste trabalho vai aprofundando o detalhamento descritivo do funcionamento da cadeia produtiva do petróleo, bem como a relação entre a indústria petrolífera e o Estado. A regulação econômica positivada pelo Estado apresenta a justificativa dual de: contemplar o funcionamento adequado da atividade econômica e arrecadar devidamente para constituir as receitas públicas.

Por isso, a visualização inicial de um panorama geral da atividade do petróleo permite ter uma noção global acerca da indústria petrolífera e sua regulação, para então focar no sistema arrecadatário estatal (tributação e/ou compensação financeira), impacto fiscal na atividade econômica e relacionar todo esse cenário com as ideias de desenvolvimento.

2 PANORAMA GERAL DA ATIVIDADE DO PETRÓLEO: PARADIGMAS FISCAIS E REGULATÓRIOS INTERNACIONAIS, REGIMES CONTRATUAIS NO BRASIL E CADEIA PRODUTIVA DO PETRÓLEO

As atividades econômicas do petróleo formam uma cadeia de produção complexa que na maioria dos países possui uma regulação própria, principalmente no que tange aos arranjos contratuais (entre Estado e indústria) e os termos fiscais. É observável que, diante da evolução do setor do petróleo mundialmente, paradigmas regulatórios foram se consolidando, sobretudo com base na experiência e práticas do setor.

Nesse sentido, além da importância de conhecer esses paradigmas internacionais para obter um panorama geral acerca da regulação da indústria a nível global, em se tratando do Brasil observa-se que os termos fiscais e regulatórios possuem relação direta com essa evolução histórica internacional, apesar das peculiaridades e adaptações nacionais.

Portanto, a análise da regulação internacional é de suma relevância para compreender os paradigmas que serviram de base para a regulação brasileira, tendo em vista as especificidades da atividade econômica petrolífera e o funcionamento da indústria. Este tipo de investigação contribui com a compreensão dos fundamentos das normas regulatórias do setor, sendo, portanto, a revisão da literatura internacional a base para entender os paradigmas fiscais e regulatórios, para a visualização de um panorama geral da atividade do petróleo.

Assim, com a visão geral dos paradigmas internacionais da regulação do setor do petróleo, parte-se para a análise descritiva da regulação brasileira. O aspecto descritivo é relevante para subsidiar o exame mais aprofundado dos termos fiscais e regulatórios, que são definidos de acordo com o funcionamento da cadeia produtiva do petróleo (*upstream* e *downstream*).

2.1 TRIBUTAÇÃO E PARADIGMAS INTERNACIONAIS DE REGULAÇÃO DO PETRÓLEO

O petróleo é um recurso natural com valoração econômica comercializado num mercado global em que as operadoras desse setor são de proporções multinacionais ou são grandes empresas estatais, as quais buscam por meio de atividades de exploração e produção transformar um hidrocarboneto alocado no subsolo em riqueza. As rendas proporcionadas tanto ao país possuidor do petróleo como às empresas operadoras, transcende o puro aspecto financeiro, atingindo desde a possibilidade de transformações socioeconômicas até fatores geopolíticos.

Assim, é como se um país que possui reserva de petróleo estivesse numa “vitrine” em competição com outros países que também possuem reservas e existisse uma negociação de termos a nível global. Ao mesmo tempo em que há, de um lado, os interesses de um governo anfitrião possuidor da reserva de petróleo, há, de outro, os interesses da indústria de exploração do petróleo, muito embora nem sempre tais interesses possam ser conflitantes.

Tordo (2007) analisa que o governo anfitrião e o investidor partilham de um objetivo comum, que é a execução de projetos que gerem elevados níveis de receitas. Os objetivos iniciais do governo anfitrião é obter o máximo de riqueza (receitas líquidas) com a exploração do seu recurso natural e ao mesmo tempo atrair investimento estrangeiro, para assim atingir objetivos de desenvolvimento socioeconômico, como criação de emprego, transferência de tecnologia, desenvolvimento de infraestrutura local. Por sua vez, os objetivos iniciais das empresas do petróleo é garantir o retorno do capital consistente em proporção ao risco associado ao projeto e atender objetivos estratégicos de fortalecimento da corporação.

Em sentido semelhante, a ONU (2017) aponta que os países em desenvolvimento que são anfitriões têm o desafio regulatório de além de equilibrar a atração de investimentos (nacional ou estrangeiro) e garantir que o governo receba uma parcela adequada de receitas, deve ainda promover desenvolvimento da capacidade local no fornecimento de bens e serviços à indústria, garantir políticas públicas associadas e proteção ao meio ambiente, gestão adequada considerando a potencial corrupção, bem como promover a transparência da regulação. Um ponto em destaque é ponderar questões de *timing* em relação ao recebimento de receitas e termos regulatórios fiscais.

Nesse contexto, Johnston (1994) fala que o petróleo sendo “uma jóia da coroa”, carrega consigo um contraste dramático entre risco e recompensa, pois ao mesmo tempo que há princípios geológicos, de engenharia e financeiros universais, há tributação como uma dimensão adicional que é um aspecto vital da indústria.

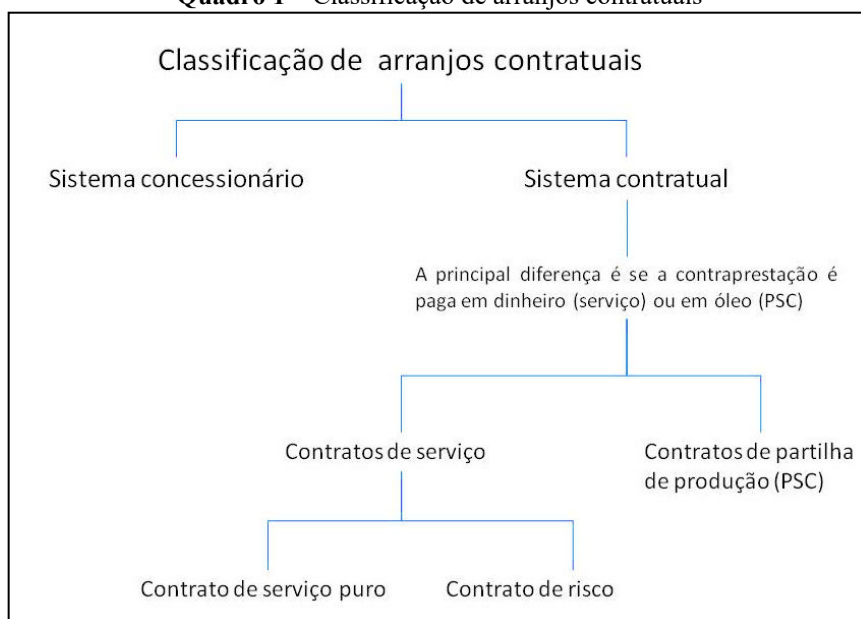
Por isso que a formulação da regulação e de políticas econômicas influencia no grau de retorno das decisões econômicas de investimentos acertadas ou no grau de punição diante de más decisões econômicas de investimentos. A regulação do petróleo é tão importante, que a experiência internacional demonstra que ao mesmo tempo que existem países com ricas dotações de petróleo que atingem o desenvolvimento sustentado e uma economia robusta, outros países ficam crivados em corrupção e pobreza persistente, com pouco aproveitamento do valor proporcionado pela riqueza natural. E dentre diversos fatores, uma das decisões mais importantes do setor petrolífero está relacionada ao tratamento tributário (Daniel; Keen; McPherson, 2010).

É dessa forma que a evolução da regulação do petróleo, incluindo a tributação, consiste em práticas que foram sendo desenvolvidas internacionalmente, muito embora, pela peculiaridade de cada país anfitrião, possam existir regras jurídicas incomuns ou bem específicas localmente. No entanto, há modelos consolidados internacionalmente que do ponto de vista jurídico-regulatório e fiscal já compõem práticas conhecidas e que deram certo no mercado que envolve a atividade econômica do petróleo.

Johnston (1994) explica que historicamente, com a descoberta do petróleo, os governos e as empresas negociaram seus interesses para atingir uma regulação adequada, de maneira que famílias de sistemas se originaram, subdividindo-se em sistemas básicos: o concessionário e o contratual. O ponto crucial nesse debate inicial regulatório (porque posteriormente haverá o debate fiscal) é de quem ficaria com a propriedade dos recursos minerais e os termos contratuais que seriam firmados entre empresas e o governo, distribuindo os direitos e as obrigações.

Duas tradições de sistemas são a origem da propriedade da riqueza mineral, a tradição anglo-saxônica e a tradição francesa. Enquanto a primeira permite o concessionário (contrato de concessão) ter a propriedade privada sobre o recurso mineral, desde que pague os *royalties* e a devida tributação, na segunda tradição⁴, o governo retém a propriedade dos recursos, gerando tão somente o direito da empresa receber uma parte da produção (como é no contrato de partilha da produção) ou algum valor pelo serviço prestado (contrato de serviço). Dessa forma, pode-se ilustrar a classificação regulatória da seguinte forma (Johnston, 1994):

Quadro 1 – Classificação de arranjos contratuais



Fonte: Johnston, 1994 (tradução própria)

⁴ Johnston (1994) explica que esse arranjo contratual teve como o primeiro uso na indústria agrícola, num contexto de meeiro, onde o proprietário da terra recebe parte da produção, enquanto o meeiro/arrendatário é compensado com outra parte do que foi produzido.

Apesar de amplamente serem utilizados o contrato de concessão e/ou o contrato de partilha da produção no cenário internacional, há ainda arranjos de contratos de serviço. No contrato de serviço puro (sem risco), o contratante realiza os trabalhos de exploração e desenvolvimento em nome do governo anfitrião mediante o recebimento de remuneração, como é característico do Oriente Médio, onde o Estado tem capital substancial, mas procura experiência e tecnologia externa. Por sua vez, no contrato de risco, o contratante fornece todo capital da exploração e desenvolvimento e, caso os esforços sejam bem sucedidos, o governo permite a recuperação dos custos e com a venda do petróleo, remunera o contratado com uma percentagem (modelo utilizado na década de 1990 em países como Argentina, Chile, Venezuela, Equador, Peru e Filipinas) (Johnston, 1994).

Embora pensar nos arranjos contratuais que decorrem de amplas negociações entre governos anfitriões e indústria do setor, a parte que é central é tornar palpável o petróleo que está no subsolo, transformando esse recurso natural em reserva e, conseqüentemente, riqueza.

Por isso, apesar do longo prazo despendido na exploração e desenvolvimento, grande investimento, superação do risco geológico e sucesso exploratório, todos os esforços são direcionados para chegar na fase de produção, devendo esta ser viável economicamente (o que envolve diversos fatores, dos quais, a tributação), atendendo ainda adequadamente os interesses do governo e da empresa operadora. Apenas após os esforços bem sucedidos é possível obter receitas, o que a partir de então pode-se pensar como haverá a distribuição.

É dessa maneira que os fundamentos da regulação petrolífera de cada país, tende a primar pelos termos fiscais que sejam mais incentivadores durante a campanha exploratória e desenvolvimento da infraestrutura produtiva necessária, para que o sucesso na obtenção do petróleo permita uma produção que gere renda, conferindo benefícios tanto para o Estado (enquanto representante da sociedade e gestor dos recursos naturais localizados no seu território) quanto para empresa operadora (boa rentabilidade, ainda que seja uma estatal).

Assim, Johnston (1994) menciona a importância de entender o conceito de renda econômica. Na indústria do petróleo, renda econômica é a diferença entre o valor da produção e os custos para a extrair o petróleo, sendo tais custos os de exploração, desenvolvimento (CAPEX) e operação (OPEX), restando um excedente de receita (lucro). O governo anfitrião então tenta capturar um máximo suportável da renda econômica por meio de tributação e compensação financeiras (*Government take* ou fatia governamental), devendo o lucro líquido da indústria petrolífera resultar em valores adequados (*Contractor take* ou fatia da companhia). Nesse sentido, a seguinte imagem ilustra:

Figura 1 – Alocação de receitas da produção

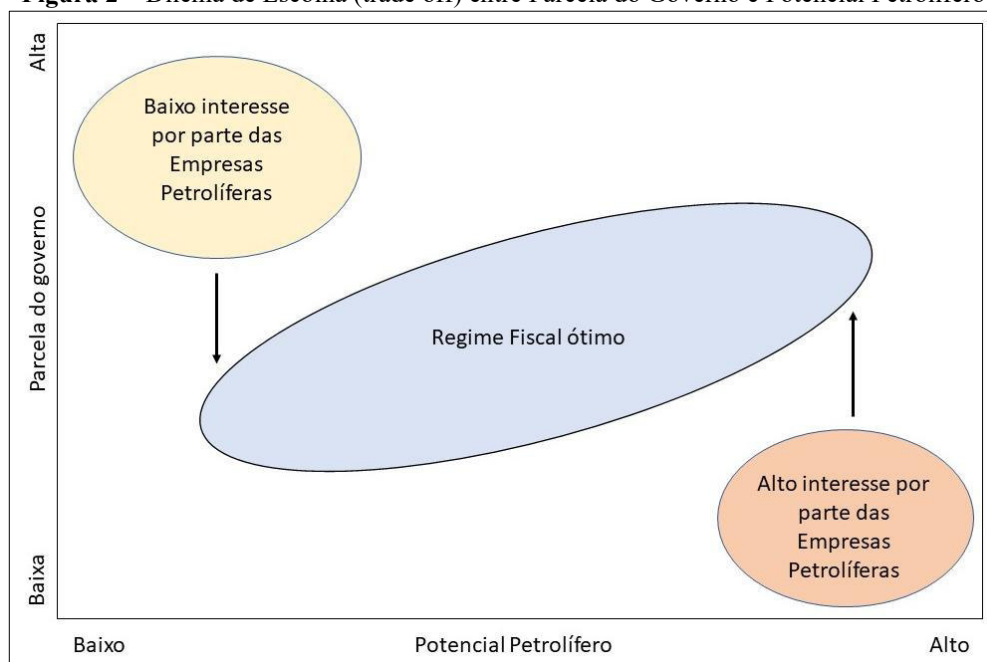


Fonte: Johnston, 1994 (tradução própria)

Tolmasquim e Pinto Jr. (2011) analisam o quanto, na prática, as incertezas associadas aos fatores de receita bruta e dos custos tornam as determinações das parcelas do governo bem complexas (principalmente pela instabilidade de mercado do petróleo frente ao longo da vida útil do projeto). Então, a definição da parcela do governo, por complemento da parcela da empresa, pode estar associada a outros interesses estatais diversos da captura da renda petrolífera, como é o exemplo do objetivo de atração de investimentos nos casos de bacias de alto risco ou pouco conhecidas. Contrariamente, um país anfitrião que já é consolidado e competitivo internacionalmente pode decidir por ter uma maior parcela governamental.

Nesse cenário, a definição dos objetivos de políticas públicas voltadas ao setor passa por um dilema de escolha (*trade off*) entre a apropriação da parcela do governo e as condições de rentabilidade dos projetos, que destacadamente possui forte influência pelo potencial petrolífero das bacias sedimentares (Tolmasquim; Pinto Jr., 2011). Assim, o chamado Dilema de Escolha pode ser representado da seguinte forma:

Figura 2 – Dilema de Escolha (trade off) entre Parcela do Governo e Potencial Petrolífero



Fonte: Kjemperud, 2003 *apud* Tolmasquim; Pinto Jr., 2011

Logo, verifica-se no Dilema de Escolha acima representado que o regime fiscal ótimo é aquele que equaciona de maneira equilibrada fatores como: nível de interesse das empresas petrolíferas, parcela do governo e potencial petrolífero. Nesse sentido, o regime fiscal considerado ótimo basicamente seria aquele que atinge a eficiência máxima, contemplando um equilíbrio ideal entre os interesses da empresa e do governo, a partir do potencial petrolífero disponível.

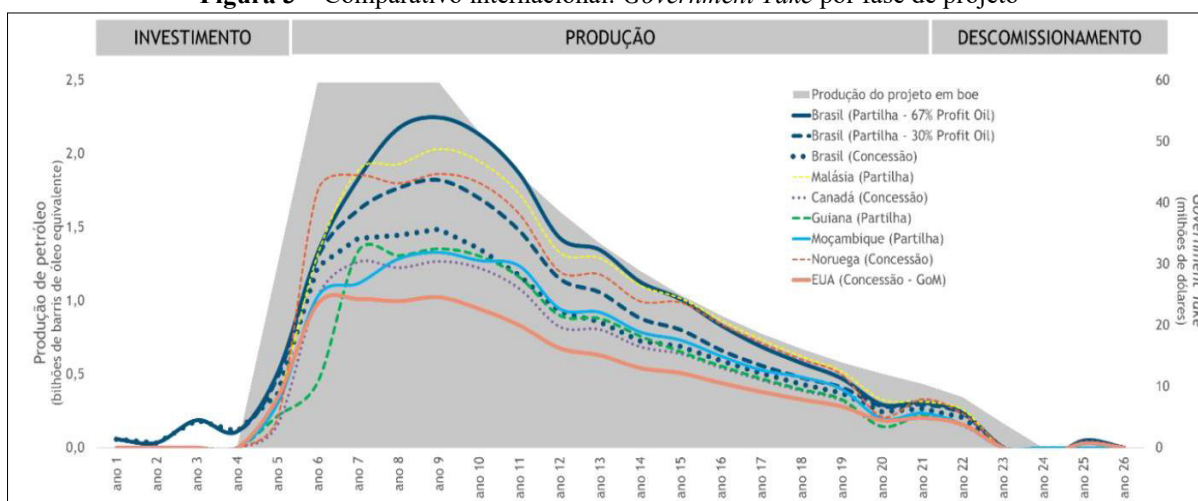
De todo o modo, o foco da atividade extrativa do petróleo e negociações devem ter o menor entrave possível até a chegada da etapa de produção, quando haverá receitas. É nesse sentido que é possível observar que a prática internacional é não tributar ou desonerar fortemente a fase de exploração e desenvolvimento, para tributar com maior progressividade a produção, inclusive com participações extraordinárias em casos de receitas extraordinárias. Ao contrário, os custos da exploração e desenvolvimento (assim como os de operação) além de não tributados, em regra, são dedutíveis.

Tordo (2007) explica que todos os países oferecem isenções sobre importação de materiais e equipamentos de petróleo para que a empresa possa exercer a atividade do setor. Em alguns casos, a isenção é concedida durante todo o período de duração contratual, enquanto em outros casos a isenção é temporária ou limitada ao período de exploração e desenvolvimento, mas que de todo modo, é uma prática geral em todos os países produtores. Diante da necessidade substancial de equipamentos durante a fase de exploração e desenvolvimento, a importação tem impacto direto na economia do projeto, reduzindo o valor

presente líquido (VPL) e aumentando o risco, razão pela qual a existência de isenções de direitos aduaneiros é prática comum, pelo menos nas etapas iniciais do projeto, o que é de grande valor para os investidores.

Nesse sentido, é relevante verificar comparativamente como os países produtores de petróleo fazem os arranjos regulatórios para estimar a fatia do *Government take* sobre a execução do projeto. Assim, o IBP (2022c) utilizando a *Vantage*, da *IHS Markit/S&P Global* fez um gráfico comparativo de como cada país captura sua fatia (*Government take*) ao longo do ciclo típico de petróleo e gás:

Figura 3 – Comparativo internacional: *Government Take* por fase de projeto



Fonte: IBP, 2022c

Nota: Elaboração IBP, com dados da ferramenta *Vantage* – *IHS Markit*.

No gráfico apresentado, o projeto tem como característica 26 anos de execução, de maneira que do ano 1 até ano 4 seria a fase de exploração e desenvolvimento, compreendendo apenas investimentos e ausência de receita. No ano 4 inicia-se a fase de produção, atingindo picos entre a metade do ano 5 até o ano 10, que por outro lado encerra-se a produção no ano 24. Por fim, entre o ano 24 e ano 26 seria a fase de descomissionamento, que também não tem receita, mas há despesas para desativação completa do projeto.

O IBP (2022c) então constata que o REPETRO é mecanismo de minimização de impactos do regime fiscal sobre o investimento do projeto que são realizados ainda na fase de exploração e desenvolvimento, enquanto não há receita advinda da produção (o gráfico está levando em consideração o REPETRO).

No entanto, ainda há a incidência, mesmo que em menor quantidade, de *Government take*, conforme as linhas na cor de azul escuro (*Brazil – 67% Profit Oil* – partilha de produção), na cor azul escuro com linhas e pontos (*Brazil – 30% Profit Oil* – partilha de produção) e azul pontilhada (contrato de concessão). Na configuração “*Brazil – 67% Profit Oil*” (contrato de

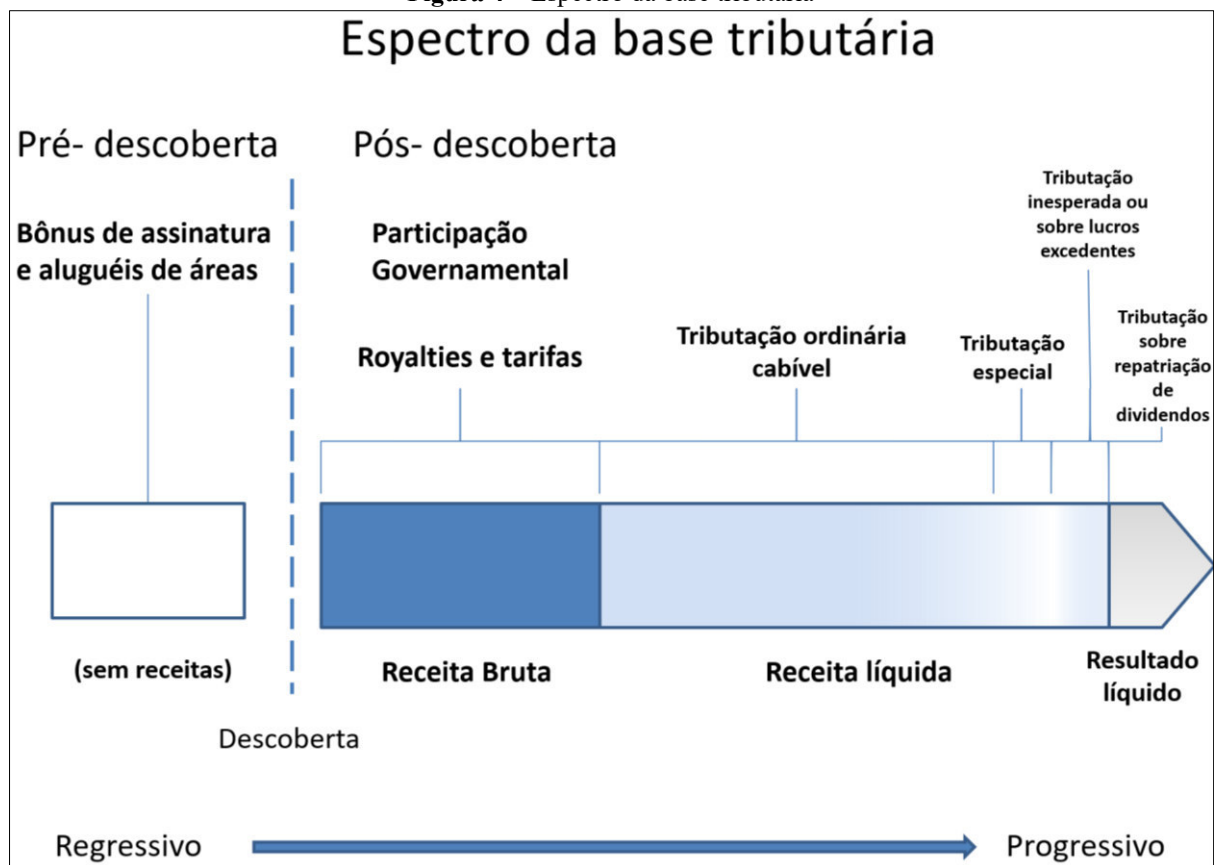
partilha de produção), o *Government take* (fatia governamental) é um dos maiores do mundo, cabendo ainda observar que na fase de descomissionamento ainda há *Government take* (fatia governamental) (IBP, 2022c).

Da análise elaborada pelo IBP (2022c), a estimativa é que a carga tributária efetiva atinja 60%, mesmo com o REPETRO. Caso não houvesse REPETRO, a depender do cenário, como o valor do barril do petróleo e níveis de produção, os projetos poderiam estar sujeitos a uma fatia governamental que poderia atingir 100%.

Ademais, é o único país no comparativo internacional que tem fatia governamental (isso se dá principalmente pela tributação indireta, incidência de ICMS, apesar da alíquota reduzida pelo REPETRO, e contratação de serviços que recaem ISS) que tem curva expressiva sobre a fase de investimento, destacando-se que a Noruega e a Malásia, que são caracterizados pela alta tributação, não tributam na fase de investimento dos projetos (IBP, 2022c).

De uma forma geral, no padrão internacional, há um sistema progressivo que começa mínimo na fase inicial de exploração e vai se expandindo conforme a produção começa e do *upstream* vai atingindo o *downstream*. Esse padrão foi identificado por Johnston (1994) que mapeou o espectro da base tributária e sua relação com a progressividade:

Figura 4 – Espectro da base tributária



Fonte: Johnston, 1994 (tradução própria)

Neste ponto, no presente trabalho, o que se deve ter como enfoque é que na ausência de receitas, típica das etapas de exploração e de desenvolvimento, há uma relação direta com a regressividade, ao passo que na existência de receita, típica da etapa de produção, há uma progressiva tributação, que inclusive vai sendo expandida conforme avança ao *dowstream*.

Desse modo, o sistema tributário deve ter uma estruturação elaborada pelo governo que: proporcione a estabilidade macroeconômica, gerando fluxo de receitas fiscais previsíveis e estáveis (I), tenha maior captura de renda no período de lucros elevados (II), evite efeitos distorcivos por causa de instrumentos fiscais (III), maximize o valor presente das receitas, fornecendo desonerações antes dos primeiros anos de produção (IV), seja neutro e incentive a eficiência econômica como parâmetro (V) (Tordo, 2007).

Tais parâmetros apontados devem ser observados no sistema tributário aplicável à atividade do petróleo já que possivelmente o fluxo de receitas fiscais advindos da exploração do recurso natural irá compor parcela (muitas vezes significativa) do PIB do país produtor, demandando previsibilidade do montante para fins de estabilidade econômica nacional. Já o caso de lucros elevados, há a margem para a maior captura de renda em favor do governo e equilíbrio da distribuição equitativa das riquezas do petróleo.

Quanto a evitar efeitos distorcivos por causa de instrumentos fiscais, pode-se citar a Doença Holandesa como exemplo clássico. Uma vez que um país é rico em recursos naturais, a abundância atrai a indústria extrativista de maneira concentrada e a economia do país, caso não haja diversificação, fica dependente das oscilações desse setor.

Bresser-Pereira (2010) explica que a Doença Holandesa ocasiona fragilidade industrial (suscetível a processos de desindustrialização), pela vulnerabilidade às oscilações da taxa de câmbio e dependência da demanda externa, já que se baseia boa parte da atividade econômica nacional na exportação de bens primários (que o país tem abundância, como o petróleo). É então uma falha de mercado, caracterizada por uma externalidade negativa que impede o desenvolvimento de outros setores industriais (inviabiliza a diversificação), investimento e inovação. Os instrumentos fiscais devem combater esse efeito distorcivo, onerando tributariamente com maior intensidade a atividade extrativa, caso necessário.

Em contrapartida, o sistema tributário deve ser sensível à realidade e considerar o funcionamento prático da atividade específica do petróleo enquanto setor, compreendendo como a tributação impacta sobre a cadeia e adequar a captura da renda. Por isso, a prática internacional normalmente não tributa o investimento, por envolver alto risco exploratório, alto investimento e anos de campanha na etapa de exploração e desenvolvimento (sem receitas). É desejável que a arrecadação deva acompanhar as receitas advindas do petróleo e haja estímulo

para que a indústria inicie campanhas exploratórias, sem o sistema tributário ser um ônus a mais a ser arcado.

Já a neutralidade é requisito de equilíbrio no exercício da atividade de exploração do petróleo no território do governo anfitrião, que não pode ser excessivamente vantajosa a ponto da empresa operadora tenha lucro excessivo decorrente de uma baixíssima tributação, prejudicando a sociedade de um governo anfitrião e influenciando escancaradamente a tomada de decisão de investimento. No outro sentido, a neutralidade também implica o equilíbrio para não tributar excessivamente e influenciar na tomada de decisão, a ponto de claramente existir um desestímulo em investir, comparado a outros sistemas tributários.

Então, um regime fiscal pode ser flexível, neutro ou estável (Tordo, 2007), cada um com sua característica marcante, apresentando uma respectiva ênfase levando em consideração os parâmetros gerais de estruturação de um sistema tributário. Contudo, essas três grandes classificações de regimes fiscais, diante da própria volatilidade do mercado e complexidade de ajustar o funcionamento da indústria adequando os termos regulatórios e fiscais, não há uma rigidez completa ao analisar e estruturar a regulação de um país. Ademais, é observável que um mesmo país pode ter diversos regimes jurídicos e fiscais convivendo simultaneamente (como é o caso do Brasil, com diversos regimes de contratação e participações governamentais).

O regime fiscal “flexível” é aquele que tem a possibilidade de muitas alterações para se adaptar na captura da renda econômica, quanto maior a rentabilidade do projeto, maior será a carga fiscal num sistema marcado pela progressividade. Enquanto no regime fiscal “neutro”, a carga tributária já está previamente definida estaticamente, sob parâmetros de eficiência econômica, sem influenciar na alocação das receitas auferidas. Ademais, o regime fiscal “neutro” não há incentivo excessivo ou desestímulo do investimento, bem como a tributação nesse sistema é semelhante a de outros seguimentos industriais (Tordo, 2007).

Como exemplo de regime fiscal “flexível”, pode ser citado o Brasil sob regime contratual de concessão que, além da exigência do pagamento da tributação, exige a participação especial (compensação financeira) cabível extraordinariamente nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, que pode ter alíquotas variáveis de 10%, 20%, 30% ou 40%, incidindo as alíquotas progressivas sobre a receita líquida, variando ainda conforme a localização e a quantidade de anos de produção (a participação especial tem regulamentação específica pela Resolução ANP nº 870/2022).

Outro exemplo de sistema fiscal flexível é o do Camboja que funciona sob o regime contratual de concessão e basicamente cobra um imposto corporativo com um acréscimo de uma taxa de renda excedente de acordo com a produção do ano fiscal (sem cobrança de

royalties). O imposto corporativo (CIT) é fixamente com uma alíquota de 30%, sendo cobrada uma taxa extra, nas seguintes proporções de acordo com o comparativo da produção do ano fiscal: excedente de 0 a 1,3%, taxa de 0%; acima de 1,3 a 1,6%, taxa de 10%; acima de 2%, taxa de 30% (EY-Global, 2019).

Por sua vez, a Islândia também possui um sistema fiscal flexível cobrando o imposto corporativo (CIT) de 20%, taxa de produção de 5% e a taxa especial de hidrocarboneto que é progressiva, a qual recai sobre a taxa de lucro calculada na forma da legislação, considerando receita e deduções. A taxa especial é de 0,45% multiplicada pela taxa de lucro (exemplo: 40% de taxa de lucro $\times$ 0,45% = 18% de taxa especial) (EY-Global, 2019).

No que tange ao regime fiscal “neutro”, o exemplo clássico mundial é a Noruega, que apenas tributa o lucro líquido, deduzidas as despesas, e ausente a cobrança de *royalties*. Há apenas a cobrança de imposto corporativo ordinário (de 22%) e imposto especial (que, deduzido o imposto corporativo ordinário e despesas, tem como alíquota de 71,8%), o que resulta numa alíquota efetiva de 78%. O Governo norueguês declara expressamente o sistema de tributação do petróleo neutro, com rentabilidade antes e depois dos impostos, adoção de perspectiva a longo prazo e importância de benefício da sociedade norueguesa como um todo (Akerbp, 2023; Norway, 2024).

Finalmente, o regime fiscal “estável” é aquele composto por normas que não mudam num determinado tempo, ou as mudanças eventuais já são previsíveis. Assim esse modelo pode agrupar “cláusulas de congelamento” e “cláusulas de equilíbrio”, sendo as primeiras as que são inalteradas mantendo os aspectos contratuais e fiscais, enquanto as segundas dão permissão de ser acionadas caso haja mudança de circunstâncias a ponto de poder prejudicar ou beneficiar alguém a partir da vantagem ou prejuízo do outro (Tordo, 2007).

Neste tipo de regime, pode ocorrer a regressividade total de tributação para garantir a manutenção da rentabilidade do projeto, a depender do valor do petróleo, quedas nas curvas de produção ou manutenção das atividades, ocorrendo a eventual adequação. Tordo (2007) apontou que no mar do norte, para a manutenção de investimento na plataforma continental do Reino Unido, uma taxa suplementar teve que ser reduzida de 20% para 10% para não pôr em risco a estabilidade fiscal, em virtude do preço do petróleo da época (meados de 2004).

A tributação do Reino Unido é um exemplo de modelo que sofre alterações ao longo do tempo para manter o equilíbrio, sendo por meio não só de majoração para o interesse do governo, mas por meio de diminuição de tributação para equilíbrio de interesse corporativo. Com a configuração de três elementos tributários – Imposto sobre a Receita do Petróleo (PRT), Imposto sobre Sociedades (RFCT) e Taxa Suplementar (SC) – sendo os *royalties* extintos em

2002 (que tinha alíquota de 12%). O Imposto sobre a Receita do Petróleo (PRT) era cobrado de acordo com os lucros de cada campo de petróleo, mas em 2016 foi zerado para compensar perdas, enquanto o Imposto sobre Sociedades (RFCT) é o imposto corporativo fixado em 30%, e a Taxa suplementar (que sofreu alterações ao longo do tempo, variando entre 10%, 20%, 32%) foi reduzida de 20% para 10%, desde 2016 (United Kingdom, 2024). Logo, é característica previsível do regime fiscal britânico as alterações circunstanciais para assegurar estabilidade.

Houve uma expansão de características de estabilidade e previsibilidade nos regimes fiscais no mundo, ao ser observado que ocorria uma influência positiva na relação risco/retorno, promovendo segurança jurídica e aumentando a probabilidade de atração de investimento. Isso porque diante do risco, tamanho das descobertas ou o longo ciclo de um projeto de produção de petróleo, o regime fiscal teve o efeito de estabilizar o contrato. A Rússia, por exemplo, desenvolveu um sistema fiscal com uma flexibilidade previsível (estável) a depender das condições de onde está se desenvolvendo a atividade petrolífera, se *onshore*, *offshore* raso, águas profundas ou ártico (ONU, 2017).

De fato, é uma tendência de cláusulas de estabilidade fiscal serem inseridas na regulação do petróleo ao redor do mundo. O Brasil, por exemplo, por meio da ANP regulamentou a Resolução n° 749 de 2018, com a finalidade de redução de *royalties* (de 10% para 5%) como incentivo à produção incremental em campos maduros, que são aqueles que já tiveram produção efetiva, por mais de 25 anos (art. 2°, III) e, portanto, já estão com a produtividade reduzida. Logo, trata-se de uma forma de estabilizar previsivelmente, contemplar economicamente os interesses dos contratantes e o Estado continuar arrecadando.

O funcionamento do sistema fiscal possui uma relevância elementar na indústria do petróleo, de maneira que integra um pilar dos riscos possíveis ao bom desempenho do setor. Silvana Tordo (2007) aponta que na literatura internacional os riscos da indústria podem ser agrupados em três categorias principais: geológicos, financeiros e políticos.

Assim, esses fatores possuem interação entre si para que a relação risco-recompensa e arrecadação adequada tenha um equilíbrio, demandando ao mesmo tempo que a flexibilidade dos termos fiscais conforme as circunstâncias promova uma estabilidade, a segurança do investimento e a longevidade do projeto.

Iniciando pelo risco político, este se refere às políticas relacionadas à tributação e tomada de decisões do governo, que normalmente quanto maior a estabilidade, maior a segurança do investidor. Assim, cabe a indústria analisar o histórico de qual frequência os termos fiscais são mudados, por vezes gerando adversidades, até analisar o extremo da possibilidade de ocorrer a nacionalização de seus ativos (Agalliu, 2011).

De fato, o risco político mais extremado é a nacionalização ou expropriação de ativos, o que pode ser de baixa probabilidade diante de sanções econômicas internacionais, mas não é impossível de ocorrer, sobretudo diante de instabilidade política. Porém o que mais possui relevo no risco político é a necessidade de estabilidade de regras e segurança jurídica, já que os governos possuem o poder de alterar a legislação tributária (Johnston, 1994).

Não apenas riscos da variedade de governos, eleições, estabilidade política e formas de sanar problemas políticos via maior arrecadação são isoladamente considerados, já que fatores econômicos também possuem forte peso sobre a imutabilidade ou a alteração das legislações, como o próprio preço internacional do petróleo e a produção. Desse modo, o preço internacional do petróleo e a quantidade de produção num determinado momento, podem influenciar na concepção do governo em aumentar a fatia governamental por questão de justiça e oportunidade.

Nesse sentido, Agalliu (2011) ainda coloca o risco comercial e regulatório como uma subespécie do risco político, em que a volatilidade de *commodities* pode gerar alteração legislativa, aumento de normas burocráticas que geram entraves e atrasos (como demora nos licenciamentos), a ponto de dificultar ou inviabilizar a atividade econômica. Deve-se sempre destacar que o ciclo de um projeto é lento, muitas vezes em escala de décadas, enquanto a volatilidade do preço das *commodities* e custos associados à própria atividade possuem alterações diárias, gerando um risco ao investimento inerente ao funcionamento da atividade econômica.

É nesse cenário que o risco financeiro tem como maior fator crítico o preço do petróleo ao longo do projeto, oscilando entre preços em alta ou em baixa, que podem gerar impactos devastadores na economia de um projeto e eventualmente causar a cessão prematura da atividade *upstream*. Ademais, na medida que os preços sobem, as demandas por bens e serviços necessários à atividade do petróleo também sobem, ao passo que o aumento do lucro, faz chamar atenção estatal da relação de fatia entre governo e empresa (Agalliu, 2011).

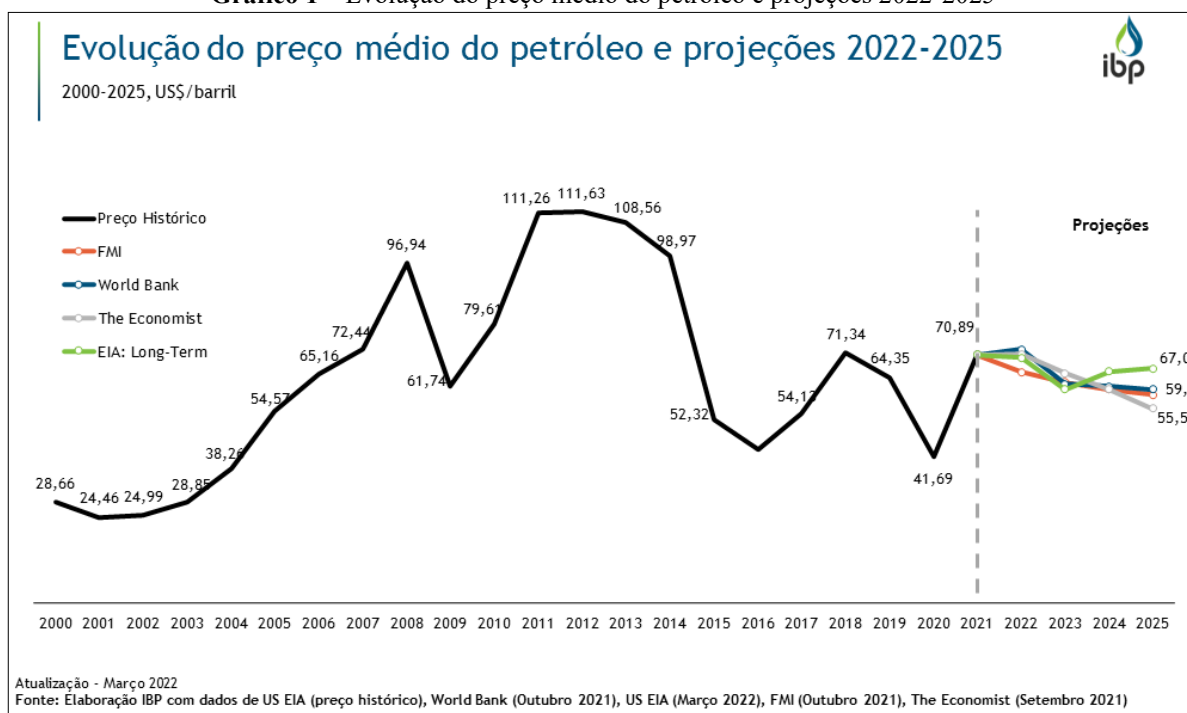
Sem dúvidas, um projeto de petróleo é elaborado num longo ciclo (por volta de 30 a 40 anos) com avaliação da viabilidade econômica levando em consideração simulações de valores à época da avaliação e ainda podendo contar com possíveis cenários. Neste ponto, um conceito amplamente conhecido na indústria é de suma importância, o *breakeven*: quando as receitas se igualam com os custos, de maneira a formar um ponto de equilíbrio, em que não há lucro, mas não há prejuízo, fator que contribui como referência na avaliação do projeto.

Assim, deve-se levar em consideração informações e histórico de preços, a partir da Referência de Petróleo Bruto (*Crude oil Benchmark*) que é comprado e vendido de maneira

ampla no mercado mundial, já com características de qualidade e padrões comerciais consolidados, sendo três referências mais significativas: o Brent, o West Texas Intermediate (WTI) e o Dubai Fateh. No Brasil, o Brent, óleo referência conhecido de origem do Reino Unido, no Mar do Norte, é o parâmetro utilizado para precificação (Delgado; Gauto, 2021). A adoção deste critério pelo Brasil está positivada na Resolução ANP nº 874/2022, art. 2º, inciso XIII.

No gráfico a seguir, a evolução do preço do Brent ao longo do tempo (preços médios anuais), demonstrando o quão volátil é o preço do petróleo, o que representa um risco da indústria, que não necessariamente é negativo, pois pode ocasionar lucros extraordinários, ao mesmo tempo em que pode apresentar baixas significativas em curto espaço de tempo:

Gráfico 1 – Evolução do preço médio do petróleo e projeções 2022-2025



Fonte: IBP, 2022b

Nota: Atualização – março de 2022, elaboração IBP com dados de US EIA (preço histórico, World Bank (outubro de 2021), US EIA (março 2022), FMI (outubro 2021), The Economist (setembro 2021)

A título de atualização, segundo o Ipea (2025⁵) com dados oriundos da *Energy Information Administration* (EIA), em 2022, o petróleo Brent atingiu o pico US\$133,18 (em 07/03/2022) e baixa US\$76,02 (08/12/2022); em 2023, o Brent atingiu o pico US\$97,10 (27/09/2023) e baixa US\$71,03 (17/03/2023); em 2024, atingiu o pico de US\$93,12 (12/04/2024) e baixa de US\$75,41 (05/06/2024). Em janeiro de 2025, teve média de US\$79,68.

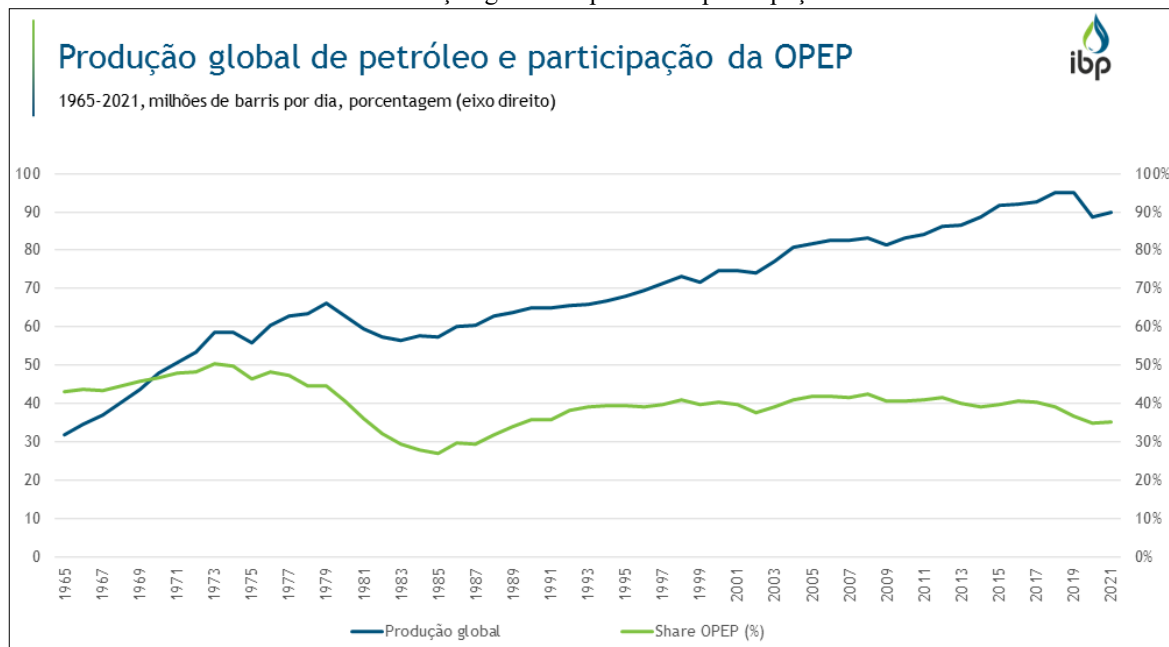
⁵ Os dados disponibilizados pelo Ipea são atualizados diariamente no site <http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?module=m&serid=1650971490&oper=view>. É interessante visualizar a volatilidade constante de preços.

Embora observando o padrão a partir de 2020, que fora atingido por impactos da pandemia Covid-19, em 2021 já era observável a crescente do preço do Brent, que, no entanto, com o evento Guerra Rússia-Ucrânia trouxe maiores elevações de preços, diante de uma redução da oferta mundial de petróleo. O destaque do pico de preço US\$133,18, em 07/03/2022, representou uma diferença de 99,22% na mesma data praticada no ano anterior, que foi de US\$66,85 (em 07/03/2021). No geral variações de um ano para o outro flutuaram entre 18,23% a 51,52% (Lopes, 2023).

Portanto, é inegável a influência da geopolítica. Outro exemplo notório de geopolítica é a Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP, organização fundada em 1960 por países que tem a finalidade expressa de manusear o mercado e preços do petróleo (estabilização), por meio de políticas coordenadas e de unificação (OPEP, 2021).

Nesse sentido, mesmo com a alta produção, é possível uma retenção de oferta disponível para o mercado internacional, promovida artificialmente pelos Países-membros⁶ para eliminação de flutuações de preços, por exemplo. Como pode ser visto no gráfico a seguir, a OPEP sempre teve fatia expressiva de toda produção global, atualmente representando cerca de 40%:

Gráfico 2 – Produção global de petróleo e participação da OPEP



Fonte: IBP, 2022d

Nota: Inclui condensado e LGN, elaboração IBP com dados da BP

⁶ Atualmente a OPEP é composta pelos seguintes Países-membros: Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita, Venezuela, Líbia, Emirados Árabes, Argélia, Nigéria, Gabão, Guiné Equatorial e Congo. Já chegou a contar com outros Países-membros como Equador (saída em 2020), Indonésia (saída em 2016), Catar (saída em 2019) e Angola (saída em 2024) (OPEP, 2024).

É diante dos riscos de receitas, que são de difícil controle no que tange ao preço do petróleo e lucratividade, que fatores fiscais podem promover o equilíbrio necessário ao conferir flexibilidade para a longevidade do projeto, sendo a tributação e participação governamental elementos importantes na avaliação econômica.

Por sua vez, os riscos geológicos estão relacionados à empreitada exploratória, desde os custos e esforços para ter descobertas até a viabilidade técnica e econômica do projeto em si. Para tanto, os enormes riscos traçam como padrão as empresas buscarem campos gigantes, que possivelmente tenha uma alta produtividade e justifique os investimentos que além de altos, são de longa duração. Assim, as principais variáveis usadas para análise são: estimativa de capital de riscos (compromissos de trabalho, custos sísmicos, poço seco, etc), probabilidade de encontrar hidrocarbonetos, tamanho da reserva e sua distribuição ao longo do campo, custos de desenvolvimento, preço do petróleo, perfis estimados de produção, custos irre recuperáveis e termos fiscais (Johnston, 1994).

Isto posto, observa-se mais uma vez a interação de riscos, já que os termos fiscais e o preço do petróleo interagem com o risco geológico, que por sua vez também terá um peso sobre a viabilidade econômica do projeto. Mesmo com dados previamente coletados ou disponibilizados pelo governo, sempre haverá algum grau de incerteza nos riscos geológicos.

Neste ponto, Daniel, Keen e McPherson (2010) explicam que a geologia, no que concerne a projetos de petróleo, possui seus próprios níveis de incerteza: a quantidade de recurso possivelmente presente, em que qualidade, o quão está acessível e por quais meios tecnológicos serão necessários para extração/produção. Assim, as multinacionais preferem operar um portfólio de projetos em países com muitas reservas, para que um fracasso em alguns lugares seja compensado em outros. Logo, em países com poucas reservas possíveis, o risco geológico confere uma incerteza que representa um grande problema, sendo não preferível ali investir.

No entanto, no geral, as empresas já têm aceitação em assumir riscos associados à geologia, ao desenvolvimento, aos custos globais do projeto e preços de matérias-primas. Em contrapartida, as empresas estão menos confortáveis com os riscos políticos, o que inclui mudança dos termos fiscais, procurando formas de reduzir ou minimizar tais riscos. Mesmo com os riscos técnicos e incertezas geológicas, o que gera grande influência sobre a relação de risco/retorno é a segurança jurídica que um sistema fiscal dotado de estabilidade e previsibilidade confere, criando uma maior probabilidade de atrair o investimento (ONU, 2017).

Dessa maneira, dentre as várias formas de estruturar e conceber a implementação de um sistema fiscal eficiente, a simplicidade e clareza são fatores que favorecem a relação flexibilidade-estabilidade sistêmica necessária ao invés de multiníveis complexos de tributação. Um sistema fiscal eficiente além previsível, incentiva o investimento a longo prazo, bem como reduz a quantidade de litígios (ONU, 2017).

Finalmente, estabelecidas as condições regulatórias e regime de contratação para exercício das atividades no território do governo anfitrião, bem como estruturado o sistema fiscal e as deduções, cabe saber como resultará a divisão dos lucros que fica entre a chamada de participação ou fatia da empresa (*Company take* ou *Contractor take*) e a participação ou fatia governamental (*Government take* ou *State take*). A seguir, um exemplo de modelagem ilustrando um cálculo a partir da análise de fluxo de caixa (Johnston, 1994):

Quadro 2 – Cálculo das participações do governo e do contratado

Cálculo das participações do governo e do contratado			
Receita bruta	\$1.000		
Total de custos	<u>- 400</u>	Capital e operacional	
Lucro operacional	600	Lucros totais	
Royalties e impostos	<u>\$350</u>	Participação do governo	
Lucro líquido após impostos	\$250	Participação do contratado	
Participação do contratado	42%	(\$250/\$600)	
Participação do governo	58%	(\$350/\$600)	

Fonte: Johnston, 1994 (tradução própria)

Cabe lembrar que o cálculo acima é extremamente simplificado, variando como o sistema regulatório e fiscal é estruturado para captar a renda produzida pela atividade do petróleo. Por exemplo, é possível que o sistema fiscal de um país faça incidir *royalties*, em percentual (alíquota, embora também existam variedades de forma de cálculo em *ad valorem* ou *ad rem*), sobre a receita bruta, para só então aplicar as deduções de custos. Outro aspecto é a possibilidade de limitação de deduções dos custos, já que nem todo país permitirá que os custos ao longo do ciclo de vida do projeto sejam 100% deduzidos (sobretudo no que tange ao CAPEX).

Além disso, a diversidade de elementos de custos que integram os âmbitos regulatórios e fiscais são extremamente variáveis conforme o país e o ano de vigência. Alguns países cobram bônus de assinatura como forma de receber antecipadamente valores, com a simples assinatura do contrato ou concessão de licença, enquanto outros não cobram. Alguns países cobram *royalties*, enquanto outros não, e o mesmo ocorre com relação a eventuais taxas que podem ter das mais variadas justificativas de cobranças, assim como é possível a imposição de obrigações peculiares como aquisição de conteúdo local, transferência de tecnologia ou reparação ambiental.

Contudo, o que se observa de uma maneira geral é a tributação recaindo sobre receitas ou lucros tributáveis (semelhante a imposto de renda ou imposto corporativo), de maneira que mundialmente as questões finais se resumem a qual é a fatia do governo e qual é a fatia da empresa, e se desse resultado o projeto é viável economicamente para ser executado.

2.2 DOS REGIMES CONTRATUAIS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL

Nos primórdios da indústria mundial do petróleo (IMP), houve duas grandes ramificações de organização industrial: a primeira, de origem norte-americana, que se caracterizou pelo crescimento de empresas privadas que evoluíram rapidamente ao ponto de atingir a internacionalização da indústria, enquanto a segunda, agrupada por países de industrialização petrolífera tardia (como Reino Unido, Argentina e México) que tiveram que optar a desenvolver empresas estatais para atuar no setor (Pinto Jr, 2007).

Não obstante Pinto Jr. (2007) registrar que a descoberta pioneira petrolífera (poço pioneiro) tenha sido realizada por Edwin L. Drake, na Pensilvânia – Estados Unidos, em 1859, Mauro de Moraes (2013) esclarece que o poço pioneiro foi perfurado no Canadá, em 1858, em Ontário (Vilarejo de Black Creek), sendo fatos importantes contextuais para visualizar o grande atraso brasileiro na indústria do petróleo, que foi um retardo de mais de 90 anos⁷ (passos iniciais na segunda metade década de 1950).

⁷ Os aproximados 90 anos de atraso do Brasil, a despeito de por si só já ser uma quantidade expressiva, apresenta um grande descompasso retardatário comparada à história da indústria petrolífera mundial: nos EUA um império monopolista chegou a ascender, a Standard Oil, de John Rockefeller (que dominou o *upstream* até o *downstream* ditando preços e inviabilizando a livre concorrência) até ocorrer a sua desconstituição/desmembramento pela Suprema Corte Americana; as Sete Irmãs (Standard Oil, Texaco, Exxon, Shell, Gulf Oil, Anglo-Persian Oil, Mobil) atingem a internacionalização, até que em 1960 surge a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) para fazer frente perante o mercado global. O Brasil que ainda estava iniciando, era muito carente de tecnologia do setor e altamente dependente de importação.

Uma vez que o Brasil integrou a segunda modalidade de organização industrial, a de desenvolvimento tardio da indústria do petróleo, necessitou empreender esforços governamentais para criar uma estatal e desenvolver a infraestrutura necessária para poder operar. Nesse sentido, durante o governo de Getúlio Vargas, e sob o lema fortemente nacionalista “o petróleo é nosso”, é então promulgada a Lei nº 2.004⁸, de 3 de outubro de 1953, que criou a Petrobrás S.A e dentre as regulações importantes, destaca-se o monopólio da União sobre as atividades do petróleo (desde pesquisa, lavra, refino e transporte, que seriam exercidos pela Petrobrás S.A.).

A Constituição Federal de 1988 ratifica o posicionamento de que as atividades do petróleo constituem monopólio da União, conforme o art. 177, embora em 1995, com o advento da Emenda Constitucional nº 9/1995, tal monopólio foi flexibilizado, permitindo que a União possa contratar empresas estatais ou privadas para a realização das atividades do petróleo (inclusão do §1º), nos termos da lei. A lei regulamentadora foi promulgada em 1997, a Lei nº 9.478/1997 (também chamada de “Lei do Petróleo”) que fez toda estruturação para abertura de mercado, dispondo desde a política energética nacional, definições, regime de contratação, criação de órgãos regulamentadores (como a Agência Nacional do Petróleo e o Conselho Nacional de Política Energética) e termos que impactam diretamente na participação governamental nas rendas do petróleo.

Assim, com o fim do monopólio exercido pela Petrobrás e vigor da Lei nº 9.478/1997, um conjunto de negociações foi realizado perante a ANP, para que as atividades exercidas pela estatal (sobretudo as que já estavam em curso) se submetesse ao regime contratual de concessão, nos termos da nova legislação, evento que ficou conhecido como Rodada Zero, em 1998 (ANP, 2024j).

2.2.1 Contrato de concessão

Após a flexibilização do monopólio da União sobre as atividades do petróleo com a EC nº 9/1995 (art. 177, §1º da CF) e regulamentação pela Lei nº 9.478/97 (“Lei do Petróleo”), o

⁸ Um elemento importante no que tange a temática de REPETRO pode ser visualizado na Lei nº 2.004 de 1953, Art. 23. “A Sociedade gozará de isenção de direitos de importação para consumo e de impostos adicionais em relação aos maquinismos, seus sobressalentes e acessórios aparelhos, ferramentas, instrumentos e materiais destinados à construção, instalação, ampliação, melhoramento, funcionamento, exploração conservação e manutenção de suas instalações, para os fins a que se destina.” Ou seja, a legislação de concepção da própria atividade do petróleo no Brasil e criação inicial da Petrobrás S.A já trouxe consigo a desoneração tributária da importação de bens de capital, como maquinário, acessórios, equipamentos, instalações, materiais, desde que relacionados às atividades do petróleo, a mesma ideia que fundamenta o REPETRO.

regime jurídico era tão somente por contrato de concessão (tanto para exploração em terra como em mar⁹). Conforme dispõe a antiga redação do art. 23 da Lei nº 9.478/97, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo serão exercidas mediante contratos de concessão.

No entanto, apenas em 2010, com o advento da Lei 12.351/2010 houve a possibilidade de também ocorrer a contratação via regime de partilha de produção em se tratando de áreas do pré-sal e áreas estratégicas. Logo, com a abertura do mercado, muitos anos o contrato de concessão foi o único regime jurídico de contratação disponível a ser celebrado entre a União e o setor, e ainda continua sendo o regime regra de contratação.

A característica marcante do regime do contrato de concessão é que a titularidade do petróleo extraído é da empresa contratada, que por sua vez fica com a responsabilidade do pagamento da tributação, participações governamentais e demais cumprimentos dos termos contratuais. Ou seja, embora o petróleo seja um bem da União, nesse regime, a propriedade é concedida ao concessionário (Teixeira, 2010).

O art. 26 da Lei nº 9.478/97 deixa claro que a concessão implica a obrigação de explorar, por conta e risco do concessionário, que em caso de êxito terá propriedade sobre a produção extraída, com os encargos de pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes. O contrato de concessão deverá conter a previsão de duas fases, de exploração e produção (art. 25), contrato típico de atividades *upstream*.

Em se tratando do regime de contratação de concessão, a disputa para arrematação do bloco em licitação tinha como critério o bônus de assinatura (montante em dinheiro) com peso de 40% da proposta, o Programa Exploratório Mínimo com o peso de 40% e Compromisso de Conteúdo Local (obrigação de aquisição de serviços e produtos brasileiros) com o peso de 20%¹⁰ (Quintans, 2015).

No entanto, a Resolução CNPE nº 7 de 2017 retirou o Compromisso de Conteúdo Local como critério avaliativo de melhor proposta (art. 4º, inciso I), restando o bônus de assinatura e o Programa Exploratório Mínimo, com pesos definidos pela Comissão Especial de Licitação (CEL) da ANP conforme edital de licitação do bloco.

A seguir, o levantamento das rodadas de licitação promovidas pela ANP sob o regime de concessão, para analisar a quantidade de blocos ofertados e arrematados:

⁹ É comum na indústria petrolífera a utilização de exploração *Onshore* e *Offshore*. *Onshore* quando a produção é em terra e *Offshore* quando a produção é no mar.

¹⁰ Na verdade, esse percentual variou conforme a rodada de licitação. O que entre a 1ª até 4ª rodadas de licitação, o peso da oferta era de 15%, enquanto na 5ª e 6ª rodadas atingiu 40%, para então entre a 7ª e a 12ª rodadas atingir 20% (ANP, 2015).

Quadro 3 – Quantidade de blocos ofertados e arrematados – regime de concessão

Rodada de Licitação	Ano	Quantidade de blocos ofertados	Blocos arrematados	Taxa de sucesso
1ª	1999	27	12	44,44%
2ª	2000	23	21	91,30%
3ª	2001	53	34	64,15%
4ª	2002	57	21	38,89%
5ª	2003	908	101	11,12%
6ª	2004	912	154	16,87%
7ª	2005	1.134	251	22,13%
8ª	2006/suspenso 2012/cancelado	284	58	Cancelado (22,13%)
9ª	2007	271	117	43,17%
10ª	2008	130	54	41,54%
11ª	2012/2013	289	142	49,13%
12ª	2013	240	72	30%
13ª	2015	266	37	13,91%
14ª	2017	287	37	12,89%
15ª	2018	68	22	33,35%
16ª	2019	36	12	33,33%
17ª	2021	92	5	5,43%
Média de taxa de sucesso (não inclusa a 8ª rodada)				34,47%

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP

Pelos dados levantados, apenas 34,47% dos blocos ofertados sob o regime de concessão foram arrematados, sendo uma complexidade atribuir com exatidão a motivação do resultado, já que necessitaria de uma análise aprofundada e multifatorial para buscar associação de variáveis que influenciaram na atratividade e tomada de decisão.

No entanto, a última rodada realizada, a 17ª (2021), houve um dos menores resultados registrados na indústria desde a abertura de mercado. O IBP (2021) apontou que o resultado deve-se pelo risco exploratório dos blocos ofertados, diversificação diante do contexto de transição energética, foco na solidez financeira (sobretudo após os impactos da pandemia de Covid-19 em 2020) e gestão de portfólio das grandes empresas, que inclusive diante da descoberta de alto potencial exploratório em outros países, gerou uma competição com Brasil. Além disso, também há um foco voltado em projetos no pré-sal.

A literatura internacional comumente aponta que para o sucesso de negociações contratuais leva-se em consideração riscos geológicos, riscos financeiros e riscos políticos, bem como um sistema fiscal eficiente, para verificar a potencial recompensa e atratividade (Johnston; 1994; Tordo, 2007).

Portanto, a Resolução CNPE nº 17/2017 passou por duas alterações (Resoluções CNPE nº 3/2020 e nº 27/2021) que estabeleceram o sistema de Oferta Permanente (oferta contínua) como preferencial ao invés de realização de rodadas de licitação, com a possibilidade de a ANP ofertar blocos em quaisquer bacias, como por exemplo, os blocos não arrematados, sob o regime de concessão, bem como os casos de acumulações marginais (áreas inativas ou de produção interrompidas por questões econômicas). Em se tratando de áreas do pré-sal, para a Oferta Permanente é necessária prévia determinação do CNPE, resultando assim a Oferta Permanente de Partilha (OPP) e Oferta Permanente de Concessão (OPC) (ANP, 2024a).

Quanto aos Ciclos de Oferta Permanente de Concessão, foram realizados quatro, entre 2019 e 2023. No 1º Ciclo de oferta permanente (2019), dos 600 blocos ofertados e 33 arrematados, enquanto no 2º Ciclo de oferta permanente (2021), 17 blocos ofertados e 17 arrematados; no 3º Ciclo de oferta permanente (2022), 72 blocos ofertados e 59 arrematados; e 4º Ciclo de oferta permanente (2023), 211 blocos ofertados e 192 arrematados (ANP, 2023b).

2.2.2 Regime de partilha da produção

Com a descoberta do pré-sal em meados de 2006 pela Petrobrás, diante da magnitude do tamanho da reserva e óleo de excelente qualidade, a província petrolífera assumiu protagonismo na agenda política nacional para debater a regulação (CÂMARA DOS

DEPUTADOS, 2009). E assim, houve a promulgação da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para regulação específica da área do pré-sal (bem como áreas estratégicas na forma da lei), inserindo no ordenamento jurídico brasileiro o regime de contratação de partilha de produção (art. 3º).

A área do pré-sal, também chamada de província do pré-sal ou polígono do pré-sal, está localizada especificamente na costa marítima dos Estados de Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, sendo concentrado especialmente na Bacia de Campos e na Bacia de Santos, com a seguinte delimitação geográfica:

Figura 5 – Mapa de exploração e produção de petróleo e gás – área do pré-sal



Fonte: ANP, 2024i (Adaptado)

Enquanto no contrato de concessão a titularidade do petróleo é da empresa concessionária, no regime de partilha de produção, a União continua sendo titular do óleo, cabível ao contratante uma parte do petróleo extraído caso haja sucesso exploratório e resulte óleo excedente aos custos. Assim, a empresa contratada assume o risco e arca com os custos (Coriolano; Reis; Delgado, 2013).

Dessa forma, o art. 2º da Lei nº 12.351/2010 traz as conceituações e funcionamento do regime. Define que partilha de produção é o regime de exploração de petróleo que o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de sucesso exploratório caracterizado pela declaração comercial, terá direito a dedução do custo do óleo, pagando *royalties* devidos, em caso de excedente de óleo, este será repartido entre a União e Contratado, segundo os critérios do contrato.

Logo, surge outra distinção com relação ao regime de concessão no que tange às participações governamentais, já que, conforme o art. 42 da Lei nº 12.351/2010, no regime de partilha de produção apenas é exigido bônus de assinatura (que é fixo e não integra o custo do óleo) e *royalties* com alíquota de 15%. Enquanto no regime de concessão, nos termos do art. 45 da Lei nº 9.478/97, além do bônus de assinatura (que é variável e critério avaliativo da melhor oferta) e dos *royalties* de 10%, também conta com participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção da área.

Tendo em vista a preservação do interesse nacional, a Petrobras terá preferência de operação nos blocos sob o regime de partilha da produção, devendo a estatal se manifestar acerca do direito de preferência, indicando se aceita e qual a sua participação mínima no consórcio, não podendo ser inferior a 30% (art. 4º da Lei nº 12.351/2010, alterada pela Lei nº 13.365/2016). A legislação também prevê a possibilidade contratação direta da Petrobrás, dispensada a licitação (arts. 8º e 12), ou não sendo este o caso, a realização de licitação aberta para as operadoras, na modalidade de leilão.

Uma vez que a União receberia parcela do óleo extraído (repartição do excedente de óleo), foi criada a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), vinculada ao Ministério de Minas e Energia para gestão dos contratos de partilha de produção e gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, promulgada a Lei nº 12.304/2010 (lei autorizativa da criação da empresa).

Trata-se da criação de uma empresa pública que representa os interesses da União, que também deve integrar o consórcio formado para a execução dos contratos de partilha de produção, embora não tenha expressamente a responsabilidade, direta ou indireta, das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo (arts. 2º e 4º da Lei nº 12.304/2010). Logo, é outro elemento distintivo entre os regimes, a obrigatoriedade de formação de consórcios no regime de partilha de produção.

Ademais, os critérios avaliativos da melhor oferta para arrematar o bloco também são divergentes entres os regimes. O regime de partilha de produção, segundo o art. 18 da Lei nº 12.351/2010, tem como proposta mais vantajosa aquela que ofertar maior excedente em óleo

para União, contendo no edital percentuais mínimos, enquanto no regime de concessão a melhor proposta é aquela que oferece maior bônus de assinatura e maior PEM. Nesse sentido, Quintans (2015) elabora a seguinte tabela que é aplicável desde a primeira rodada:

Quadro 4 – Composição das ofertas nos contratos de partilha da produção

Componente	Peso
Oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo no Edital de Licitação	100%
Bônus de Assinatura	Fixo
Programa Exploratório Mínimo	Predeterminado
Conteúdo Local	Predefinido
Total	100%

Fonte: Quintans, 2015

Cabe então fazer o levantamento das rodadas de licitação de partilha de produção para análise, o que gerou o seguinte resultado:

Quadro 5 – Quantidade de blocos ofertados e arrematados – regime de partilha de produção

Rodada de Licitação	Ano	Quantidade de blocos ofertados	Blocos arrematados	Média do Excedente de óleo ofertado	Taxa de sucesso
1ª	2017	1	1	41,65%	100%
2ª	2017	4	3	52,88%	75%
3ª	2017	4	3	58,56%	75%
4ª	2018	4	3	47,29%	75%
5ª	2018	4	4	41,87%	100%
6ª	2019	5	1	29,96%	20%
Média de taxa de sucesso					74,16%

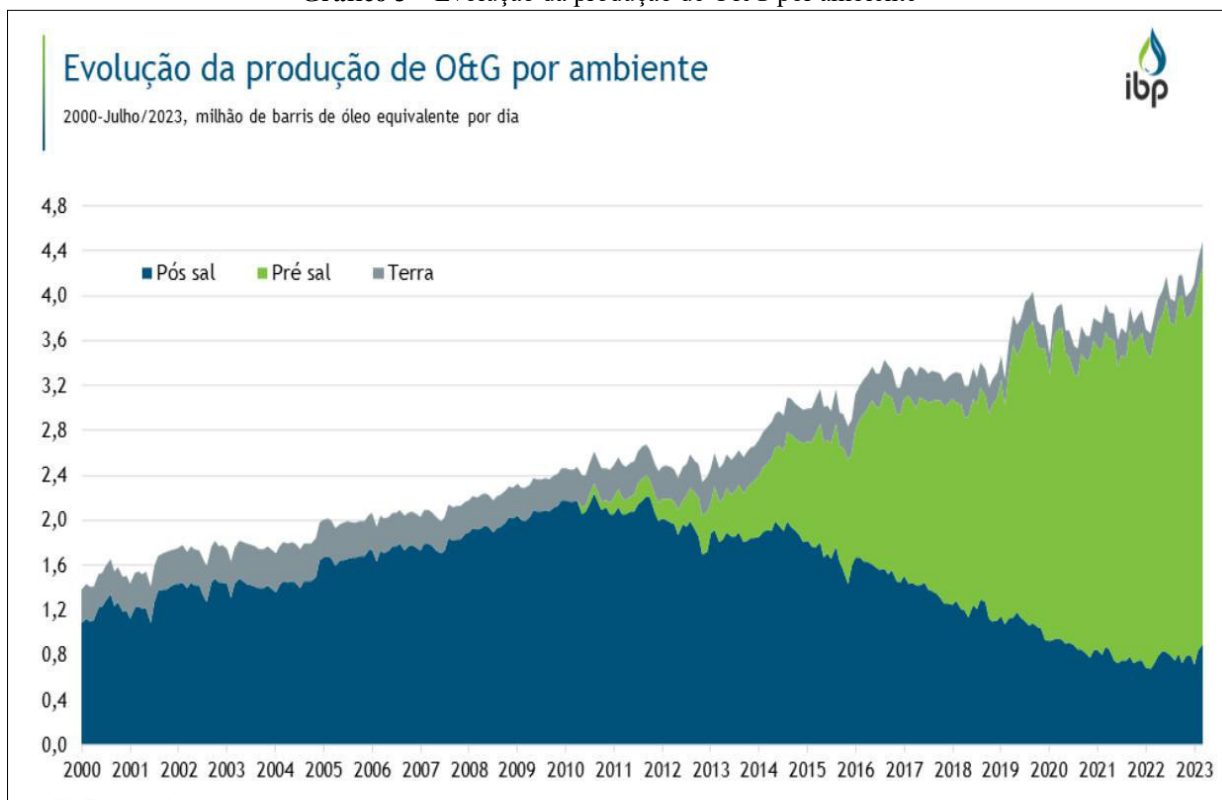
Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP

É interessante pontuar que na tabela acima levou-se em consideração a média do excedente de óleo ofertado, porque é de se destacar que blocos como o do Entorno de Sapinhoá

atingiu 80% de excedente de óleo e os de Peroba, de Alto de Cabo Frio Central e de Uirapuru atingiram acima de 75%.

Além disso, em pouco tempo a magnitude do potencial da província do pré-sal foi demonstrada, com aumento significativo da produção de petróleo no Brasil. A seguir, a evolução da produção por ambiente (e consequentemente incidência de regime contratual):

Gráfico 3 – Evolução da produção de O&G por ambiente



Fonte: IBP, 2023a

Nota: atualização – setembro de 2023, elaboração IBP com dados ANP

Segundo mapeamento do IBP (2023a), em 2023, a produção do pré-sal atingiu o recorde de produção, representando 75% da produção total brasileira, enquanto ocorre o declínio produtivo do pós-sal, equivalente a 20%, e produção de 5% em terra.

De todo modo, os blocos também sob regime de partilha da produção estão no sistema de Oferta Permanente (Oferta Permanente de Partilha - OPP), ao invés de rodadas de licitação, tendo ocorrido o 1º Ciclo de ofertas Permanente – Partilha em 2022 (de 11 blocos ofertados, 4 foram arrematados) e o 2º Ciclo de ofertas Permanente – Partilha em 2023 (de 5 blocos ofertados, 1 foi arrematado) (ANP, 2024f).

Contudo, em que pese o grande potencial estimado do pré-sal, é importante apontar a realidade atual dos contratos vigentes naquela área. Dos 20 blocos arrematados entre 2013 e 2023 e respectivamente 20 contratos firmados, 4 blocos (contratos) estão em processo de devolução ou já foram devolvidos, ainda na fase de exploração, sem declaração de

comercialidade. Esses resultados obtidos quanto à devolução foram em razão da baixa atratividade econômica dos blocos, sendo eles: Peroba, Dois irmãos, Três Marias e Saturno (PPSA, 2024).

Por outro lado, mesmo com a devolução dos blocos, os dados apontam que o pré-sal atualmente representa 75% da produção total brasileira, o que não retira a relevância estratégica da província. Pelo contrário, o Relatório Integrado da Pré-sal Petróleo 2023 (PPSA, 2024) aponta que em 2023, 11 contratos estavam na fase de exploração, 1 contrato na fase de desenvolvimento e 8 contratos que estão em produção, com a estimativa de operar por 22 anos. Logo, os 75% da produção total brasileira decorrem da produção desses 8 contratos (Búzios, Mero, Sépia, Atapu, Itapu, Sapinhoá, Tartaruga Verde Sudoeste e Espadim).

2.2.3 Regime de cessão onerosa

Com a finalidade de antecipar o usufruto dos benefícios que o pré-sal representava, e assim antecipar receitas em favor da União, foi atribuído um papel importante à Petrobras de iniciar a exploração da área, bem como aumentar o papel estratégico da operadora nos investimentos da descoberta. Assim, foi proposto o Projeto de Lei nº 5.941/2009 que foi convertido na Lei nº 12.276/2010, que fez surgir o regime de cessão onerosa entre a União e a Petrobrás, sem licitação, de seis áreas (Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul de Tupi, Nordeste de Tupi), na Bacia de Santos, que pelo direito de explorar e produzir petróleo nessas áreas, a Petrobras pagou à União R\$ 74,8 bilhões (Sousa, 2011).

Assim, ficou a União autorizada a ceder onerosamente à Petrobras, sem licitação, determinadas áreas do pré-sal, com o limite de produção de 5 bilhões de barris de petróleo, bem como a Petrobras teria titularidade do petróleo extraído, nos termos da Lei nº 12.276/2010 (art. 1º). A execução das atividades de pesquisa e produção de petróleo é por conta e risco da Petrobrás enquanto operadora (art. 4º) e há o dever de pagamento de *royalties* de 10% (seguindo a regra do art. 47 da Lei nº 9.478/97), sem a incidência de participação especial.

Ademais, expressamente o art. 6º da Lei nº 12.276/2010 enunciava a aplicabilidade às atividades sob contrato de cessão onerosa, os regimes aduaneiros especiais e os incentivos fiscais aplicáveis à indústria do petróleo no Brasil, como o REPETRO.

Já o papel estratégico da Petrobrás na visão da União, era justamente o direito de preferência (antes do advento da Lei 13.365/2016, a estatal tinha participação obrigatória mínima de 30% no consórcio) ou possibilidade de contratação direta, dispensada licitação, na exploração e produção das áreas do pré-sal sob o regime de partilha da produção.

Uma vez que havia óleo na região acima de 5 bilhões de barris, a ANP iniciou rodadas de licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, sob o regime de partilha de produção (afinal, são áreas que estão localizadas na província do pré-sal). Duas rodadas de licitação foram realizadas com os seguintes resultados:

Quadro 6 – Quantidade de blocos ofertados e arrematados – Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Rodada de Licitação	Ano	Quantidade de blocos ofertados	Blocos arrematados	Média do Excedente de óleo ofertado	Taxa de sucesso
1 ^a	2019	4	2	20,70%	50%
2 ^a	2021	2	2	34,56%	100%
Média de taxa de sucesso					75%

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ANP

2.3 A CADEIA PRODUTIVA DO PETRÓLEO: SEGUIMENTOS DE *UPSTREAM* E *DOWNSTREAM*

Após a realização de uma rodada de licitação promovida pela ANP e arrematação do bloco pela empresa (ou consórcio de empresas), inicia-se os preparativos para começar a execução das atividades que integram a cadeia produtiva do petróleo.

A cadeia produtiva do petróleo é composta por seguimentos que agrupam um conjunto de atividades, que vão desde o início de levantamento de dados exploratórios, instalação de estruturas, até a produção do petróleo em si, refino, transporte e comercialização dos derivados. Os três seguimentos são *upstream*, *midstream* e *downstream* (Quintans, 2015).

A fase inicial da cadeia de produção do petróleo é a *upstream*, em que atividades de exploração começam para pesquisar dados acerca da área, por meio de testes sísmicos, para verificar a existência de bacias sedimentares reservatórias que são propícias ao acúmulo de petróleo. Se o resultado da pesquisa for positivo, prepara-se para a perfuração do poço pioneiro e poços de delimitação, para comprovar a existência de petróleo e mapear o reservatório (Donato, 2012).

O conjunto de atividades exploratórias está descrito num Programa Exploratório Mínimo (PEM), conforme edital de licitação e variável de acordo com o bloco ofertado, com a

duração variável de 3 a 8 anos. São dois possíveis períodos exploratórios, devendo o primeiro período ter a execução de atividades exploratórias em UTs (Unidades de Trabalho), que vai da aquisição de dados geofísicos e geoquímicos, enquanto o segundo período é caracterizado necessariamente pela perfuração de um poço exploratório (ANP, 2023c).

Nesta fase uma parte do risco do empreendimento já é previamente demonstrada, tendo em vista que além da obrigatoriedade de execução das atividades anteriormente descritas no primeiro Programa Exploratório Mínimo (PEM) contidas no edital, é necessário prestar uma garantia financeira da operadora à ANP para assegurar essa execução. Ademais, caso não haja ingresso na segunda fase do Programa Exploratório Mínimo (PEM), deverá ocorrer a devolução das áreas, o que só ocorrerá com a aprovação do Plano de Devolução das Áreas (Resolução ANP nº 817/2020) e depois de concluída a execução do plano, a garantia financeira é devolvida (ANP, 2024d).

Todavia, em caso de não devolução da área diante de uma reserva em potencial, uma nova garantia financeira deve ser prestada em favor da ANP e deverá ocorrer a perfuração de um poço que poderá levar a uma descoberta de petróleo (ou gás natural), necessitando então de uma avaliação da extensão e características do reservatório, para ter estimativa do volume, caracterização da qualidade do óleo e finalmente fazer o estudo de viabilidade econômica do projeto de desenvolvimento e produção (ANP, 2023a).

Embora este procedimento seja denominado de “Avaliação de Descoberta”, a parte burocrática importante é a notificação da descoberta à ANP, envio do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD), nos termos da Resolução ANP nº 845/2021, que uma vez executado e concluído, deverá ser apresentado o Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (RFAD) (ANP, 2023a).

Segundo o Anexo da Resolução ANP nº 845/2021, o Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (RFAD) deve conter premissas como (item 7.1 do Anexo): preço do petróleo e do gás natural (US\$); curva de produção por ano; investimento (CAPEX) por barril ou por óleo equivalente (US\$); custos operacionais (OPEX) por barril ou por óleo equivalente (US\$); taxa de desconto e taxa ou curva de câmbio.

Além das premissas (7.1 do Anexo da Resolução ANP nº 845/2021), deve conter ainda análise econômica preliminar (item 7.2) como Valor Presente Líquido (VPL); Taxa Interna de Retorno (TIR), análise de sensibilidade do VPL e da TIR em três cenários, preço de *breakeven* (US\$) e fluxo de caixa estimado para a fase de produção, por ano. Somado ao fluxo de caixa estimado para a fase de produção, por ano, deverá ser discriminado elementos como: receitas, investimentos (CAPEX), custos operacionais (OPEX), custos de descomissionamento (ABEX),

tributos e participações governamentais; adicionalmente, outras metodologias de avaliação econômica realizada pela operadora contratada e a síntese dos critérios econômicos e não econômicos que determinaram a decisão por declarar ou não a comercialidade.

Verifica-se que a ANP por meio da Resolução ANP n° 845/2021, exige formalmente que a operadora contratada apresente a avaliação econômica do projeto, utilizando parâmetros de avaliação amplamente utilizados internacionalmente típicos do setor do petróleo, fundamentados na administração-financeira (como *valuation*), como VPL e TIR. No presente trabalho, as premissas e indicadores da análise econômica apontados pela RANP n° 845/2021 serão utilizados para observar os impactos tributários sobre o projeto, sobretudo em se tratando do REPETRO.

Logo, se a Declaração de Comercialidade, que segundo a RANP n° 845/2021, é decisão unilateral do contratado, significa dizer que o projeto daquele bloco, após a etapa de exploração e estimativa dos investimentos da etapa de desenvolvimento (CAPEX), é economicamente viável (mesmo considerando os tributos e participações governamentais) na visão da empresa operadora.

Prosseguindo, após a Declaração de Comercialidade, o contratado deve submeter uma proposta de Plano de Desenvolvimento (PD, regulamentado pela RANP n° 17/2015), para que a etapa de desenvolvimento seja iniciada (ANP, 2024h). A etapa de desenvolvimento é a realização de atividades destinadas a instalar equipamentos e sistemas necessários para começar a produção (desenvolvimento infraestrutura, plataformas, oleodutos, perfurações de mais poços, equipamentos de *subsea*), antes mesmo do “primeiro óleo” (ANP, 2024c).

Por vezes, pode-se incluir a etapa de desenvolvimento na etapa de produção, porque iniciada a produção efetiva, não necessariamente todo aparato de equipamentos de desenvolvimento (CAPEX) foi concluído ou eventualmente ocorreu ampliação. Mas obrigatoriamente a produção é antecedida da etapa de desenvolvimento.

De uma análise geral, nota-se que no Brasil há uma regulação infralegal (resoluções) expedida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), agência reguladora do setor, que determina um passo a passo administrativo a ser percorrido pela empresa operadora. Essas determinações são exigências que permitem o acompanhamento (fiscalização) e padronização de procedimentos das atividades petrolíferas pela ANP. Tais regulamentações possuem o fundamento legal do art. 8° da Lei 9.478/97 (dispositivo com o rol de atribuições da ANP) e o fundamento constitucional contido no §2°, inciso III do art. 177 da Constituição Federal.

Resumidamente, a fase *upstream* é composta pela etapa de exploração, desenvolvimento e produção como demonstrado na figura a seguir:

Figura 6 – Representação da fase *upstream*

Fonte: SEBRAE, 2014

Muito embora seja possível, a depender da literatura utilizada ou até mesmo norma da ANP (ou a legislação de uma forma geral¹¹), a inclusão da etapa de desenvolvimento como parte integrante da etapa de produção, metodologicamente é necessário fazer a separação clara de tais etapas. Isso porque na etapa de desenvolvimento, além do alto investimento (CAPEX), alto risco e lapso temporal próprio para conclusão da etapa, não há receitas (decorrentes do petróleo), enquanto na fase de produção, haverá receitas, pois o petróleo está sendo extraído em quantidades crescentes até atingir um pico produtivo, haverá o custo operacional (OPEX), menor risco e um lapso temporal também próprio. Ou seja, são etapas muito diferentes, não cabendo tanto reducionismo ao incluir o desenvolvimento na produção.

Cada minuciosa característica das etapas desenvolvimento e produção será detalhada ao longo deste trabalho, mas desde já se consigna que é adotada a fase *upstream* como composta pelas etapas de exploração, de desenvolvimento e de produção, separadamente, porque essa distinção tem consequências tributárias, sobretudo em se tratando de REPETRO.

Em continuidade à fase *upstream* da cadeia, em sequência vem a fase *midstream* e *downstream*. A fase *midstream* compreende as atividades de logística de apoio, recebimento e movimentação de materiais, transporte e armazenagem. Por sua vez a fase *downstream* é última etapa da cadeia, que partindo das refinarias, os produtos são transferidos para unidades de

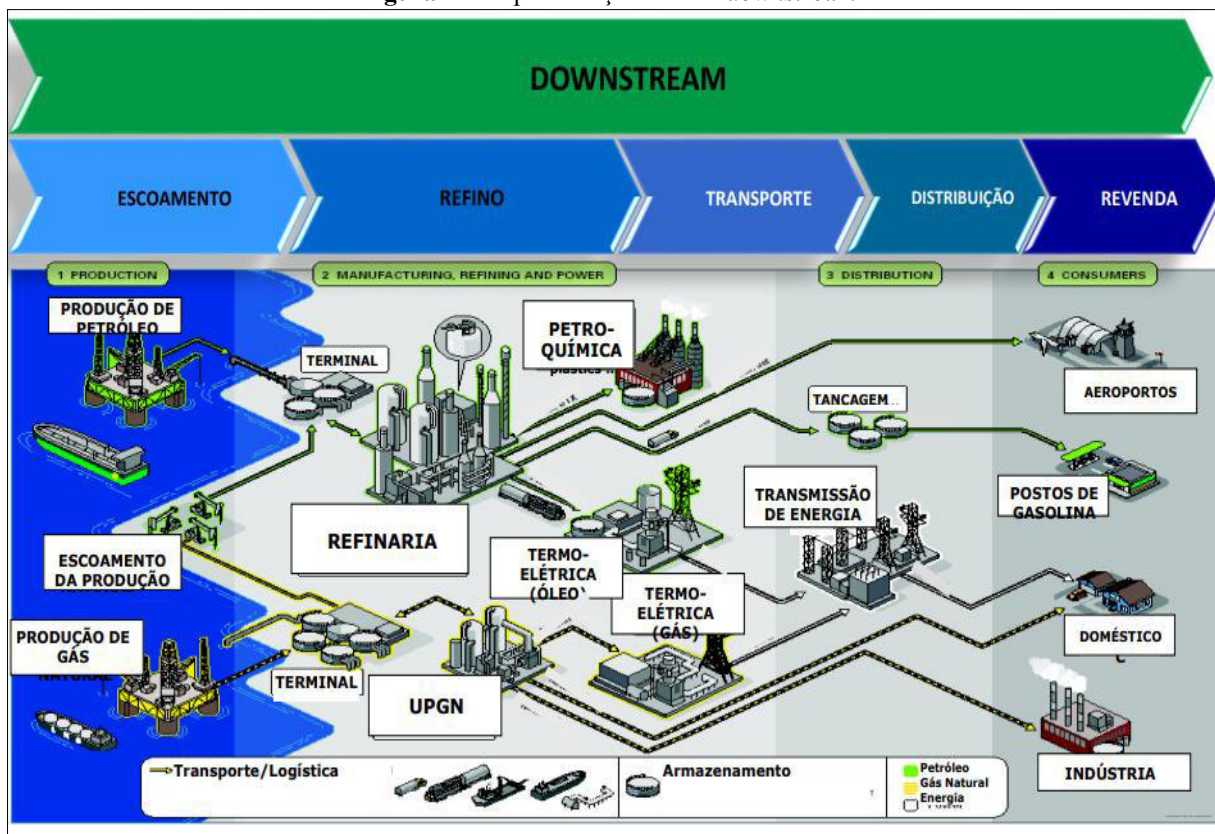
¹¹ Como por exemplo, a simplificação adotada pela Lei nº 9.478/97 que no art. 24 aduz que: Art. 24. “Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção. (...)§ 2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.”

armazenamentos nas distribuições primárias (distribuidores) para distribuidores secundários (como postos de gasolina), e depois clientes finais ou consumidores atacadistas (Donato, 2012).

Quintans (2015) ilustra que *midstream* é uma ponte entre a produção do petróleo (*upstream*) e os consumidores finais (*downstream*), por ter a característica de escoamento, refino e transporte, sendo então o *downstream* a etapa de distribuição e comercialização dos produtos derivados do petróleo (como gasolina, diesel, querosene) para o consumidor.

No entanto, nem toda a literatura faz a distinção da fase *midstream* e *downstream*, incluindo então as atividades de escoamento, refino e transporte como sendo integrantes do *downstream*. Nessa classificação dual, a cadeia seria simplesmente dividida em *upstream* e *downstream*, classificação adotada neste trabalho para facilitar a análise do ponto de vista tributário. Nesse sentido classificatório, a seguinte ilustração:

Figura 7 – Representação da fase *downstream*



Fonte: SEBRAE, 2014

Apesar da divisão da cadeia produtiva em *upstream* e *downstream* (ou eventualmente também considerar *midstream*), uma parte importante a ser considerada num projeto de petróleo é a etapa de descomissionamento, que é o momento em que a etapa de produção é encerrada, normalmente por quedas dos níveis produtivos a ponto de economicamente não ser mais viável extrair o petróleo daquele campo, de modo a ser necessário retirar todas as instalações ali postas, fazer a recuperação e devolução das áreas à ANP.

O descomissionamento é regulamentado pela Resolução ANP n° 817/2020. É como se fosse a etapa que iniciasse o fim do projeto *upstream* e deve ser levado em consideração na avaliação de viabilidade econômica do projeto tendo em vista o alto custo e a longa duração.

Em termos de linha do tempo, o fluxo de caixa típico de um projeto de fase *upstream* pode ser ilustrado da seguinte forma, cabendo mencionar que se trata de uma média, pois as características de qual bloco o projeto está sendo desenvolvido é que as definições serão exatas e práticas:

Gráfico 4 – Fluxo de caixa típico de um projeto de E&P por fase



Fonte: IBP, 2022c

Nota: Elaboração IBP, com dados da ABESPETRO

A visualização da imagem acima¹² é importante para mensurar o momento médio de quantos anos leva cada etapa, onde é alocado um grande volume de investimentos e gastos operacionais, onde se inicia o surgimento de receitas e por fim, o custo para finalização do projeto (descomissionamento). A regulação, sobretudo de como e quando a tributação incide, faz toda a diferença na viabilidade econômica do projeto e atratividade de investimento.

¹² Apenas para ficar mais claro: no gráfico, os investimentos e gastos operacionais estão representados na cor verde (claro), abaixo da linha, enquanto as receitas estão representadas na cor azul (escuro), acima da linha. É interessante ver o tempo e o volume de investimento e gastos que antecedem o período de receitas. E mesmo finalizando as receitas, ainda haverá um período de gastos por causa do descomissionamento.

3 TRIBUTAÇÃO E PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS INCIDENTES SOBRE A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL: DESCRIÇÃO E ANÁLISE

Ao redor do mundo existe uma vastidão de termos fiscais possíveis, desde alguns mais comuns (como imposto sobre o lucro tributável, que incide sobre a receita após dedução de despesas) até uns mais específicos conforme a legislação nacionalmente formulada. Ademais, é comum que os termos fiscais tenham incidência específica conforme a parte da cadeia produtiva, etapa ou atividade do petróleo precisamente isolada.

Assim, é importante fazer o levantamento da legislação para compreender os termos fiscais de um país e seu funcionamento. No Brasil, a fatia governamental é composta não só pela tributação, como por participações governamentais, que apresenta grande complexidade.

De fato, os termos fiscais brasileiros são complexos e vastos, por vezes dificultando o cumprimento das obrigações tributárias e carecendo de uma certeza da carga tributária efetiva, o que gera a necessidade de desenvolver a descrição e análise minuciosa do funcionamento fiscal incidente sobre a indústria do petróleo que opera no Brasil. Inclusive o REPETRO está dentro desse complexo contexto fiscal, sendo um regime fiscal e aduaneiro específico da indústria do petróleo, que possui diversos detalhes de funcionamento, demandando então realizar um estudo minucioso descritivo e analítico para a devida compreensão.

Não obstante, a transição do sistema fiscal brasileiro com a aprovação da “Reforma tributária” cabe uma longa discussão, ao passo que paira incertezas. Além da transição em si não estar com os contornos completamente definidos (ainda precisará de regulação), o Imposto Seletivo (IS), também chamado de “imposto do pecado” (*sin tax*), guarda consigo controvérsias acerca da sua instituição e cobrança.

3.1 TRIBUTAÇÃO SOBRE A FASE *UPSTREAM*

Conforme legislação vigente, a tributação brasileira possui cinco espécies tributárias, sendo: impostos, taxas, contribuições sociais¹³, contribuição de melhoria e empréstimos compulsórios (Paulsen, 2024).

Como anteriormente descrito, a fase *upstream* caracteriza-se pelas atividades de busca, identificação e localização das fontes de óleo (exploração), e ainda o desenvolvimento de toda infraestrutura e equipamentos necessários para que seja possível a produção em larga escala do

¹³ Paulsen (2024) inclui nas contribuições sociais diversas subespécies, como as de seguridade social, a de intervenção no domínio econômico e a de iluminação e monitoramento.

petróleo. Resumindo, são as etapas de exploração, desenvolvimento e produção. Logo, a tributação sobre a fase *upstream* compreende a incidência de tributos sobre fatos geradores ocorridos durante as atividades exercidas em tais etapas.

Assim, no panorama da tributação, é importante verificar classificações doutrinárias para facilitar a compreensão do fenômeno tributário e refinamento da análise (Paulsen, 2024). No setor do petróleo, destaca-se a classificação quanto ao ônus econômico do tributo, que pode ser um tributo direto ou indireto.

Os tributos classificados como direto são aqueles que a carga tributária é suportada pelo próprio contribuinte, aquele que tem o dever legal de estar no polo passivo da relação jurídica-tributária. Por sua vez, os tributos indiretos são aqueles que incidem sobre determinados negócios jurídicos realizados na venda de mercadorias e serviços, os quais compõem o valor total da operação, sendo repassado o custo ao adquirente, considerado contribuinte de fato (Paulsen, 2024).

No setor do petróleo, na fase *upstream*, os tributos diretos são IRPJ e CSLL, enquanto os tributos indiretos são o IPI, II, PIS, COFINS, CIDE, AFRMM, ICMS e ISS. Diante da peculiaridade do setor, didaticamente é interessante iniciar a análise pela tributação indireta, já que a aferição de receita da operadora se dá na etapa de produção, logo após concluídas as etapas de exploração e desenvolvimento.

Assim, inicia-se a análise da tributação indireta, pelo IPI. Sob o fundamento constitucional previsto no art. 153, inciso IV, compete à União instituir impostos sobre produtos industrializados (IPI), devendo tal tributo ser seletivo (em função da essencialidade do produto), não cumulativo (compensação em cada operação do valor cobrado nas anteriores), não incidente sobre produtos industrializados destinados ao exterior e de impacto reduzido sobre a aquisição de bens de capital (§3º do art. 153 da CF).

Além do art. 153, inciso IV da Constituição Federal de 1988, o IPI é regulamentado pelo art. 46 ao art. 51 do CTN, Lei 4.502/64, Decreto nº 7.212/10 (Regulamento do IPI – RIPI) e possui diversas alíquotas elencadas na Tabela de Incidência do IPI – TIPI (atualmente disposta no Decreto nº 11.158, de 29 de julho de 2022).

Conforme o Regulamento do IPI (Decreto nº 7.212/10) considera-se produto industrializado aquele que foi submetido a processo de industrialização, mesmo que incompleta, parcial ou intermediária. Por sua vez, considera-se industrialização qualquer operação que lhe modifique a natureza ou a finalidade, ou o aperfeiçoe para o consumo (parágrafo único do art. 46 do CTN), bem como operação de que resulte alteração da natureza, funcionamento, utilização, acabamento ou apresentação do produto (art. 3º da Lei 4.502/64).

O fato gerador do IPI é o desembaraço aduaneiro do produto industrializado, se procedente de origem estrangeira, ou a saída do estabelecimento industrial, comerciante ou de importador (art. 46 do CTN e art. 2º da Lei 4.502/64). Já a base cálculo é composta pelo valor total da operação de que decorrer a saída do estabelecimento industrial (RIPI, art. 190, II), no caso de produtos nacionais, ou do valor total da operação que serve de base para os tributos aduaneiros, por ocasião do despacho de importação, acrescido do montante desses tributos e dos encargos cambiais efetivamente pagos pelo importador ou dele exigíveis, bem como custos de frete e despesas acessórias, no caso de produtos de procedência estrangeira (RIPI, art. 190, I, “a” e “b” C/C §1º).

Por sua vez, o imposto de importação (II) está previsto no art. 153, inciso I da CF/88, disciplinado pelos arts. 19 a 22 do CTN, bem como pelos Decreto-Lei nº 37/1966 e Decreto nº 6.759/2009 (Regulamento Aduaneiro). Segundo o art. 19 do CTN, o imposto de importação, que é de competência da União, incide sobre importação de produtos estrangeiros que tem como fato gerador a entrada destes no território nacional.

No setor do petróleo, o imposto de importação tem como base de cálculo o valor aduaneiro do bem, que é conceituado como o preço do bem importado acrescido do custo do frete até o porto de destino, além dos gastos da carga, descarga, manuseio, até a chegada do bem ao destino, assim como do custo do seguro do bem¹⁴. A alíquota do imposto de importação consta na Tabela da Tarifa Externa Comum do Mercosul (TEC), variando de acordo com a classificação fiscal do bem, que por sua vez consiste no Código da Nomenclatura Comum do Mercosul (NCSM), a partir de características físicas, operacionais e de destinação/utilização (BNDS, 2012).

Já no âmbito estadual, há o imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS), esculpido no art. 155, II da CF/88. No setor do petróleo, sobretudo na fase *upstream*, é comum a aplicabilidade do regime especial aduaneiro e tributário que abarca bens e serviços destinados às atividades de pesquisa e lavra de jazidas, o REPETRO (também chamado de “Repetro-estadual”), o qual tem regulamentação pelo Convênio ICMS 03/18. Tal convênio dispõe sobre isenção e redução da base de cálculo do ICMS de bens ou mercadorias destinadas às atividades de pesquisa, exploração ou produção de petróleo.

O Convênio ICMS 03/18 autoriza os Estados e o Distrito Federal a reduzir a carga tributária de ICMS equivalente a 3% (três por cento), diferir ou suspender ICMS sobre

¹⁴ Em suma, trata-se de valor CIF (*cost, insurance and freight*), ou seja, o trinômio custo, seguro e frete.

operações internas de fabricantes de bens finais ou intermediários, isentar ICMS sobre operações interestaduais, bem como isentar o ICMS sobre a importação temporária de bens.

Se assim não fosse, sem a aplicabilidade do REPETRO, a tributação teria variação conforme cada legislação de cada Estado, podendo variar alíquotas conforme região (se tratando de operações interestaduais) e cada Estado que autonomamente pode definir percentuais entre 17% a 25% (Almeida; Coimbra, 2012)

Por conseguinte, no âmbito municipal, há o imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISS ou ISSQN), conforme art. 156, III da CF/88 e regulamentado pela Lei Complementar nº 116/03. O ISS tem como fato gerador a prestação de serviços constante na lista anexa da LC 116/03, que no item 7.21 elenca os serviços de “pesquisa, perfuração, cimentação, mergulho, perfilagem, concretagem, testemunhagem, pescaria, estimulação e outros serviços relacionados com a exploração e exploração de petróleo”. As alíquotas variam entre 2% (mínima) a 5% (máxima), segundo os arts. 8º e 8º-A da LC 116/03.

No que tange às contribuições (que são de competência federal), existe a possibilidade de incidir o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), embora o REPETRO tenha uma previsão específica. Porém, caso não haja a aplicação do REPETRO, em conformidade com as Leis nº 10.637/2002 e nº 10.833/2003, as alíquotas são de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS), num sistema não-cumulativo e tendo como base de cálculo a receita bruta.

Por seu turno, na fase *upstream* é possível a incidência da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), regulamentada pela Lei nº 10.168 de 2000, com de alíquota de 10% (dez por cento), sobre as importâncias pagas, creditadas, entregues, empregadas ou remetidas ao exterior a título de *royalties*¹⁵ de qualquer natureza, de acordo Solução de Consulta nº 46/07. É comum a incidência dessa contribuição na fase *upstream* da cadeia do petróleo nos casos de transferência de tecnologia e *know-how*.

Por sua vez, o Adicional ao Frete para a Renovação da Marinha Mercante – AFRMM, que foi instituído pelo Decreto-Lei nº 2.404/1987 e disciplinado pela Lei nº 10.893/2004 (alterada pela Lei nº 14.301 de 2022), destina-se custear a intervenção da União no apoio ao desenvolvimento da marinha mercante e da indústria de construção e reparação naval brasileiras, assim como constitui fonte básica do FMM (art. 3º da Lei nº 10.893/2004). Trata-

¹⁵ O termo “*royalties*” aqui utilizado se trata de uma forma de remuneração, contraprestação comum em contratos de transferência de tecnologia e de *know-how*. Por exemplo, no contrato de licenciamento de tecnologia, o licenciador que detém ativos de propriedade intelectual concede a licença de uso em favor de um licenciado que paga pela licença (Santos, 2008). Esse pagamento como remuneração chama-se *royalties*, não se confundindo com a compensação financeira petrolífera (*royalties* do petróleo).

se de uma contribuição de intervenção no domínio econômico (CIDE), que tem como fundamento constitucional o art. 149, como esclarece a jurisprudência consolidada do STF (Súmula 553 e RE 177.137 de 1997, de relatoria do ministro Carlos Velloso).

O AFRMM tem como fato gerador o início efetivo da operação de descarregamento da embarcação em porto brasileiro, conforme art. 4º da Lei nº 10.893/2004, incidente sobre o frete, que é a remuneração do transporte aquaviário da carga descarregada em porto brasileiro (art. 5º), com alíquotas de 8% ou 40% (art. 6º).

Quanto à tributação direta, deve-se apontar o imposto de renda de pessoa jurídica (IRPJ) e a Contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL). Na fase *upstream* a incidência destas espécies tributárias é comum na etapa de produção (e não na etapa de exploração e desenvolvimento), quando diante da produção de petróleo, sob a métrica de barril, permite que a partir da venda obtenha-se receita, devendo ainda confrontar com os custos operacionais.

O IRPJ é apurado com base no lucro, com alíquota de 15% sobre o lucro apurado, com adicional de 10% sobre o lucro que exceder a R\$20.000,00 (vinte mil reais) ao mês (Decreto nº 9.580/2018). A base constitucional está no art. 153, III (competência da União) e a base legal está no art. 43 do CTN.

Já a Contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) está disposta na Lei 7.689/1988, destinada ao financiamento da seguridade social e tem como base de cálculo o valor do resultado do exercício, antes da provisão do imposto de renda (arts 1º e 2º da Lei 7.689/1988). Incide sobre a indústria do petróleo a regra geral da alíquota de 9% (art. 3º, III da Lei 7.689/1988).

Assim, pode-se resumir que na fase *upstream* a tributação é composta da seguinte forma:

Quadro 7 – Tributação sobre a fase *upstream*

Esfera político-administrativa	Natureza jurídica	Tributo
Tributação Federal	Imposto	IPI
		II
		IRPJ
	Contribuições sociais	PIS
		COFINS
		CSLL
	Contribuições de intervenção no domínio econômico (CIDE)	CIDE (transferência de tecnologia)
		AFRMM
Tributação Estadual	Imposto	ICMS
Tributação Municipal	Imposto	ISS

Fonte: Elaboração própria

Embora a citada carga tributária seja incidente sobre a fase *upstream*, uma parcela significativa dessa carga está inserida na sistemática do regime especial destinado ao setor do petróleo, denominado REPETRO (Repetro ou Repetro-Sped), atendendo peculiaridades do funcionamento desse seguimento.

3.2 REPETRO-SPED: INSTITUIÇÃO E FUNCIONAMENTO DOS ASPECTOS ADUANEIROS E TRIBUTÁRIOS

O REPETRO é o regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural (definição contida no art. 458 do Decreto 6.759/2009), sendo gênero das espécies Repetro e Repetro-Sped (Brasil, 2024).

A espécie Repetro trata-se de um regime aduaneiro especial para importação temporária de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural, cuja vigência do regime terminou em 31 de dezembro de 2020, com regulamentação na IN RFB nº 1.415 de 2013. A instituição do Repetro (espécie) ocorreu em 1999, por meio do Decreto 3.161/1999 (já revogado), sendo atualmente regulado pelo Decreto 6.759/2009, não se admitindo novos pedidos de habilitação.

O REPETRO, desde sua origem, foi instituído com o objetivo de atrair investimentos para o setor, concebendo a desoneração tributária para fomentar o desenvolvimento da indústria no Brasil, bem como para equilibrar as condições de concorrência entre os produtores no País e os produtores estrangeiros. Ademais, a complexidade e a carga do sistema tributário brasileiro, sem um regime específico para o setor, poderia representar uma ameaça à segurança jurídica dos investimentos (Marreco; Couto, 2013).

O Repetro-Sped, além de um regime aduaneiro especial, também é um regime tributário especial de utilização econômica de bens destinados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural (frisa-se estas atividades típicas de *upstream*). Este regime é oriundo da Lei 13.586/2017 (resultado da conversão da Medida Provisória nº 795 de 2017), regulado pela IN RFB nº 1.781 de 2017, com vigência até 31 de dezembro de 2040.

A nomenclatura Repetro-Sped foi atribuída em razão do sistema de controle do novo regime, o Sistema Público de Escrituração Digital (SPED), que por sua vez compreende o Módulo de Escrituração Contábil Digital (ECD) e o módulo de Escrituração Fiscal Digital (EFD), utilizados para registrar as informações sobre as operações de entrada e saída dos bens

submetidos ao regime especial, no estabelecimento do beneficiário. A adoção desse sistema permite a consolidação de informações para o pleno controle por parte das autoridades fiscais brasileiras (Fonti; Guimarães; Murayama, 2021).

O Repetro-sped é composto por dois regimes aduaneiros especiais de admissão temporária para utilização econômica, um com dispensa do pagamento total e outro com o pagamento proporcional, e por dois regimes tributários especiais, sendo um de importação definitiva com suspensão total de tributos e outro de aquisição nacional de produtos finais destinados às atividades do petróleo (Repetro-nacional).

Cabe ainda mencionar que ao lado do Repetro-sped, há o Repetro-industrialização, regime tributário especial normatizado especificamente pela IN RFB nº 1.901 de 2019. Logo, o REPETRO vigente constitui-se do Repetro-sped (IN RFB nº 1.781/2017) e do Repetro-industrialização (IN RFB 1901/2019).

Dessa forma, o “Manual do Repetro da Receita Federal” (Brasil, 2024) explica que o atual REPETRO compreende o Repetro-sped, regulado pela IN RFB nº 1.781/2017, e o Repetro industrialização, regulado pela IN RFB nº 1.901/2019. O Repetro-sped compreende as modalidades do Repetro-permanente (art. 2º, inciso III da IN RFB 1.781/17), do Repetro-temporário sem pagamento proporcional (art. 2º, inciso IV da IN RFB 1.781/17), do Repetro-temporário com pagamento proporcional (art. 2º, inciso V da IN RFB 1.781/17) e do Repetro-Nacional (art. 2º, inciso VI da IN RFB 1.781/17).

Para habilitação no Repetro-sped e ter os benefícios do regime, é necessário a pessoa jurídica ser operadora, contratada da operadora ou subcontratada, devendo realizar o procedimento de habilitação até 31 de dezembro de 2040. Entende-se como operadora aquela que detém a concessão, autorização ou cessão, ou contratação sob o regime de partilha de produção para exercício das atividades de exploração de petróleo no Brasil (art. 4º, §1º, I da IN RFB 1.781/17).

Por seu turno, a contratada da operadora é aquela pessoa jurídica que a operadora indica para realizar o afretamento por tempo ou prestar serviços, relacionados às atividades de exploração de petróleo. Enquanto a subcontratada é a pessoa jurídica que a contratada da operadora celebra contrato para a execução de algum serviço relacionado à atividade petrolífera (IN RFB 1.781/17, art 4º, §1º, II, alíneas “a” e “b”).

Quanto aos requisitos de habilitação da pessoa jurídica, estes estão dispostos no art. 5º da IN RFB 1.781/17, os quais versam sobre a necessidade de regularidade fiscal mediante apresentação de certidões, comprovação de regularidade de recolhimento de FGTS, estar adimplente com as obrigações da Escrituração Fiscal Digital ICMS/IPI (EFD-ICMS/IPI),

emitir Nota Fiscal Eletrônica (NF-e) ou Nota Fiscal Avulsa Eletrônica (NFA-e), não ter sido submetida a regime especial de fiscalização nos últimos 3 anos (art. 33 da Lei nº 9.430/1996), estar habilitada para operar no comércio exterior, ter optado pelo Domicílio Tributário Eletrônico (DTE) e comprovar ser operadora contratada pela União para explorar petróleo (seja no regime de concessão, cessão onerosa ou partilha de produção).

Há ainda como requisitos previstos no art. 5º da IN RFB 1.781/17 para habilitação da pessoa jurídica, o dever de relacionar cada estabelecimento da pessoa jurídica por número de CNPJ, apresentar o requerimento de habilitação, não ser optante do Simples Nacional (Regime Especial Unificado de Arrecadação de Tributos e Contribuições devidos pelas Microempresas e Empresas de Pequeno Porte, tratado na LC 123/06) e não ser tributada pelo imposto sobre a renda com base no lucro presumido ou arbitrado.

3.2.1 Os regimes especiais tributários no Repetro-sped (previsão dos incisos III e VI da IN RFB nº 1.781/17): Repetro-permanente e Repetro-nacional

Na hipótese de importação definitiva de bens destinados às atividades do petróleo, há o enquadramento no Repetro-sped em conformidade ao inciso III da IN RFB nº 1.781/17, o denominado Repetro-permanente. A importação definitiva neste caso terá a suspensão do pagamento dos tributos federais incidentes na importação (art. 458, IV do Regulamento Aduaneiro).

Entende-se por importação definitiva aquela em que há transferência de titularidade do bem, ocorrendo a transmissão de propriedade do bem do fornecedor estrangeiro ao importador beneficiário que opera no Brasil. A importação definitiva deve observar o procedimento administrativo referente ao licenciamento (Portaria Secex nº 23/2011) e o procedimento aduaneiro (requerimento do importador acompanhado das documentações pertinentes até a realização do desembaraço aduaneiro, em conformidade com o art. 15 e seguintes da IN RFB nº 1.781/17) para ser efetivada.

Ademais, a aplicação do regime especial é incidente sobre os bens que estão relacionados nos Anexos da IN RFB nº 1.781/17 e devem ter destinação exclusiva para as atividades do petróleo, adequando-se à finalidade da importação.

Nestes termos, há a suspensão dos tributos federais que após decorrido o prazo de 5 (cinco) anos, a partir do registro da Declaração de Importação (DI) para consumo, a suspensão do pagamento tributário converter-se-á em isenção do II e do IPI, e alíquota de 0% referente à Contribuição PIS/PASEP-Importação e Cofins-Importação (art. 18 da IN RFB nº 1.781/17).

Assim, faz-se o comparativo entre a carga tributária comum e a carga tributária do Repetro-sped no tratamento de importação definitiva (Repetro-permanente), para visualizar a diferença com a desoneração:

Figura 8 – Carga tributária – Repetro-sped



Fonte: Fonti; Guimarães; Murayama, 2021¹⁶

O Adicional para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM), em virtude da interpretação sistemática pode incidir sobre a importação definitiva (na modalidade de navegação de longo curso), visto que a Lei nº 13.586/17 e a IN RFB nº 1.781/17 foram normas omissas quanto à suspensão desse tributo, bem como o tratamento excepcional de suspensão da AFRMM exige o retorno do bem para o exterior, nos termos dos arts. 14 e 15 da Lei nº 10.893/04 (Fonti; Guimarães; Murayama, 2021).

No que tange ao ICMS, o Convênio ICMS nº 03/2018 (alterado pelo Convênio ICMS nº 220/2019) autoriza os Estados e o Distrito Federal a reduzir a carga tributária do ICMS para alíquota de 3% (três por cento), sem apropriação do crédito correspondente, na importação ou aquisição permanentes aplicados nas atividades de exploração e produção de petróleo, quando incidente o Repetro-sped (cláusula primeira do Convênio).

Assevera-se que em se tratando de bens acessórios, como partes, peças e ferramentas, trazidos (importados) para garantir a operacionalidade de bens principais, nos termos da IN RFB nº 1.781/17, o valor unitário do bem acessório deve ser superior a US\$ 25.000,00 (vinte e cinco mil dólares americanos) para incidir o Repetro-sped (Fonti; Guimarães; Murayama, 2021).

¹⁶ A carga total do ICMS resta fixada em 3,09% pela apuração do tributo compor sua própria base de cálculo, ou seja, cálculo "por dentro".

Por sua vez, o Repetro-nacional, previsto no inciso VI do art. 2º, da IN RFB nº 1.781/17, refere-se à aquisição de produto final industrializado oriundo do mercado interno, produzido no âmbito do Repetro-Industrialização.

Neste momento é necessário fazer a distinção de institutos, diante da alteração da denominação promovida pela Receita Federal: O Repetro-nacional (nomenclatura atribuída pela RFB) é o regime previsto no inciso VI do art. 2º, da IN RFB nº 1.781/17, enquanto o Repetro-Industrialização é o regime da IN RFB nº 1.901 de 2019.

O Repetro-nacional é a modalidade de aquisição no mercado interno de produto final industrializado no âmbito do regime especial de industrialização de bens destinados às atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos (Repetro-Industrialização). Ou seja, o Repetro-nacional é um regime que incide sobre operações envolvendo compra de bens produzidos no Brasil oriundos do Repetro-Industrialização.

De acordo com “Manual do Repetro” elaborado pela Receita Federal do Brasil (Brasil, 2024), foi atribuída a nomenclatura “Repetro-nacional” para a hipótese prevista no inciso VI do art. 2º da IN RFB nº 1.781/17, porque estava gerando confusões conceituais e práticas com relação ao Repetro-industrialização. Explica-se que nas outras modalidades de Repetro-sped (IN RFB nº 1.781/17, art. 2º, incisos III, IV e V) há o ponto em comum da mercadoria ser importada do exterior, enquanto na modalidade do inciso VI do artigo 2º da IN RFB nº 1.781/17, a mercadoria é adquirida no Brasil depois de um processo industrial.

Assim, pela natureza jurídica de produto nacional (não é um produto nacionalizado, importado ou desnacionalizado) houve a denominação “Repetro-Nacional” para esta modalidade de Repetro-sped regulada pela IN RFB nº 1.781/17 (Brasil, 2024).

No que concerne à carga tributária, a IN RFB nº 1.781/17 determina que no Repetro-nacional (VI do art. 2º) aplica-se a suspensão do pagamento de IPI, Contribuição PIS/PASEP e Cofins, nos termos do §1º do art. 2º. Cabe ainda mencionar que à modalidade do Repetro-nacional aplicam-se os mesmos procedimentos e extinção da modalidade Repetro-permanente, no que couber, conforme o §4º do art. 2º.

A hipótese do Repetro-nacional ocorre entre empresas habilitadas no REPETRO vigente (Repetro-industrialização e Repetro-sped) sediadas no Brasil, as quais realizam transações comerciais no território brasileiro (mercado interno). Por esse motivo, logicamente não há o que se falar de incidência de imposto de importação, AFRMM (art. 14, III, “b”, da Lei nº 10.893/04) ou questões aduaneiras.

Quanto ao ICMS, reitera-se a regra da cláusula primeira do Convênio ICMS nº 03/2018

(alterado pelo Convênio ICMS nº 220/2019) que autoriza os Estados e o Distrito Federal a reduzir a carga tributária do ICMS para alíquota de 3% (três por cento), sem apropriação do crédito correspondente.

3.2.2 Os regimes especiais aduaneiros no Repetro-sped (previsão dos incisos IV e V do art. 2º da IN RFB nº 1.781/17): Repetro-temporário sem pagamento proporcional e Repetro-temporário com pagamento proporcional

A disciplina do Repetro-sped abarca duas modalidades de tratamento aduaneiro especial acerca da importação em admissão temporária para utilização econômica, seja com dispensa total dos tributos federais ou com pagamento proporcionalmente ao tempo de permanência no território aduaneiro (previsão dos incisos IV e V do art. 2º da IN RFB nº 1.781/17). Tais modalidades integram o chamado Repetro-temporário.

Conforme a Lei nº 9.430 de 1996, art. 79, os bens que são admitidos temporariamente no Brasil para utilização econômica ficam sujeitos ao pagamento de impostos na importação proporcional ao tempo de permanência no território nacional, nos termos e condições estabelecidos em regulamento. Há ainda a previsão da possibilidade do Poder Executivo excepcionar, temporariamente, a aplicação do art. 79 em relação a determinados bens (parágrafo único do art. 79).

Assim, no Regulamento Aduaneiro (Decreto nº 6.759 de 2009) refere-se à incidência de impostos federais, contribuição PIS/PASEP-Importação e da Cofins-Importação sobre os bens admitidos temporariamente, nos termos do art. 373. No entanto, o art. 376 do Regulamento Aduaneiro determina que não se aplica o art. 373, até 31 de dezembro de 2040 (inciso I), aos bens destinados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural, cuja permanência no Brasil seja temporária, incidindo o regime do REPETRO (alínea “a”).

Observa-se ainda que cabe a Secretaria da Receita Federal do Brasil elaborar a relação dos itens que se aplica o regime de admissão temporária do REPETRO (§ 1º do art. 458, do Decreto nº 6.759/2009). Tais itens estão relacionados nos anexos da IN RFB nº 1.781/17.

A IN RFB nº 1.600 de 2015, art. 2º, aduz que o regime aduaneiro especial na admissão temporária com suspensão total do pagamento de tributos gera a suspensão total dos tributos incidentes na importação como: imposto de importação (II), imposto sobre produtos industrializados (IPI), contribuição PIS/Pasep-Importação, Cofins-Importação, Cide-Combustíveis e o adicional ao frete para renovação da Marinha Mercante (AFRMM).

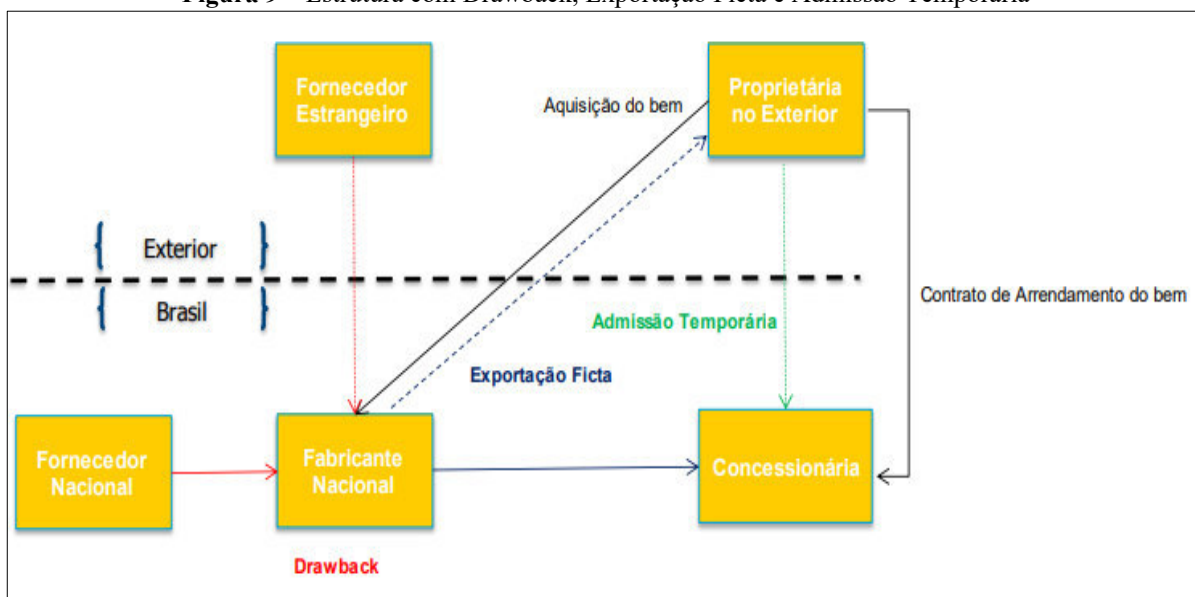
Por sua vez, o Convênio ICMS 03/2018 autoriza os Estados e o Distrito Federal isentar o ICMS incidente na importação temporária de bens ou mercadorias para aplicação nas atividades do petróleo, regulamentadas pela Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) e submetidas ao Repetro-sped (cláusula segunda do Convênio). Menciona-se que o referido benefício fiscal tem aplicabilidade exclusiva aos bens e mercadorias classificados nos Códigos Nomenclatura Comum do Mercosul (NCM) e que constem na relação de itens elaborada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil como contemplada pelo Repetro-sped (§1º da cláusula segunda do Convênio ICMS 03/2018).

O conceito de utilização econômica no âmbito de regime aduaneiro especial de admissão temporária refere-se à importação de bens destinados à prestação de serviços a terceiros ou à produção de outros bens destinados à venda, por prazo fixado, em que o pagamento da tributação deve ser proporcional ao tempo que permanecer no território aduaneiro (art. 56 da IN RFB nº 1.600/2015). A proporcionalidade de pagamento é calculada pela aplicação de 1% (um por cento) sobre o montante dos tributos devidos, por cada mês ou fração do período de vigência do regime (§2º do art. 56 da IN RFB nº 1.600/2015).

A IN RFB nº 1.600/2015 reitera a regra do art. 376, inciso I, alínea “a” do Regulamento Aduaneiro (Decreto nº 6.759 de 2009) determinando que o pagamento proporcional não se aplica aos bens que são submetidos ao regime de admissão temporária para utilização econômica com suspensão total de pagamentos dos tributos incidentes na importação destinados às atividades do petróleo, até 31 de dezembro de 2040, em razão do REPETRO (art. 56, §4º, II, “a”).

Todavia, os bens que não constarem na lista de itens elaborada pela Secretaria da Receita Federal, especialmente em algum dos Anexos da IN RFB nº 1.781/2017, terão admissão temporária com pagamento proporcional.

Ilustra-se com uma transação comum no setor do petróleo que incide o Repetro-sped na admissão temporária, acompanhada dos tratamentos aduaneiros de *Drawback* e exportação ficta. Pelo Drawback admite-se a possibilidade de importação de insumos para produção de bens destinados ao exterior com a suspensão do II, IPI, PIS-Importação, Cofins-importação, e isenção do AFRMM e do ICMS. Uma vez fabricado o bem, é permitida a exportação sem a saída do território brasileiro (exportação ficta), a partir da transferência da titularidade do bem à pessoa jurídica sediada no exterior. Em seguida, a pessoa jurídica proprietária estrangeira irá realizar a importação do bem sob o regime especial de admissão temporária com utilização econômica, destinada à atividade do petróleo e consequente incidência do Repetro-sped (Homsy, 2015). A ilustração da transação fica da seguinte forma:

Figura 9 – Estrutura com Drawback, Exportação Ficta e Admissão Temporária

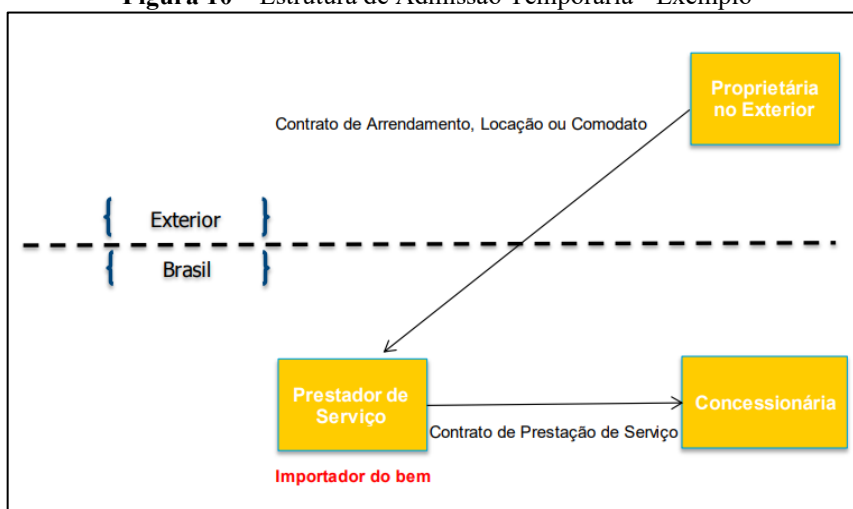
Fonte: Homsy, 2015

É importante visualizar esse exemplo já que o art. 2º da IN RFB nº 1.781 de 2017, nos incisos I e II mencionam o regime especial aduaneiro de exportação ficta no âmbito do Repetro-sped, embora não possam ser considerados autonomamente já que de forma expressa declaram que a exportação sem saída do bem do território aduaneiro deve ter aplicação posterior na modalidade do Repetro-permanente ou Repetro-temporário (com ou sem pagamento proporcional de tributos). Enquanto o inciso I do aludido dispositivo refere-se à exportação ficta de bens principais, o inciso II refere-se ao caso de partes e peças de reposição, nacionais ou estrangeiras, destinadas a bens principais que já foram admitidos no Repetro-sped.

Outrossim, a exportação ficta no âmbito do Repetro-sped, como aduzido nos incisos I e II do 2º da IN RFB nº 1.781 de 2017, deve observar o regramento da IN RFB nº 369 de 2003 (art. 2º, §2º da IN RFB nº 1.781/2017).

Ainda sobre a exportação ficta no contexto de Repetro-sped, a cláusula terceira do Convênio ICMS 03/2018 autoriza os Estados e o Distrito Federal a isentar o ICMS, seja bens e mercadorias fabricadas no País por pessoa jurídica habilitada no Repetro-sped (fabricante de produto final) ou operações de fabricantes intermediários habilitados no regime e que fornecerão bens e mercadorias diretamente ao fabricante final.

Em outro exemplo hipotético, na seguinte figura, há a ilustração da importação do bem no regime especial de admissão temporária pelo prestador de serviço, habilitado no Repetro-sped, que dá destinação econômica em virtude de contrato de prestação de serviço firmado com uma concessionária:

Figura 10 – Estrutura de Admissão Temporária - Exemplo

Fonte: Homsy, 2015

Machado (2017) explica a figura acima com uma situação hipotética: enquanto concessionária, a Petrobras contrata no Brasil uma empresa prestadora de serviço, como a Schlumberger ou a Halliburton, para fazer trabalhos em poços. Então, a Schlumberger ou a Halliburton no Brasil faz a importação de bens sob o Repetro-sped, com base no contrato de prestação de serviços da Petrobras e contrato de locação ou arrendamento do bem com a Proprietária Schlumberger ou Halliburton do Exterior (dois contratos). A Petrobras, como concessionária no Brasil, não tem vínculo contratual com a Proprietária Schlumberger ou Halliburton do Exterior (Machado, 2017).

Impende destacar que seja bens principais ou acessórios (aparelhos, partes e peças para garantir a operacionalidade do bem principal), em se tratando de importação em admissão temporária, com ou sem dispensa de pagamento de tributos, o bem deve ter o valor aduaneiro unitário a partir de US\$ 25.000,00 (vinte e cinco mil dólares dos EUA) para ter incidência do Repetro-sped. A IN RFB nº 1.781/2017 veda expressamente a aplicação do Repetro-sped nos bens de valor inferior ao mencionado em regime de admissão temporária (art. 3º, §1º, I da IN RFB nº 1.781/2017).

3.2.3 A regulação do Repetro-industrialização (IN RFB 1901/2019)

O Regime tributário especial de industrialização de bens destinados às atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo (Repetro-industrialização) tem como fundamento legal o art. 6º da Lei nº 13.586/2017, com a instituição realizada pelo Decreto nº 9.537 de 2018, sendo normatizado de maneira complementar pela Secretaria da Receita Federal do Brasil (art. 10 do Decreto 9.537 de 2018).

A Receita Federal do Brasil regulamentou o regime por meio da Instrução normativa RFB nº 1.901, de 17 de julho de 2019. De acordo com o art. 2º da IN RFB 1.901/19, o Repetro-industrialização permite uma pessoa jurídica, desde que habilitada, importar ou adquirir no mercado interno, com suspensão do pagamento de tributos federais, matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem para utilização integral no processo de industrialização de produto final destinado às atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo.

O beneficiário do regime (Repetro-industrialização) pode ser fabricante de produtos finais ou fabricante intermediário que fornece diretamente à pessoa jurídica habilitada no Repetro-sped (art. 2º, parágrafo único, incisos I e II da IN RFB 1.901/2019).

O Repetro-industrialização suspende o pagamento de Contribuição PIS/Pasep e da Cofins que incidem sobre a receita auferida pela pessoa jurídica vendedora, fabricante de produto final, decorrente da venda de matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem à pessoa jurídica habilitada no regime (art. 9º, inciso I da IN RFB 1.901/2019).

O regime suspende ainda o pagamento do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) incidente na saída do estabelecimento industrial ou equiparado, quando realizada a venda no mercado interno de matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem à pessoa jurídica habilitada no regime (art. 9º, inciso II da IN RFB 1.901/2019).

Já no caso de importação, o regime gera a suspensão do pagamento da Contribuição PIS/Pasep-Importação, da Cofins-Importação, do IPI vinculado à importação e do Imposto de Importação (II) incidentes sobre matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem, quando importados pela pessoa jurídica habilitada no regime (art. 9º, inciso III da IN RFB 1.901/2019).

Em se tratando de fabricante intermediário, o regime gera a suspensão da Contribuição PIS/Pasep e da Cofins incidentes sobre a receita auferida pela pessoa jurídica vendedora, pela venda de matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem, para industrialização de bens a serem diretamente fornecidos ao fabricante do produto final habilitado no regime (art. 9º, §1º, I da IN RFB 1.901/2019).

O regime também contempla a suspensão do pagamento do IPI incidente na saída do estabelecimento industrial ou equiparado, quando a venda no mercado interno de matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem for efetuada pelo fabricante intermediário habilitado, para industrialização de bens a serem diretamente fornecidos ao fabricante do produto final também habilitado no regime (art. 9º, §1º, II da IN RFB 1.901/2019).

Também há no regime a previsão no que tange à importação por fabricantes intermediários. Neste caso, há a suspensão do pagamento da Contribuição PIS/Pasep-Importação, da Cofins-Importação, do IPI vinculado à importação e do Imposto de Importação (II) incidentes sobre matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem, quando a importação é feita pelo fabricante intermediário, para industrialização de bens a serem diretamente fornecidos ao fabricante de produto final habilitado no regime.

Em seguida, se efetivada a venda do produto final a beneficiário do Repetro-Sped, a suspensão dos tributos federais será convertida em alíquota de 0% (zero por cento) quanto à Contribuição PIS/Pasep, Cofins, Contribuição PIS/Pasep-Importação, Confins-Importação, e isenção quanto ao II e ao IPI (Art. 27 da IN RFB 1.901/2019).

Assevera-se que o prazo de suspensão dos tributos citados (vigência do regime) é, em regra, de 1 ano, prorrogável automaticamente por igual período, contado da data do desembaraço aduaneiro ou da emissão da NF-e quando adquiridos no mercado interno. Esse prazo pode variar nos casos de importação ou bens de longo ciclo de fabricação adquiridos no mercado interno, com alteração de prazo compatível à respectiva fabricação, desde que não ultrapasse 5 anos (art. 20 da IN RFB 1.901/2019).

Ainda assim, em casos excepcionais e devidamente justificados, o chefe da RFB pode prorrogar o prazo no caso desses bens de longo ciclo de fabricação, quando for impossível o adimplemento do compromisso assumido por motivo alheio à vontade do beneficiário do regime (art. 21 da IN RFB 1.901/2019).

Por sua vez, realizada a aquisição do produto final com suspensão tributária pela pessoa jurídica habilitada no Repetro-sped, esta deve no prazo de até 3 anos dar destino ao produto final, contados da data da aquisição constante na NF-e, sob pena de ter que recolher os tributos suspensos, acrescidos dos acréscimos legais (multa, juros, correção monetária), na condição de responsável tributário (art.10, §1º da IN RFB 1.901/2019). Este prazo pode ser prorrogado por até 12 meses em casos excepcionais e devidamente justificados (§2º).

A tributação em âmbito estadual também possui a possibilidade de adotar um regime especial com benefícios fiscais. Pelo amparo do Convênio ICMS 03/2018 (atualizado pelo Conv. ICMS 220/2019), os Estados estão autorizados a diferir ou suspender o ICMS incidente sobre as operações internas realizadas por fabricante de bens finais e fabricante intermediário, devidamente habilitados no Repetro, com bens e mercadorias destinados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo (cláusula primeira – A, incisos I e III).

No caso de operações interestaduais realizadas por fabricante de bens finais e

fabricante intermediário, habilitados no Repetro, com bens e mercadorias destinados às atividades do petróleo, os Estados estão autorizados a isentar o ICMS (cláusula primeira – A, incisos II e IV do Convênio ICMS 03/2018).

Alerta-se que os mencionados benefícios tributários de ICMS (diferimento, suspensão e isenção) estão condicionados à desoneração tributária federal, em razão de isenção, suspensão ou alíquota zero (cláusula primeira – A, §2º, do Convênio ICMS 03/2018).

Frisa-se então que, dentre os diversos aspectos, a aplicação desse regime especial é no processo de industrialização e com produtos finais destinados às atividades de *upstream* da cadeia do petróleo. O conceito de industrialização, embora não conceituado na regulação específica do Repetro-industrialização, é possível a utilização da definição contida no Decreto 7.212/2010 (que regulamenta a cobrança, fiscalização e arrecadação do IPI), o qual caracteriza industrialização como “qualquer operação que modifique a natureza, o funcionamento, o acabamento, a apresentação ou a finalidade do produto, ou o aperfeiçoe para consumo” (art. 4º, caput).

São exemplos de operação de industrialização: transformação, beneficiamento, montagem, acondicionamento ou reacondicionamento, e renovação ou recondicionamento (operações dispostas e conceituadas nos incisos do art. 4º do Decreto 7.212/2010). Bem como no aludido Decreto, especificamente no art. 5º, é descrita uma vasta lista de operações que não se considera industrialização para fins de IPI.

Quanto à habilitação, a pessoa jurídica interessada deve fazer o requerimento perante a Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil (RFB), atendendo os requisitos dispostos no art. 4º da IN RFB nº 1.901/2019. Os requisitos são semelhantes aos descritos na IN RFB nº 1.718/2017 para habilitação no Repetro-sped sobre a necessidade de regularidade fiscal mediante apresentação de certidões, comprovação de regularidade de recolhimento de FGTS, estar adimplente com as obrigações da Escrituração Fiscal Digital ICMS/IPI (EFD-ICMS/IPI), emitir Nota Fiscal Eletrônica (NF-e), não ter sido submetida a regime especial de fiscalização nos últimos 3 anos (art. 33 da Lei nº 9.430/1996), não ser optante do Simples Nacional (regime especial tratado na LC 123/06) e não ser tributada pelo imposto sobre a renda com base no lucro presumido ou arbitrado.

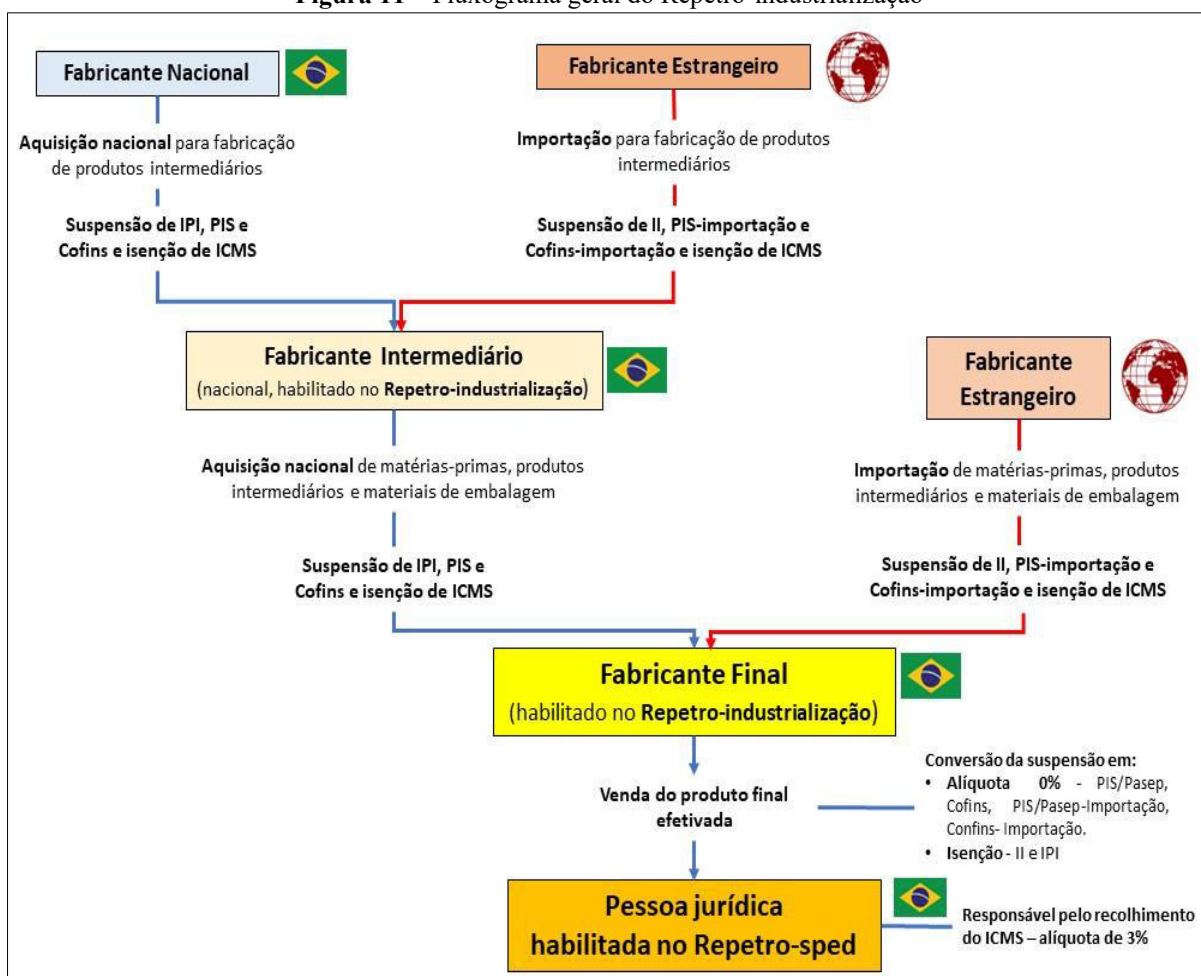
No entanto, especificamente para habilitação no Repetro-industrialização, deve ainda a pessoa jurídica comprovar o enquadramento como fabricante intermediário ou fabricante final de bens destinados às atividades do petróleo, o que é comprovado por meio de apresentação do contrato (prova de vínculo contratual). Se fabricante final, o contrato deve ser com pelo menos uma pessoa jurídica beneficiária do Repetro-sped; se fabricante

intermediário, o contrato deve ser com pelo menos uma pessoa jurídica beneficiária do Repetro-industrialização (art. 4º da IN RFB nº 1.901/2019).

Então, embora o REPETRO indique um regime, com características fiscais e aduaneiras, de aplicação às atividades de exploração, desenvolvimento e produção do petróleo (*upstream*), é de suma relevância não confundir o Repetro-sped e o Repetro-industrialização. Apesar da interação entre tais regimes que estão inseridos num mesmo momento da cadeia produtiva, há certa interdependência, principalmente do Repetro-sped (que não necessariamente irá demandar a premissa do Repetro-industrialização, coisa que não acontece ao contrário, o Repetro-industrialização precisa do Repetro-sped), bem como as normas regulatórias e funcionamento dos regimes são diferentes.

A seguir, o fluxograma apresentando o tratamento tributário do Repetro-industrialização nas possíveis operações da cadeia industrial:

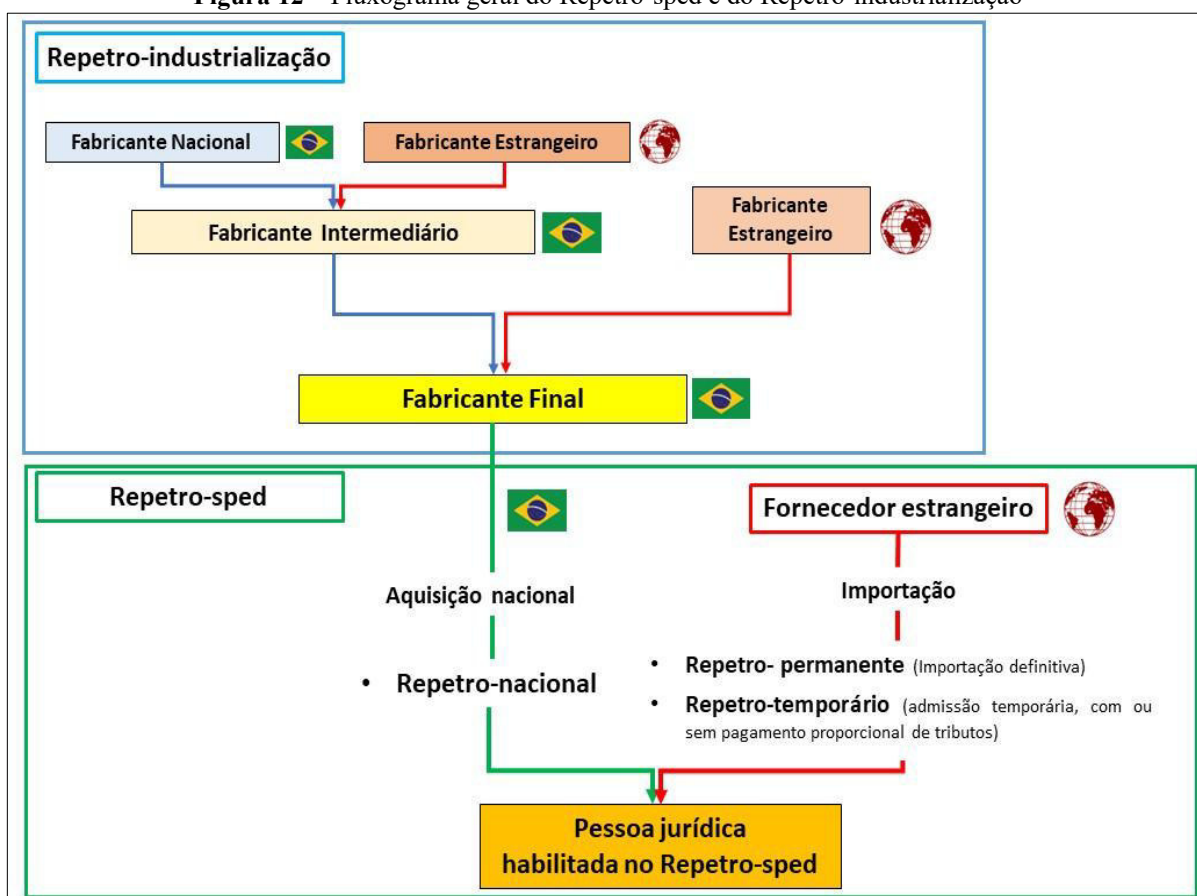
Figura 11 – Fluxograma geral do Repetro-industrialização



Fonte: Elaboração própria

Por conseguinte, apresenta-se o fluxograma que relaciona e ao mesmo tempo distingue os regimes do Repetro-industrialização e do Repetro-sped:

Figura 12 – Fluxograma geral do Repetro-sped e do Repetro-industrialização



Fonte: Elaboração própria

3.3 PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

A Constituição federal de 1988 expressa no art. 20, inciso IX, que os recursos minerais, inclusive os do subsolo, são bens da União. O §1º do referido dispositivo assegura, nos termos da lei, à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, a participação no resultado da exploração de petróleo ou compensação financeira por essa exploração.

A doutrina e a jurisprudência¹⁷ esclarecem que a natureza jurídica das participações governamentais não é de tributo, mas de compensação financeira. Schoueri (2024) então explica

¹⁷ ADI 4846: Ação Direta de Inconstitucionalidade. Direito financeiro. Federalismo fiscal. Estado patrimonial. Royalties. Regime constitucional. Participação especial. Compensação financeira pela exploração de recursos minerais – cfem. Receita pública não tributária. Receitas originárias da união. Receitas transferidas aos estados e municípios. Estados e municípios produtores e confrontantes. Rateio federativo. Lei federal e ordinária. Artigo 20, parágrafo único, da constituição da república. 1. Os royalties possuem natureza jurídica de receita transferida não tributária de cunho originário emanada da exploração econômica do patrimônio público, afastada sua caracterização seja como tributo, seja como indenização. Precedente: RE 228.800, de relatoria do Ministro Sepúlveda Pertence, Primeira Turma, DJ 16.11.2011. 2. Os royalties são receitas originárias da União, tendo em vista a propriedade federal dos recursos minerais, e obrigatoriamente transferidas aos Estados e Municípios. 3. A legislação prevista no parágrafo único do art. 20 da Constituição da República possui natureza ordinária e federal. (ADI 1846. Supremo Tribunal Federal – STF. Relator: Min. Edson Fachin. Julgamento: 09/10/2019. Publicação: 18/02/2020).

que uma compensação financeira, de fato, não se trata de tributo, mas de uma forma de receita originária, disciplinada de um modo geral pela Lei nº 7.990/89, que tem como ideia central a exploração do patrimônio que pertence ao Estado e por esse motivo justifica-se receber como contraprestação uma compensação de ordem financeira, podendo ainda tal compensação ter uma vinculação com questões ambientais, sociais ou econômicas relacionadas à exploração dos recursos naturais. Logo, a compensação financeira não decorre de regime contratual e nem se trata de natureza indenizatória, possuindo um regime próprio que distingue do regime de tributo.

Assim, se o art. 20, IX da CF, determina que os recursos minerais, como o petróleo, pertencem à União, a exploração desse bem constitui uma forma de geração de riqueza, portanto, uma receita originária que o próprio Estado pode explorar e ter ganho econômico ou contratar um terceiro para tanto, desde que o sistema jurídico permita (como é o caso do petróleo, diante da Lei nº 9.478/97).

No entanto, um tributo se trata de uma forma de receita derivada, que é uma maneira de financiamento do Estado por meio de transferência de riqueza gerada por terceiros. Na receita derivada, o Estado recebe recursos porque alguém auferiu originalmente e num segundo momento houve transferência para o Estado (Schoueri, 2024).

É importante frisar que do ponto de vista internacional, compensações financeiras não necessariamente estão presentes no sistema jurídico dos Estados produtores de petróleo, como foi o exemplo citado da Noruega que apenas aplica imposto sobre o lucro tributável, e nem por isso se trata de uma menor captura governamental na fatia da produção (*Government Take*).

Entretanto, o Brasil adotou o sistema de compensação financeira para além da tributação (ambos com respaldo na Constituição Federal de 1988 e com regimes próprios). Desse modo, o art. 45 da Lei nº 9.478/97 (Lei do petróleo) determina que no contrato de concessão deverá conter as participações governamentais, sendo: bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Já no contrato sob o regime de partilha de produção, as participações governamentais serão *royalties* e bônus de assinatura, conforme o art. 42 da Lei nº 12.351/2010 (Lei do Pré-sal). Enquanto no regime de cessão onerosa regulamentada pela Lei nº 12.276/2010 é cabível o pagamento de *royalties*, segundo o art. 5º (nos termos dispostos no art. 47, da lei nº 9.478/97).

Por sua vez, o Decreto nº 2.705/98 define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais aplicáveis às atividades do petróleo (regulamentadas pela Lei nº 9.478/97), deixando claro assim um regime jurídico específico a ser observado de aplicação no setor.

Iniciando a análise de cada participação, o bônus de assinatura tem a regulamentação contida no art. 9º do Decreto nº 2.705/98 (C/C art. 46 da Lei nº 9.478/97), que corresponde ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação, devendo ser pago em parcela única no ato da assinatura.

Em conformidade com o art. 15 da Lei nº 9.478/97, inciso II, o bônus de assinatura é um valor pago a ser destinado às receitas da ANP, consoante orçamento aprovado. Eventualmente, em caso de superávit financeiro do órgão federal, apurado no balanço de cada exercício financeiro, ocorrerá então transferência para o Tesouro Nacional (§ 3º, do art. 45 da Lei nº 9.478/97).

Então, como descrito pela literatura internacional (Tordo, 2007; Johnston, 1994), o bônus de assinatura é um valor pago ao governo anfitrião após as negociações no ato da concretização do resultado da licitação (assinatura do contrato), como forma de capturar renda no momento da transferência de direitos, antes de qualquer tipo de descoberta. Assim também é no Brasil, embora nem todos os países adotem essa prática. Johnston (1994) afirma que é uma cobrança impopular aos olhos da indústria.

Em seguida, os *royalties* que foram fixados legalmente nos contratos de concessão e nos contratos de cessão onerosa, a alíquota é de 10% (art. 47, da lei nº 9.478/97 C/C art. 5º da Lei nº 12.276/2010), pagos mensalmente, a partir do início da produção comercial de cada campo, com a possibilidade excepcional de redução para 5%, em razão dos riscos geológicos, expectativas de produção e outros fatores pertinentes (§ 1º do art. 47, lei nº 9.478/97). Já a alíquota dos *royalties* nos contratos de partilha de produção é fixada em 15% (§ 1º do art. 42, Lei 12.351/2010). Os *royalties* são calculados da seguinte maneira:

Quadro 8 – Metodologia de cálculo dos *royalties*

$$\blacksquare \text{ Royalty} = \text{Alíquota} \times \text{Valor da produção}$$

$$\blacksquare \text{ Valor da produção} = V_{\text{petróleo}} \times PR_{\text{petróleo}} + V_{\text{gás natural}} \times PR_{\text{gás natural}}$$

Onde:

Royalty é o valor dos *royalties* decorrentes da produção do campo no mês, em R\$;

Alíquota é o percentual que pode variar de um mínimo de 5% a um máximo de 10%;

$V_{\text{petróleo}}$ é o volume da produção de petróleo do campo no mês, em m³;

$V_{\text{gás natural}}$ é o volume da produção de gás natural do campo no mês, em m³;

$PR_{\text{petróleo}}$ é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês, em R\$/m³;

$PR_{\text{gás natural}}$ é o preço de referência do gás natural produzido no campo no mês, em R\$/m³.

Interessante observar que na literatura internacional já indicava alguns parâmetros dos *royalties* que foram adotados pela regulação brasileira: Tordo (2007) apontava que é comum internacionalmente a incidência se basear no volume de produção e Johnston (1994) já mencionava a estratégia governamental de alteração de *royalties*, gerando eventuais reduções, para manter atrativo o investimento ou aumentar a atratividade (rentabilidade). Apesar de tais autores (2007; 1994) discorrerem que cada país tem sua peculiaridade de formulação dos *royalties*, observa-se que o Brasil seguiu o padrão de cobrança sobre volume de produção e possibilidade de eventual redução conforme a especificidade do campo.

Dessa forma, no Brasil, é de suma importância saber a metodologia para mensurar o preço de referência para assim aplicar sobre o volume de produção, chegar a um valor determinado, para então obter o valor da produção e, incidindo a alíquota, definir objetivamente o valor devido a título de *royalties*. O preço de referência do petróleo¹⁸ produzido mensalmente em cada campo tem os critérios de fixação definidos na Resolução ANP n° 874/2022, sendo o resultado obtido pela seguinte equação (art.4º¹⁹):

Quadro 9 – Cálculo do preço de referência do petróleo nacional

$$\text{Pref} = \text{TC} \times 6,2898 \times (\text{PPref} + \text{Dq})$$

em que:

Pref - preço de referência do petróleo nacional produzido em cada campo, em reais por metro cúbico;

TC - média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, obtidas junto ao Banco Central do Brasil, para o mês;

PPref - valor médio mensal dos preços diários do petróleo utilizado como referência internacional para preço de petróleo, definido no art. 2º, inciso XIII, em dólares americanos por barril, para o mês;

Dq - diferencial de qualidade entre petróleo nacional e o petróleo de referência, em dólares americanos por barril.

$$\text{Dq} = \text{VBPnac} - \text{VBPref} - \text{S} - \text{A} - \text{N}$$

VBPnac - valor bruto dos produtos derivados do petróleo nacional, em dólares americanos por barril;

VBPref - valor bruto dos produtos derivados do petróleo de referência, em dólares americanos por barril;

S - deságio dado aos petróleos com teor de enxofre superior a 0,60% m/m, em dólares americanos por barril;

A - deságio dado aos petróleos com TAN superior a 0,50 mgKOH/g, em dólares americanos por barril;

N - deságio dado aos petróleos com teor de nitrogênio superior a 0,25% m/m, em dólares americanos por barril.

Fonte: ANP, 2022

¹⁸ O foco deste trabalho é o petróleo e seus derivados, porém é possível visualizar os parâmetros para apuração do preço de referência do gás natural (PRGN) na Resolução ANP n° 875/2022.

¹⁹ O art.4º da RANP n° 874/2022 prossegue detalhando cada elemento da equação, sobretudo na parte da qualidade do óleo a partir de fatores como Enxofre (S), Acidez (A) e Nitrogênio (N).

Finalmente, uma vez apurado o montante, a proporção da distribuição entre os entes beneficiários fica da seguinte forma:

Quadro 10 – Tabela de distribuições de *royalties*

Origem da produção	Regime de produção	Alíquota	Beneficiários	%
Terra	Concessão	5%	Estado produtores	70,0
			Municípios produtores	20,0
			Municípios com IED ²⁰	10,0
		>5%	Estado produtores	52,5
			Municípios produtores	15,0
			Municípios com IED	7,5
			União	25,0
Mar	Concessão, Cessão Onerosa e Partilha	5%	Estados Confrontantes	30,0
			Municípios Confrontantes	30,0
			Municípios com IED	10,0
			Fundo Especial (Estados e Municípios)	10,0
			União	20,0
		>5%	Estados Confrontantes	22,5
			Municípios Confrontantes	22,5
			Municípios com IED	7,5
			Fundo Especial (Estados e Municípios)	7,5
			União	40,0

Fonte: ANP, 2020

Por sua vez, a participação especial enquanto participação governamental está disposta no art. 50 da Lei nº 9.478/97, a qual incide sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação. É importante observar que a participação especial não é aplicável ao contrato de partilha de produção, conforme o art. 44 da Lei nº 12.351/2010.

²⁰ IED =Instalação de embarque e desembarque de petróleo

A participação especial está estabelecida no edital e no contrato, sendo cabível nos casos de grande volume de produção ou grande rentabilidade, cabendo a regulamentação dessa compensação financeira extraordinária enquanto instituto ser regulamentada por decreto do Presidente da República (caput do art. 50 da Lei nº 9.478/97). A regulamentação é feita pelo Decreto nº 2.705/1998, que especificamente no art. 21 determina que a compensação financeira extraordinária (diante do grande volume de produção ou grande rentabilidade) é paga com relação a cada campo, a partir do trimestre que ocorrer a produção respectiva.

Por conseguinte, o art. 22 do Decreto nº 2.705/1998 traz diversas tabelas com variadas alíquotas que são progressivas conforme a localização da lavra²¹, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada. As alíquotas variam entre 10% a 40%. A seguir, como exemplo contido no Decreto nº 2.705/1998, a tabela referente à lavra que ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros:

Quadro 11 – Exemplo de metodologia de cálculo de participação especial

Art 22. (...)		
§ 1º No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:		
(...)		
III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.		
Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times RLP + VPF$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times RLP + VPF$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times RLP + VPF$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 + 0,35 \times RLP + VPF$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times RLP + VPF$	40
onde:		
RLP - é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais;		
VPF - é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.		
II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.		

Fonte: Brasil, 1998

²¹ Ao longo do art. 22 do Decreto nº 2.705/1998 basicamente há 3 (três) categorias de localização de campo: lavra em terra, lavra na plataforma continental acima de 400 metros de profundidade e lavra na plataforma continental abaixo de 400 metros de profundidade.

Já a base de cálculo está regulamentada pela Resolução ANP n° 870/2022, sendo a receita líquida da produção de petróleo e gás natural do campo no período-base de incidência (art. 4°)²². A equação para calcular a receita bruta da produção de um dado campo, no período-base, está contida no art. 6° da RANP n° 870/2022:

Quadro 12 – Fórmula para apuração da Receita Bruta de Produção no Período-base

$$\text{RBP} = \text{VPFp1} \times \text{Pp1} + \text{VPFp2} \times \text{Pp2} + \text{VPFp3} \times \text{Pp3} + \text{VPFg1} \times \text{Pg1} + \text{VPFg2} \times \text{Pg2} + \text{VPFg3} \times \text{Pg3}$$

onde:

RBP - é a receita bruta de produção do campo no período-base, em reais;

VPFp1, VPFp2 e VPFp3 - são os volumes de produção fiscalizada de petróleo do campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em metros cúbicos;

Pp1, Pp2 e Pp3 - são os preços de referência do petróleo produzido no campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em reais por metro cúbico;

VPFg1, VPFg2 e VPFg3 - são os volumes de produção fiscalizada de gás natural do campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em metros cúbicos;

Pg1, Pg2 e Pg3 - são os preços de referência do gás natural produzido no campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em reais por metro cúbico.

Fonte: ANP, 2022

Em sequência, menciona-se que as deduções estão também estão dispostas na Resolução ANP n° 870/2022 (arts. 13, 15, 17, 18 e 37 a 50), como por exemplo: gastos com exploração de jazidas, desenvolvimento e produção, valores gastos com despesas futuras de restauração ambiental, aquisição de insumos, alugueis afretamento, seguros, conservação, manutenção e reparo de bens, pagamento de tributos, gasto com pessoal, *royalties*, dentre outros casos dispostos na Resolução.

Resumidamente, a Resolução ANP n° 870/2022 considera como dedutíveis os gastos de exploração, desenvolvimento (CAPEX) e produção (OPEX), bem como a tributação e *royalties*, que serão descontados sobre a receita bruta, para assim resultar a receita líquida da produção.

Por fim, o Decreto n° 2.705/98, no art. 28, determina que o edital e o contrato irão dispor sobre o valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área, que é apurado anualmente, pago

²² Conforme o parágrafo único do art. 4°, a receita líquida é a receita bruta da produção do campo, no mesmo período-base, ajustada pelas adições prescritas e pelas deduções autorizadas em lei. O período-base, de acordo com o art. 5°, é o trimestre do ano civil.

no dia 15 de janeiro do ano subsequente, contado a partir da data da assinatura do contrato²³. A ANP observa diversos critérios para fixação de valores unitários, considerando características geológicas, localização da Bacia em que está o Bloco, dentre outros fatores pertinentes, desde que respeite as seguintes faixas de valores (§ 3º):

Quadro 13 – Critérios do pagamento pela ocupação ou retenção de áreas

Fase de exploração	R\$10,00 (dez reais) a R\$500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração
Prorrogação da Fase de Exploração	Duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração
Período de Desenvolvimento da Fase de Produção	R\$20,00 (vinte reais) a R\$1.000,00 (hum mil reais) por quilômetro quadrado ou fração
Fase de Produção	R\$100,00 (cem reais) a R\$5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração

Fonte: Elaboração própria

Nota: Com base no art. 28, §3º, do Decreto nº 2.705/98

3.4 TRIBUTAÇÃO SOBRE A FASE *DOWNSTREAM*

Uma vez dissertado sobre a tributação *upstream*, cabe descrever o funcionamento da tributação incidente sobre a fase *downstream*, compreendida desde a saída do produto da refinaria até transporte destinado à distribuição e comercialização (varejo ou atacado) dos derivados do petróleo. Neste ponto, é relevante observar as características dos derivados, porque há desdobramentos na tributação.

De fato, o petróleo possui diversas utilidades ao redor do mundo, sendo mais lembrado pelos combustíveis derivados (óleo diesel, gasolina, querosene de aviação), apesar de também ser utilizado para produção de lubrificantes, plásticos, borracha sintética, asfalto, tecidos sintéticos, medicamentos, fertilizantes ou cosméticos (Machado; Carvalho, 2021). Contudo, neste trabalho, o enfoque tributário será dado sobre os combustíveis derivados, dando prosseguimento da cadeia da etapa *upstream* à *downtream*, inclusive para analisar a complexidade da tributação do setor num panorama geral.

²³ Cabe observar que esta participação governamental não se confunde com o pagamento devido ao proprietário de terra, sendo este um particular. Conforme o art. 52 da Lei nº 9.478/97, o pagamento aos proprietários de terra é de um percentual entre 0,5% e 1% (de acordo com a definição em contrato de concessão da ANP) da produção de petróleo ou gás natural. A regulamentação é feita pela Resolução ANP nº 883/2022, sendo o pagamento devido mensalmente. Os montantes entre os anos de 1999 a 2023 podem ser consultados em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/proprietarios-de-terra>.

O Óleo Diesel é um combustível líquido derivado de petróleo, utilizado em motores de veículos rodoviários, ferroviários, marítimos e geradores de energia elétrica. Os tipos variam conforme, principalmente, o teor de enxofre (S), definindo a partir dessa característica o destino de utilização (ANP, 2024g).

Em termos de quantidade de utilização, o Óleo Diesel de características mais comuns são o de S10 (teor de enxofre de 10 mg/kg, teor considerado ultrabaixo), de uso rodoviário (metropolitano), seja veículos leves ou pesados, e o de S500 (teor de enxofre de 500 mg/kg), que pode ser de uso rodoviário ou industrial. O Óleo Diesel S10 foi produzido a partir de 2012, com tecnologia mais sofisticada para ter maior eficiência energética e menor impacto ambiental, teve sua concepção por meio do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores – PROCONVE, criado pelo Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) (Bahia, 2013). Já o Óleo Diesel S1800 (enxofre a 1800 mg/kg) é de uso não-rodoviário (como trens, mineração, maquinários, termelétricas), enquanto o Óleo Diesel marítimo (uso em embarcações) o teor atinge enxofre 5000 mg/kg (Diesel S500) (Bahia, 2013). Observa-se uma relação de quanto menor os níveis de enxofre do óleo Diesel, mais próximo dos centros urbanos.

Por seu turno, a gasolina, que também é um combustível líquido derivado de petróleo, possui duas classificações conforme normativa vigente (Resolução ANP nº 807/2020): gasolina A e gasolina C. A gasolina tipo A é pura (apenas gasolina, sem mistura), produzida por refinarias, nas centrais de matérias-primas petroquímicas e nos formuladores; enquanto a gasolina tipo C é um combustível obtido a partir da mistura de gasolina A e de etanol anidro, nas proporções definidas pela legislação em vigor. Destaca-se que somente os distribuidores de combustíveis podem adquirir a gasolina tipo A para formulação da gasolina tipo C, sendo a gasolina do tipo C a que é comercializada para o consumidor final.

Por meio da Lei nº 8.723/93, alterada pela Lei 13.033/2014, cabe ao Poder Executivo fixar o percentual obrigatório de adição de álcool anidro à gasolina em todo território nacional, estipulando entre 18% a 27,5%, desde que constatada sua viabilidade técnica (art. 9º, § 1º). O que atualmente tal percentual está fixado em 27%²⁴, de acordo com a Portaria MAPA nº 75/2015, embora por intermédio do Decreto nº 10.940/2022 essa atribuição de fixação do percentual passa a ser do CNPE, que desde dezembro de 2023 (Resolução CNPE nº7/2023) instituiu um grupo de trabalho para avaliar a viabilidade técnica para o percentual de adição de

²⁴ Esse detalhe é importante já que para ser considerado derivado de petróleo pela ANP precisa ter o grau de mistura conforme a legislação vigente. Motivo pelo qual a Gasolina tipo C tem 73%, logo, é um derivado do petróleo e submetido ao regime de tributação de derivado de petróleo (GNV e Etanol já é outra tributação).

etanol atingir 30% na gasolina tipo C. Além desses derivados do petróleo (Óleo Diesel e Gasolinas A e C), destaca-se com base na Resolução ANP nº 955 de 2023, o Gás Liquefeito de Petróleo (popularmente chamado de “gás de cozinha” ou “botijão de gás”) e querosene de aviação (QAV).

A tributação sobre os combustíveis é muito complexa, mas houve uma maior simplificação a partir de 2022. Em resumo, para uma visualização geral, pode-se elencar a tributação sobre o *dowstream* na seguinte tabela:

Quadro 14 – Tributação sobre a fase *dowstream*

Esfera de tributação	Tipo de tributação	Tributo	Bases legais
Tributação federal	Tributação indireta	II	§ 3º do art. 155, CF/88
		IE	§ 3º do art. 155, CF/88
		NÃO INCIDE IPI	§ 3º do art. 155, CF/88
		PIS	Art. 195, CF/88 – ▪ Regra Geral (derivados) – alíquota (percentual) sobre o valor do produto, concentrada no produtor/importador (art. 4º, Lei nº 9.718/98; art. 2º, Lei 10.560/02) ▪ Regra Especial – alíquota fixa de R\$/m³ (art. 23, Lei nº 10.865/04). Obs.: Por esse motivo é importante o conceito de derivado de petróleo (rever definição da ANP).
		COFINS	
		CIDE	art. 177, § 4º, CF/88
	Tributação direta	IRPJ	art. 153, III da CF C/C art. 43 do CTN C/C Decreto nº 9.580/2018
		CSLL	Art. 3º, III da Lei 7.689/1988
Tributação Estadual	Tributação indireta	ICMS	Art. 155, II, CF/88 C/C LC nº 192/2022

Fonte: Elaboração própria

3.4.1 Regime anterior e Regime com a entrada em vigor da Lei Complementar nº 192 de 2022

Como já descrito, PIS e COFINS são contribuições sociais fundamentadas no art. 195 da Constituição Federal de 1988 e regulamentadas pelas Leis nº 9.718/1998, nº 10.637/2002 (PIS não-cumulativo) e Lei nº 10.833/2003 (COFINS não-cumulativa). A base de cálculo é a receita bruta da pessoa jurídica e as alíquotas comuns podem ser de 1,65% e 7,6% (total de 9,25%) no regime não cumulativo ou de 0,65% e 3% (total de 3,65%) no Regime Cumulativo.

Ademais, se a aplicação for de Regime Concentrado nos termos do art. 4º, Lei nº 9.718/98, incidentes sobre a receita do produtor ou do importador pode alcançar as seguintes alíquotas:

Quadro 15 – PIS e COFINS devidas pelos produtores e importadores de derivados de petróleo – Regime Concentrado

PIS e COFINS devidas pelos produtores e importadores de derivados de petróleo		
Derivado	PIS	COFINS
Gasolina e suas correntes, exceto gasolina de aviação	5,08%	23,44%
Óleo diesel e suas correntes	4,21%	19,42%
Gás liquefeito de petróleo – GLP (derivado do petróleo e de gás natural)	10,2%	47,4%
Nas demais atividades	0,65%	3%

Fonte: Elaboração própria

Nota: Com base no Art. 4º da Lei nº 9.718/98

No tocante ao querosene de aviação, o regramento está disposto na Lei 10.560/02, que no art. 2º determina que o PIS tem alíquota de 5% e o COFINS alíquota de 23,2%.

Por seu turno, o Decreto nº 5.059/2004 (atualizado pelos Decretos nº 9.101/2017, 9.391/2018 e 10.638/2021) dispôs sobre a redução das alíquotas de PIS e COFINS incidentes sobre a importação e comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo (GLP) e querosene de aviação, reduzindo o em coeficientes fixados na seguinte forma (art.1º):

Quadro 16 – redução das alíquotas de PIS e COFINS incidentes sobre derivados do petróleo

Derivados	Coefficiente de redução
Gasolinas e suas correntes, exceto gasolina de aviação	0
Óleo diesel e suas correntes	0,23835
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	0,75
Querosene de aviação	0,7405
GLP, quando destinado ao uso doméstico e envasado em recipientes de até treze quilogramas	1

Fonte: Elaboração própria

Nota: Com base no Decreto nº 5.059/2004

Não obstante existir o Regime Concentrado regulado pela Lei nº 9.718/98, é possível o produtor ou importador de derivados do petróleo optar pelo Regime Especial de Apuração - RECOB Combustíveis que é positivado pela Lei nº 10.865/04 e regulamentado pelos art. 340 e 341 da IN RFB nº 2.121/2022. A principal diferença entre os regimes está na cobrança de alíquota: enquanto o Regime Concentrado é cobrado com alíquota *ad valorem* (utiliza-se como base de cálculo o valor da transação), o Regime Especial de Apuração - RECOB Combustíveis é cobrado com alíquota *ad rem* (sobre a quantidade da coisa, em unidade de medida, como metro, quilo, tonelada, com um valor único).

O RECOB Combustíveis é fixado em R\$ (reais) por metro cúbico (m³) de combustível derivado do petróleo ou tonelada em se tratando de GLP, da seguinte forma (art. 23 da Lei nº 10.865/04):

Quadro 17 – Regime Especial de Apuração - RECOB Combustíveis com alíquotas *ad rem*

Derivados	PIS	COFINS
Gasolinas e suas correntes, exceto gasolina de aviação	R\$141,10 /m³	R\$651,40 /m³
Óleo diesel e suas correntes	R\$82,20 /m³	R\$379,30 /m³
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	R\$119,40 por tonelada	R\$551,40 por tonelada
Querosene de aviação	R\$48,90 /m³	R\$225,50 /m³

Fonte: Elaboração própria

Nota: Com base na Lei nº 10.865/04

O Decreto nº 5.059/2004²⁵ (atualizado pelos Decretos nº 9.101/2017, 9.391/2018 e 10.638/2021) também dispôs sobre redução em se tratando de alíquota *ad rem* (RECOB Combustíveis), da seguinte maneira (art.2º):

Quadro 18 – Redução alíquotas ad rem do RECOB Combustíveis

Derivados	Valor reduzido para	
	PIS	COFINS
Gasolinas e suas correntes, exceto gasolina de aviação	R\$141,10 /m³	R\$651,40 /m³
Óleo diesel e suas correntes	R\$62,61 /m³	R\$288,89 /m³
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	R\$29,85 por tonelada	R\$137,85 por tonelada
Querosene de aviação	R\$ 12,69 /m³	R\$58,51 /m³
GLP, quando destinado ao uso doméstico e envasado em recipientes de até treze quilogramas	R\$0,00	R\$0,00

Fonte: Elaboração própria

Nota: Com base no Decreto nº 5.059/2004 (atualizado)

Em seguida, ainda no âmbito federal de tributação, na fase *downstream* por força do art. 177, §4º da CF/88 incide contribuição de intervenção no domínio econômico (CIDE) relativa às atividades de importação ou comercialização de petróleo e seus derivados, devendo esta contribuição ser instituída por lei. Trata-se do chamado CIDE Combustíveis que tem disciplina na Lei 10.336/01 e Decreto 5.060/04. Em suma, atualmente por força do Decreto 5.060/04 apenas é cobrado o CIDE combustíveis sobre a gasolina, alíquota *ad rem*, sendo o valor de R\$100,00/m³, enquanto estão reduzidas a alíquota zero o óleo diesel, querosene de aviação, óleo combustível e GLP.

No que tange ao IPI, importante disposição constitucional contida no art. 155, §3º, determina que derivados do petróleo e combustíveis possuem imunidade, autorizando a possibilidade de incidência tão somente de ICMS, II e IE.

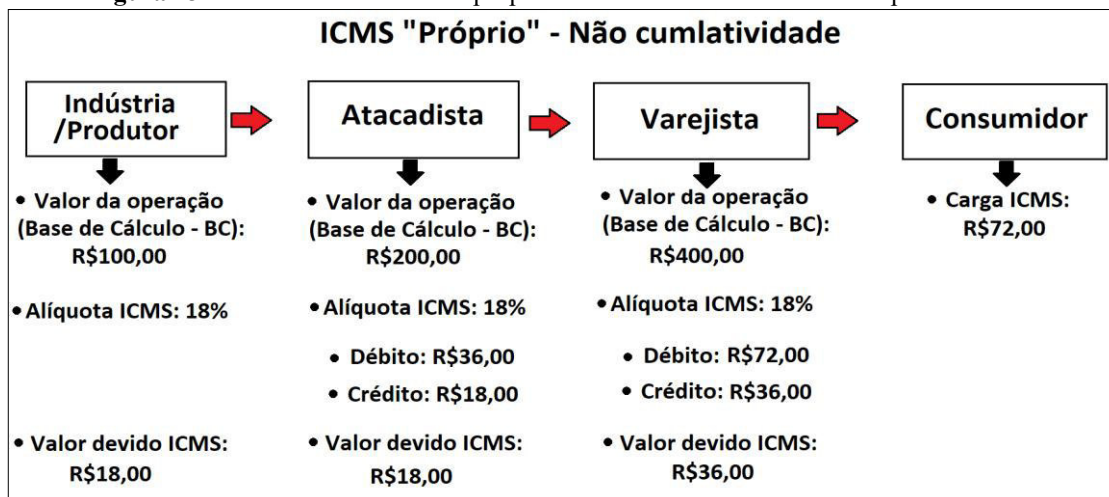
No que concerne o âmbito estadual, na fase *downstream* incide o ICMS sob o fundamento constitucional do art. 155, II, sendo o imposto de funcionamento mais complexo e de grande potencial arrecadatório.

Na sistemática de combustíveis derivados do petróleo, é relevante a distinção do ICMS “próprio” (“normal” ou “devido”) e do ICMS “ST” (“de Terceiro” ou “Retido”): enquanto o primeiro diz respeito ao recolhimento pelo contribuinte que pratica o fato gerador (circulação

²⁵ Decreto que “Reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo (GLP) e querosene de aviação”.

de mercadoria ou prestação dos serviços), o segundo trata-se de um substituto tributário que recolhe antecipadamente o ICMS antes mesmo da ocorrência do fato gerador (“substituição para frente”). Outra distinção está na base de cálculo, que no ICMS próprio é o valor da operação, enquanto no ICMS “ST” a base de cálculo é um valor presumido (até mesmo porque o fato gerador ainda não aconteceu). De maneira ilustrativa, o ICMS “próprio” tem a seguinte sistemática:

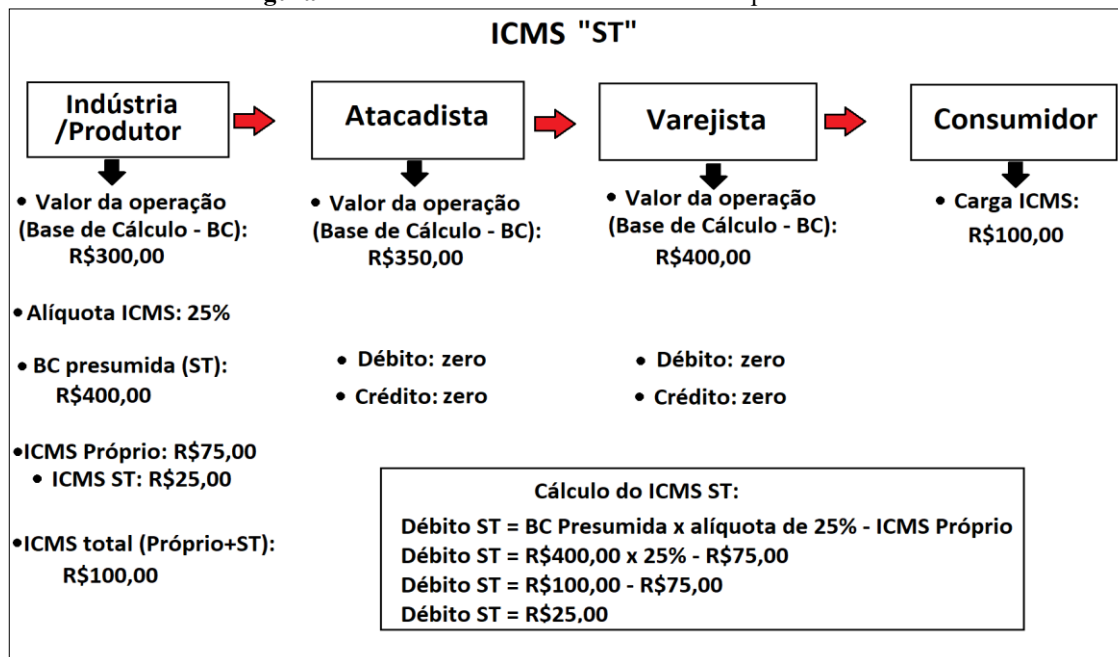
Figura 13 – Sistemática do ICMS “próprio” – Não cumulatividade – exemplo ilustrativo



Fonte: Elaboração própria

Por sua vez, o ICMS “ST”²⁶ tem a sistemática ilustrada da seguinte forma:

Figura 14 – Sistemática do ICMS “ST” – exemplo ilustrativo

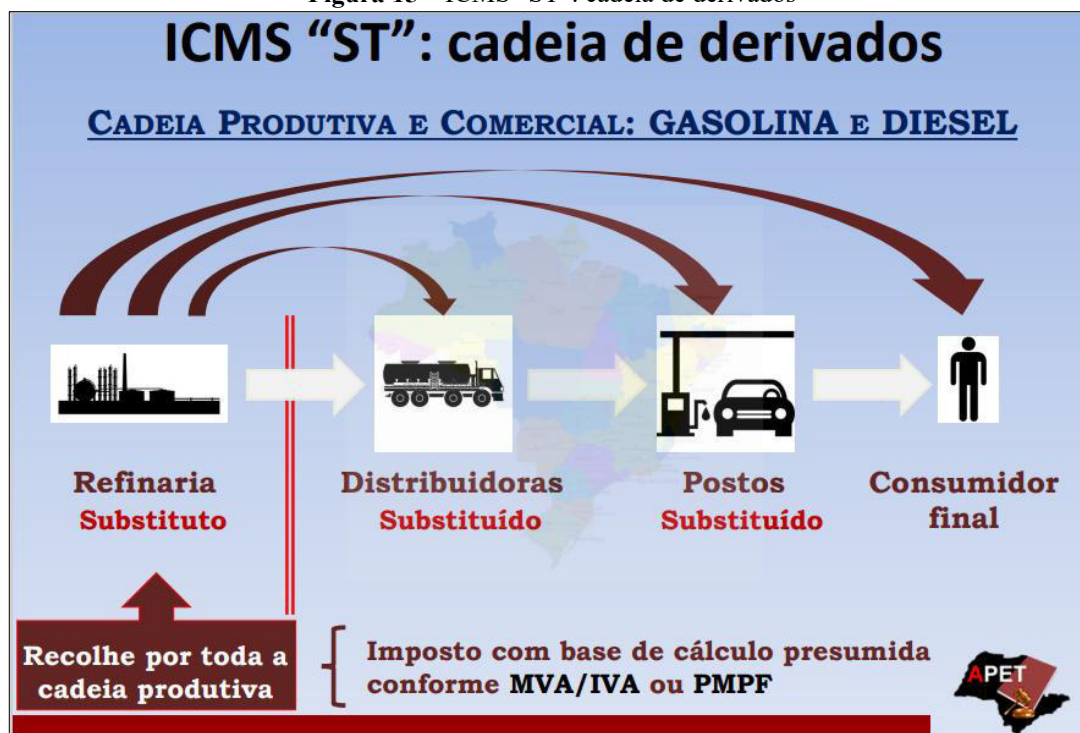


Fonte: Elaboração própria

²⁶ O ICMS ST tem a descrição de cálculo prevista no art. 8º, §5º, da Lei Kandir (LC 87/96) e autorização de substituição tributária constitucional contida no art. 150, §7º da CF/88. O Convênio ICMS nº 110, de 28 de setembro de 2007 (alterado pelo Conv. 130/2020) dispõe sobre o regime de substituição tributária de ICMS devido pelas operações com combustíveis.

Dessa forma, o ICMS “ST” na cadeia produtiva de derivados de petróleo, como a gasolina e o diesel, funciona na sistemática ilustrada a seguir:

Figura 15 – ICMS “ST”: cadeia de derivados



Fonte: Alves, 2023

A sistemática do ICMS sobre a cadeia produtiva dos derivados do petróleo é composta por regras especiais, que vai desde a substituição tributária (como descrita), até a base de cálculo presumida, a destinação do tributo e a imunidade. A base de cálculo presumida²⁷ levava em consideração o Preço Médio Ponderado ao Consumidor Final (PMPF), calculado quinzenalmente e pela Unidade Federada (que deveria informar ao CONFAZ para divulgação²⁸), conforme o Convênio ICMS 110 de 2007.

Quanto à destinação do tributo, a Lei Complementar nº 87/96, art. 2º, 1º §1º, inciso III, determina que o ICMS referente ao petróleo, inclusive lubrificantes e combustíveis, cabe ao Estado que estiver localizado o adquirente. Ou seja, o ICMS é devido ao Estado de destino, onde ocorrer o consumo.

Por conseguinte, a imunidade de ICMS sobre petróleo e seus derivados está contida no art. 155, X da CF/88 e na LC nº 87, art. 3º, III, incidente sobre operações interestaduais, quando destinados à industrialização ou à comercialização.

²⁷ Cabe mencionar que a cobrança com base em valor presumido não era definitiva, pois poderia ocorrer posteriormente necessidade de restituir ou de complementar a diferença entre a base de cálculo efetiva e o PMPF. Assim, esse modelo traz consigo um grande ônus de fiscalização e complexidade de conformidade fiscal.

²⁸ A divulgação ocorre via ATO COPETE/PMPF, conforme Cláusula décima do Convênio ICMS 110 de 2007, como por exemplo, a tabela contida neste link: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/atos-pmpf/2019>

Apesar da complexa sistemática do ICMS incidente sobre combustíveis derivados do petróleo, em 2022 entrou em vigor a Lei Complementar 192/22 que instituiu o regime de incidência monofásica (incidência de uma única vez), regulamentando a disposição contida no art. 155, XII, alínea “h”²⁹ e §§4º e 5º.

O novo regime instituído pela LC 192/22 determina que as alíquotas serão uniformes em todo território nacional, serão *ad rem* (específicas) por unidade de medida adotada³⁰ e definição de alíquotas mediante deliberação dos Estados e do Distrito Federal (art. 2º, inciso V). Assim, por meio do Convênio, o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ editou os Convênios nº 198/22, nº 199/22 e nº 15/23.

O Convênio nº 198/22 dispõe sobre a base de cálculo do ICMS nas operações sujeitas ao regime de substituição tributária para Diesel S10, Óleo Diesel, Gás Liquefeito de Petróleo GLP/P13 e GLP. O ponto importante desta norma é a possibilidade de a base de cálculo ser a média móvel dos preços médios praticados ao consumidor final em até 60 (sessenta) meses anteriores à sua fixação (Cláusula primeira). Ou seja, no regime anterior, a base de cálculo presumida levava em consideração a média de preço quinzenal, enquanto o Convênio nº 198/22 possibilita determinar a base de cálculo da média dos últimos 5 (cinco) anos, o que ocasiona menor oscilação e menor incerteza quanto ao valor da base de cálculo.

Por seu turno, o Convênio nº 199/22 (alterado pelo Conv. ICMS 172/23) trata do regime de tributação monofásico de ICMS aplicado nas operações de combustíveis, destacando-se a alíquota do ICMS para o diesel e biodiesel, em R\$ 1,0635 (por litro) e para o Gás Natural (GLP/GLGN), em R\$ 1,4139, por quilograma (Cláusula sétima). Enquanto o Convênio nº 15/23 (alterado pelo Conv. ICMS 173/23) dispõe sobre a monofasia do ICMS aplicada às operações com gasolina e etanol anidro combustível, determinando a alíquota ICMS de R\$ 1,3721 por litro dos referidos combustíveis (Cláusula sétima).

Em resumo, o Convênio nº 199/22 trouxe o regime de monofasia (incidência única), alíquotas uniformes e específicas, determinou que o contribuinte deve ser o produtor nacional de biocombustíveis, a refinaria de petróleo e o importador (Cláusula terceira), assim como determinou que o fato gerador é o desembaraço aduaneiro do combustível, nas operações de

²⁹ É interessante observar que este dispositivo constitucional já estava incluído no texto da Constituição desde a Emenda Constitucional nº 33 de 2001, sendo tão somente em 2022 regulamentado. O dispositivo aduz que: CF. “Art. 155 (...), XII - cabe à lei complementar: (...) h) definir os combustíveis e lubrificantes sobre os quais o imposto incidirá uma única vez, qualquer que seja a sua finalidade, hipótese em que não se aplicará o disposto no inciso X, b;”

³⁰ A alíquota é *ad rem* sobre o litro, e não sobre o valor da operação (como antes). Logo, a alíquota não varia. O lado positivo para o Estado é a previsibilidade por saber quanto vai receber, a partir do volume, enquanto o lado positivo para o contribuinte é a carga tributária previsível, pois é fixa. Assim, há simplicidade, segurança e transparência.

importação, ou da saída de combustível do estabelecimento do contribuinte (Cláusula quarta). O referido Convênio produziu efeitos a partir de 1º de maio de 2023 (Cláusula trigésima quarta com a redação dada pelo Conv. ICMS 12/23)

Não obstante as alterações ocorridas em 2022, neste mesmo ano a Emenda Constitucional 123/2022 é promulgada, tendo como finalidade dispor sobre o estabelecimento de diferencial de competitividade para os biocombustíveis e sobre medidas para atenuar os efeitos do estado de emergência decorrente da elevação extraordinária e imprevisível dos preços do petróleo, combustíveis e seus derivados e dos impactos sociais dela decorrentes (art.1º). Por meio desta Emenda Constitucional houve a alteração do art. 225, § 1º, VII para manter um regime fiscal diferenciado para bicomcombustíveis (tributação inferior a de combustíveis fósseis, garantindo competitividade) e reconhecimento do estado de emergência decorrente da elevação extraordinária e imprevisível dos preços do petróleo, combustíveis e seus derivados, e consequente impactos sociais. Tal Emenda deveria ser regulamentada por Lei Complementar.

Dessa forma, foi promulgada a Lei Complementar 194, de 23 de junho de 2022, alterando o Código Tributário Nacional – CTN e a Lei Kandir (LC 87/96). A LC 194/22 incluiu no CTN o art. 18-A para considerar os combustíveis e o gás natural como bens essenciais e indispensáveis, que não podem ser tratados como supérfluos, para fins de ICMS. Assim, conforme o art. 18-A, inciso I, veda a fixação de alíquotas ICMS aplicáveis a combustíveis em patamar superior ao das operações em geral. Houve alteração de conteúdo idêntico na Lei Kandir, com a inclusão do art. 32-A na referida legislação.

A Lei Complementar 194, de 23 de junho de 2022, alterou ainda a LC nº 192/22 para incluir nesta legislação o art. 9-A para zerar as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep, da Cofins e da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) incidentes sobre as operações que envolvam gasolina e suas correntes, exceto de aviação, até 31 de dezembro de 2022.

Em sequência, com a edição da Medida Provisória 1.163, de 28 de fevereiro de 2023, o PIS/Pasep e a Cofins tiveram a cobrança restabelecida com alíquotas de R\$ 0,083838 por litro e de R\$ 0,38616 por litro, respectivamente (art. 3º), até 30 de junho de 2023 (totalizando um aumento de R\$0,11 por litro). Já a CIDE ficou reduzida a zero, até 30 de junho de 2023 (art. 5º). Conforme o art. 6º da MP, o PIS e a Cofins ficam suspensos, até 31 de dezembro de 2023 nas aquisições do mercado interno e importações de petróleo por refinarias para produção de combustíveis, convertendo-se em alíquota zero após a utilização na produção de combustíveis.

Sequencialmente veio a edição da Medida Provisória nº 1.175, de 05 de junho de 2023 (alterada pela Medida 1.178, de 30 de junho de 2023), restabelecendo um segundo aumento

sobre o diesel, que, até 31 dezembro de 2023, deve ter alíquotas de R\$0,02319 a título de PIS e R\$0,10681 a título de Cofins (art. 9), totalizando R\$0,13 por litro.

Prosseguindo, em virtude da caducidade da Medida Provisória nº 1.175/2023 e o vigor da Lei nº 14.592/2023, houve o terceiro aumento do diesel, restabelecendo o valor integral do PIS/Cofins na alíquota de R\$0,35 por litro, a partir de janeiro de 2024.

3.5 REFORMA TRIBUTÁRIA: TRANSIÇÃO DO SISTEMA TRIBUTÁRIO PARA IVA DUAL E CONTROVÉRSIAS DA INSTITUIÇÃO DO IMPOSTO SELETIVO (IS)

Em 20 de dezembro de 2023 foi publicada a Emenda Constitucional nº 132, chamada de “Reforma tributária” uma vez que tem como objeto a alteração do Sistema Tributário Nacional. A inclusão do §3º no art. 145 da Constituição federal esclarece o objetivo da Emenda aprovada, ao enunciar que “o Sistema Tributário Nacional deve observar os princípios da simplicidade, da transparência, da justiça tributária, da cooperação e da defesa do meio ambiente”.

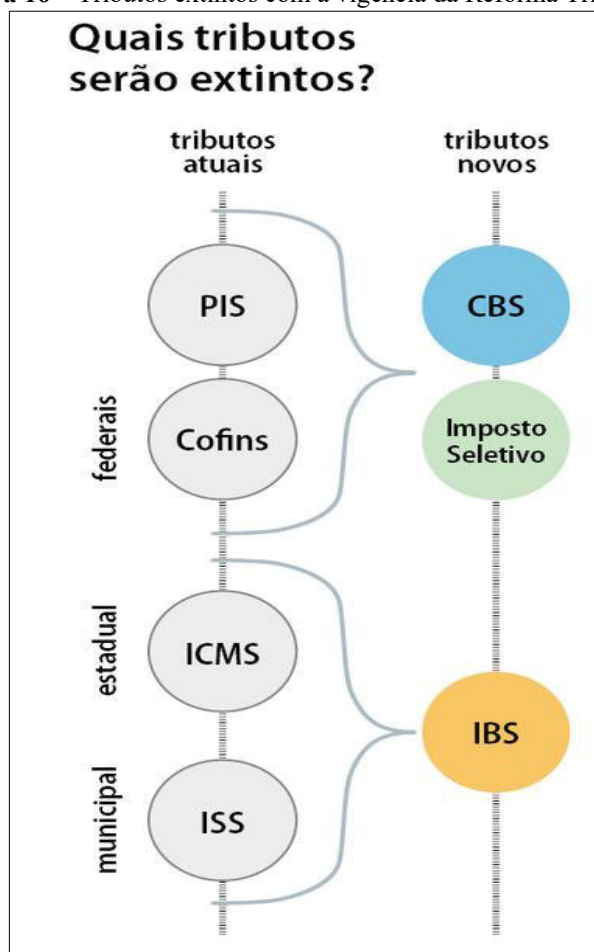
Dessa forma, além das alterações trazidas regularmente pela Emenda Constitucional nº 132/2023 a todos os setores, a indústria do petróleo em específico teve impacto particular diante do contexto da transição energética.

Logo, dois pontos foram destacados: a transição do sistema tributário para IVA dual com a promulgação da Reforma Tributária e as controvérsias da instituição do Imposto Seletivo.

3.5.1 Transição do sistema tributário para IVA dual com a promulgação da Reforma Tributária

Inicialmente, a atenção em destaque da Reforma é a adoção da tributação a partir do IVA (Imposto sobre valor agregado) Dual, que na esfera federal institui-se a Contribuição sobre bens e serviços (CBS) em substituição do PIS e COFINS, e nas esferas estadual e municipal institui-se o Imposto sobre bens e serviços (IBS) em substituição do ICMS e ISS. Ademais, no âmbito federal fica criado o Imposto Seletivo (IS), com forte caráter extrafiscal, já que incide sobre “produção, extração, comercialização ou importação de bens e serviços prejudiciais à saúde ou ao meio ambiente, nos termos de lei complementar” (art. 153, VIII da Constituição Federal).

Segundo a Agência Senado (2023), a nova sistemática ficará da seguinte forma:

Figura 16 – Tributos extintos com a vigência da Reforma Tributária

Fonte: Agência Senado, 2023

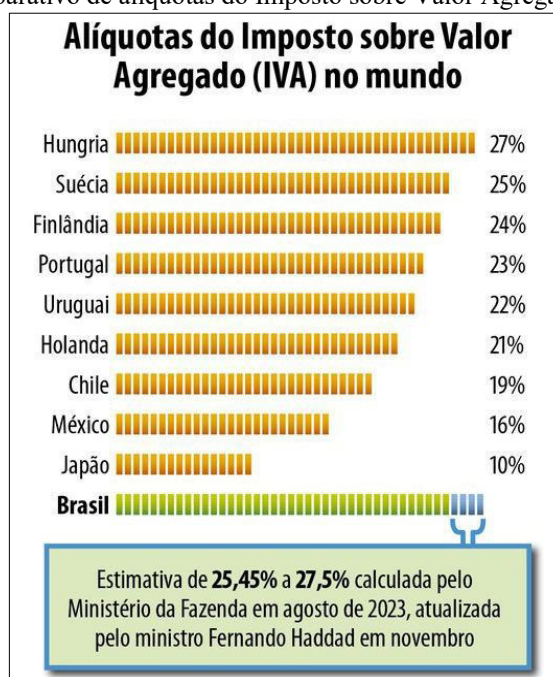
Cabe observar que muitos aspectos da Emenda Constitucional nº 132/2023 ainda demandam regulamentação por meio de Lei Complementar para ter efetiva aplicabilidade, de maneira que a alteração promovida pela Emenda, embora já apresente muitas mudanças, tem amplitude ainda não totalmente definida.

A Agência Senado (2023) afirma que ainda há incerteza no Parlamento brasileiro se a “Reforma Tributária” ocasionará aumento ou diminuição da carga tributária efetiva, já que o Congresso Nacional está com a incumbência de nos próximos anos editar Leis Complementares para regulamentar efetivamente a CBS e o IBS.

No entanto, a expectativa é a redução, sobretudo por a carga tributária sobre o consumo ter a “trava de referência” como possibilidade de diminuição em 2023 e 2025, se houver aumento da carga tributária proporcionalmente ao PIB, além de extinguir o “efeito cascata” (maior efetividade da não-cumulatividade) e conferir maior transparência (Agência Senado, 2023).

A estimativa é que a alíquota final da CBS e IBS seja por volta de 27,5%, como se observa a seguir, em comparativo a outros países:

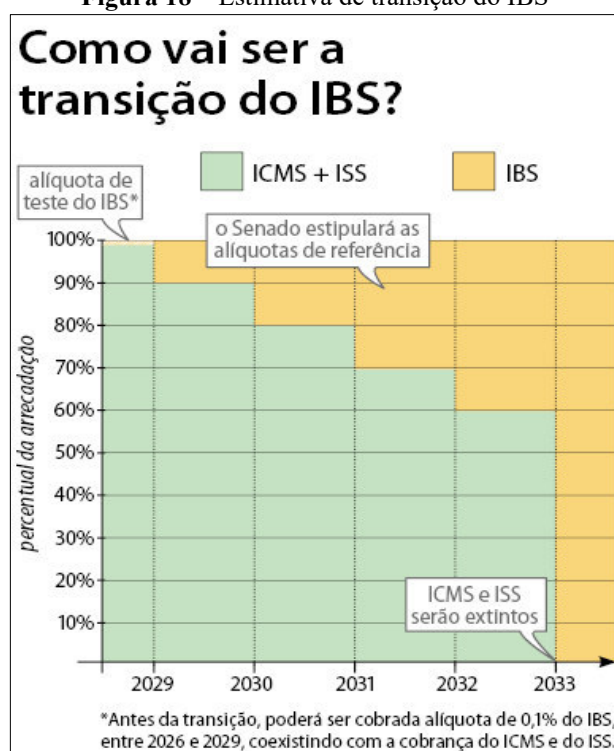
Figura 17 – Comparativo de alíquotas do Imposto sobre Valor Agregado (IVA) no mundo



Fonte: Agência Senado, 2023

A Emenda Constitucional nº 132 de 2023 prevê um período de transição para ser completamente instituída, com a previsão de iniciar o teste em 2026 de alíquotas de CBS e de IBS, que somadas totalizarão uma alíquota de 1%. A previsão é que o IBS terá implementação iniciada em 2026 de modo progressivo até que em 2033 seja totalmente implementado, com a extinção do ICMS e ISS, como demonstra a figura seguir:

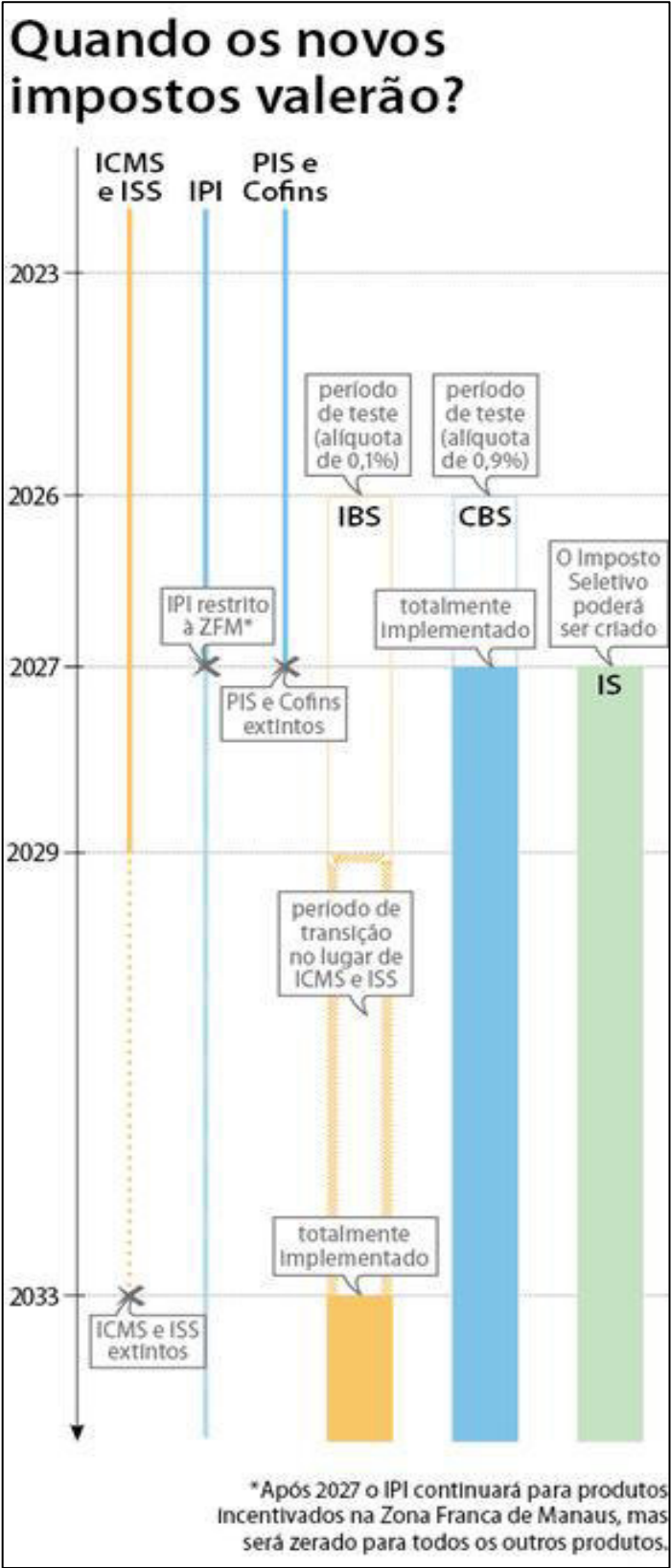
Figura 18 – Estimativa de transição do IBS



Fonte: Agência Senado, 2023

Assim, a Agência do Senado (2023) divulgou a linha temporal da transição em que detalha a vigência e aplicação de cada tributo (os “antigos” e os “novos”) para esclarecer como uma antiga sistemática irá transicionar para uma nova:

Figura 19 – Linha temporal da transição e completa implementação da Reforma Tributária



Fonte: Agência Senado, 2023

É relevante notar que o IPI não será propriamente extinto, pois em 2027 terá suas alíquotas reduzidas a zero em todo País, com a exceção dos produtos fabricados na Zona Franca de Manaus (ZFM), possuindo então a função de equilibrar a competitividade. A regulamentação que irá especificar os detalhes de funcionamento ainda será realizada mediante Lei Complementar.

3.5.2 Controvérsias da instituição do Imposto Seletivo (IS)

Por sua vez, a partir de 2027, será instituído o Imposto Seletivo (IS), também chamado de “Imposto do pecado” (*Sin tax*), nos termos do art. 153, VIII da CF. Como dito, este imposto incide sobre “produção, extração, comercialização ou importação de bens e serviços prejudiciais à saúde ou ao meio ambiente, nos termos de lei complementar” e tem alíquota que pode chegar até 1%. Ocorre que a atividade do petróleo se enquadra na hipótese de incidência do IS, pois o petróleo e seus derivados, enquanto combustíveis fósseis, ocasiona a emissão de dióxido de carbono e consequente relação com as mudanças climáticas e outras questões de meio ambiente.

Assim, o Brasil enquanto participante da Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2023, conhecida como COP28, a qual foi realizada em 30 de novembro de 2023, em Dubai (Emirados Árabes Unidos), incorpora como pauta os esforços para reduzir progressiva e significativamente as emissões de gás de efeito estufa (como CO₂), o que culmina na transição energética para a consequente redução de uso de combustíveis fósseis, como o petróleo e seus derivados. Diante da justificativa extrafiscal do IS, a finalidade de onerar com a carga tributária é desestimular o consumo.

Observa-se a relevância de termos expressamente positivados no art. 153, VIII da CF: produção, extração, comercialização ou importação. Na seara do petróleo, a definição de produção (ou lavra) trazida pela Lei n° 9.478/97, especificamente pelo art. 6°, XVI, torna claramente cabível a incidência do IS, uma vez que define produção como “conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo”.

Ainda conforme a Lei n° 9.478/97 caberia claramente sobre a atividade de distribuição (atividade de comercialização em atacado) e revenda (atividade de comercialização de venda em varejo ou em atacado para consumidores finais) (art. 6°, incisos XX e XXI, respectivamente). Ademais, o art. 153, VIII da CF menciona a importação, operação comum na indústria, seja a importação de petróleo para refino ou de derivado, cabendo, portanto, o claro enquadramento para fins tributários de IS.

Dessa forma, ainda não há certeza de como a regulamentação que virá por meio de Lei Complementar funcionará, havendo dúvida sobre a fase de incidência e responsável tributário, no entanto, com observância lógica da não-cumulatividade.

Entretanto, o Imposto Seletivo positivado na Reforma guarda consigo diversas complexidades, já que a justificativa central que fundamenta sua cobrança é a prejudicialidade ao meio ambiente quando se trata de atividades relacionadas ao petróleo e seus derivados, que por outro lado há diversos outros desdobramentos polêmicos decorrentes da sua exação.

Schoueri (2024) explica que o princípio da seletividade contido no Direito Constitucional Tributário está vinculado à essencialidade, indicando inclusive que os produtos podem ser tributados distintamente conforme sua essencialidade. A promulgação da Lei Complementar nº 194/2022 expressamente considera os combustíveis (derivados do petróleo) e o gás natural como bens essenciais e indispensáveis, que não podem ser tratados como supérfluos (art. 18-A do CTN).

Ou seja, pelo princípio da seletividade quanto mais supérfluo for o item, justifica-se maior tributação, e ao contrário, quanto mais essencial o item, a tendência é de menor tributação. Há uma relação inversamente proporcional entre (maior) carga tributária e essencialidade do bem ou serviço.

É dessa forma que os princípios da essencialidade e da seletividade no tocante à produção de petróleo há um impasse, pois ao mesmo tempo que provocam degradação ambiental e consumo de matéria-prima não renovável, o petróleo é insumo para diversas indústrias. Diante disso, a incidência do IS sobre o petróleo gera receio de perda de competitividade do mercado nacional perante o mercado externo e inflação no mercado interno, emergindo uma corrente de pensamento contrária à cobrança do IS sobre o setor petrolífero pelo fato deste já arcar com a tributação e as participações governamentais (como *royalties*) específicas e diante da possibilidade de oneração de cadeias produtivas de outros setores, visto que haverá impacto sobre insumos industriais (Abraham; Lannes, 2024).

Como já exposto neste trabalho, apesar do petróleo ser amplamente conhecido pelos combustíveis derivados (como gasolina, óleo diesel, querosene de aviação), também é insumo para produção de medicamentos, fertilizantes, cosméticos, plásticos, borracha sintética, tecidos sintéticos, lubrificantes, dentre outros processos industriais (Machado; Carvalho, 2021).

Quando visto na teoria e nas experiências internacionais, o Imposto Seletivo é semelhante ao Imposto Corretivo (IC), que tem como foco principal a correção de externalidades negativas e incidência sobre produtos específicos considerados não essenciais.

O IC tem sido utilizado como ferramenta para mitigar os impactos ambientais, destacadamente no setor de petróleo e gás (Afonso; Pinto; Almeida, 2024).

Mankiw (2019) explica o que é uma externalidade na Economia: a externalidade surge quando uma pessoa (física ou jurídica) exerce uma atividade que provoca impacto no bem-estar de um terceiro, que não participa dessa ação, sem pagar ou receber nenhuma compensação pelo impacto provocado. Se o impacto sobre esse terceiro for adverso, um prejuízo, trata-se de uma externalidade negativa. Porém, se o impacto for benéfico, trata-se de uma externalidade positiva.

Por isso que se fala que as atividades do petróleo provocam externalidades negativas, diante dos impactos ambientais que essa atividade provoca. Mankiw (2019) então esclarece que diante de uma externalidade, haverá uma resposta política que busca resolver essa falha de mercado, como por exemplo, o governo estabelecendo padrões de emissão para os carros ou quando o governo tributa a gasolina para diminuir o tempo de uso do veículo (e consequente emissão de GEE), desestimulando o consumo desse combustível.

Nesse sentido, a referida externalidade negativa se relaciona estritamente com a ideia de internalização dos custos da atividade, que é o processo de incorporar aos preços dos produtos os custos ambientais, mensurando o valor real dos recursos utilizados, sendo uma forma necessária para contemplar o desenvolvimento sustentável (Cavalcanti, 2000 *apud* Angotti; Bispo; Moreira, 2012).

Então, o Imposto Seletivo (IS) incidente sobre o petróleo e seus derivados seria uma forma de onerar tributariamente a atividade petrolífera e consequentemente seus produtos para internalizar os custos oriundos das externalidades negativas causadas ao meio ambiente.

Por esse motivo, o Imposto Seletivo também pode ser visto categoricamente como um Imposto Pigouviano, em referência à teoria de Arthur Pigou, a qual implica na ideia de que há impostos que são calculados em função do custo social da externalidade negativa gerada pelo comportamento que se pretende evitar, sendo então o IS uma ferramenta que objetiva promover justiça social e ambiental, valores contidos na Constituição Federal (Abraham; Lannes, 2024).

No exemplo de combustíveis derivados do petróleo, Fleischhaker, Navia e Rios (2024) explicam que a tributação insuficiente pode gerar o consumo excessivo, amplificando, consequentemente, as externalidades negativas. Logo, é possível equacionar uma tributação ideal de combustíveis fósseis com base na mensuração das externalidades (níveis de emissão de GEE) para atingir um nível de consumo social mais eficiente.

Assim, com a expansão do ecologismo (ou ambientalismo) como reação ao crescimento econômico desenfreado, correntes³¹ do movimento ambientalista emergem para discutir alternativas dos problemas ambientais desencadeados. Dentre tais correntes, a ecoeficiência visualiza a economia em sua totalidade, preocupando-se com o manejo sustentável dos recursos naturais, desenvolvimento sustentável e modernização ecológica, reduzindo a excessiva perspectiva materialista do crescimento econômico. Esta corrente acredita na solução por meio de novas tecnologias e internalização das externalidades como instrumentos decisivos da modernização ecológica (Alier, 2014).

Alier então (2014) arremata que a ecoeficiência tem respaldo teórico na economia ambiental enquanto novo campo transdisciplinar. De uma forma geral, a economia ecológica estuda as atribuições de valores monetários para as externalidades negativas, vínculos entre crescimento econômico e matérias-primas, a desmaterialização do consumo, indicadores de sustentabilidade (ou insustentabilidade), equilíbrio entre população e recursos, gestão de recursos naturais (que são finitos e tem uma escala global), políticas ambientais e a incomensurabilidade dos valores.

Quanto à incomensurabilidade dos valores, a ideia é que há uma alta complexidade de quantificar do ponto de vista econômico os fenômenos ecológicos e assim valorar de forma padronizada (atribuição de um valor único) os recursos naturais, abarcando avaliações físicas e sociais das contribuições da natureza e os impactos ambientais da economia humana (Alier, 2014).

É nesse contexto que é necessário uma análise ampla, holística, quando se trata de questões ambientais, pois o mero aspecto econômico-financeiro é insuficiente para compreender o fenômeno natural que envolve o manejo dos seus recursos.

De fato, embora exista um grande foco sobre a emissão de GEE e mudanças climáticas, a atividade petrolífera apresenta outros impactos ambientais e sociais mais amplos e mais danosos. Euzébio, Rangel e Marques (2019) fazem uma revisão bibliográfica reunindo diversos estudos que apontam efeitos deletérios para o ambiente e para a saúde das populações em áreas de desastres associados a derramamento de óleo: a exploração petrolífera envolve atividades

³¹ Alier (2014) menciona três correntes principais do ecologismo: o culto ao silvestre, o credo da ecoeficiência e o ecologismo dos pobres. Em resumo: a primeira corrente prega o valor sagrado da natureza, com preservação máxima da fauna e flora; a segunda acredita num desenvolvimento sustentável com ganhos econômicos e ecológicos; e a terceira preocupa-se com a subsistência dos mais pobres e justiça social, aduzindo que o crescimento econômico implacavelmente terá grandes impactos ambientais, deslocamento geográfico de recursos (de países subdesenvolvidos para desenvolvidos) e escolha estratégica das área de descarte de resíduos.

com alto índice poluidor que pode prejudicar a qualidade da água, do solo, do ar e, consequentemente a qualidade de vida dos seres vivos.

Os riscos de acidentes é um fator permanente e inerente à atividade, bem como os impactos socioambientais do derramamento de óleo são associados a efeitos negativos na saúde física e psicológica dos indivíduos envolvidos diretamente na exploração petrolífera e daqueles que residem nas adjacências de campos exploratórios e/ou refinarias. Além dos impactos sobre a saúde humana, pode ocorrer contaminação do solo, da flora, da fauna e da água (Euzébio; Rangel; Marques, 2019).

No Brasil, um acontecimento recente e de grande magnitude foi o derramamento de óleo no nordeste brasileiro ocorrido em 2019. Para além dos impactos ambientais, que poderão durar décadas, houve um impacto significativo socioeconômico principalmente no setor da pesca e do turismo, em que pescadores ficaram impedidos de exercer suas atividades e os profissionais do turismo e as empresas do ramo hoteleiro sofreram grande impacto econômico devido a contaminação das praias (Lawand; Silva; Oliveira, 2021).

Evidentemente que os danos diretos causados cabem responsabilização para reparar tanto financeiramente (indenização material) quanto ambientalmente, além da observância obrigatória da indústria de todas as regulações ambientais e administrativas para evitar acidentes e funcionar em parâmetros determinados pelo governo. O ponto relevante que provavelmente o Imposto Seletivo objetiva é a internalização de custos ambientais diante da externalidade negativa causada pela poluição e impactos do petróleo e seus derivados.

Todavia, uma visão mais aprofundada a respeito do tema traz à tona os desdobramentos da cobrança Imposto Seletivo, para além da internalização de custos ambientais. Como já mencionado, o petróleo é insumo para diversos processos produtivos, como no ramo de medicamentos e de fertilizantes, e o aumento de custo trará impactos sobre diversas indústrias e processos industriais.

Frente aos eventuais riscos que a aplicação do IS pode trazer para consumos essenciais, é necessário que o Imposto Seletivo seja aplicado de forma a equilibrar a necessidade de arrecadação com a promoção de práticas sustentáveis. É inegável a realidade dual que ao mesmo tempo que setor de petróleo e gás é essencial para a economia mundial, também é um dos maiores contribuintes para as emissões de GEE (Afonso; Pinto; Almeida, 2024).

Cabe visualizar que o Imposto Seletivo também pode ser categorizado como um imposto indireto, o que ocasiona o repasse desse custo não só para os elos da cadeia produtiva que utiliza petróleo como insumo, como para os cidadãos de uma maneira geral enquanto consumidores finais.

Assim, o impacto será diretamente na economia doméstica do brasileiro (principalmente no que tange ao aumento no preço dos combustíveis e gás). Logo, há o desafio de aplicação do IS que compreende a convergência dos anseios de uma matriz energética mais limpa, sem prejuízo econômico para a população. Por isso, é salutar que a política tributária seja harmônica com os objetivos ambientais, gerando o incentivo efetivo da redução de emissões e estimulando de fato a adoção de tecnologias mais limpas (não a qualquer custo) (Afonso; Pinto; Almeida, 2024).

Fleischhaker, Navia e Rios (2024) verificam o impacto distributivo da tributação dos combustíveis: embora a maior parte do combustível seja consumido por famílias com rendimentos mais elevados, a carga relativa dos impostos sobre os combustíveis recai com maior peso sobre os mais pobres. Dessa forma, tributar o combustível conforme as externalidades, por si só, promoverá o impacto socioeconômico de redução dos rendimentos das famílias, especialmente dos indivíduos mais pobres.

Outro ponto de extrema relevância é a análise geral da infraestrutura brasileira no que tange ao transporte e à mobilidade, não só em razão do fluxo de pessoas, como de logística de produtos e serviços e escoamento da produção.

Sendo a matriz de transporte de um país um conjunto dos meios de circulação utilizados da infraestrutura disponível para locomover mercadorias e pessoas, trata-se de um fator de suma importância no desenvolvimento socioeconômico de uma nação, em que o alto nível de eficiência demanda o uso equilibrado de diferentes modais (tipos) de transporte de acordo com a necessidade que visa atender. No entanto, o uso equilibrado de diferentes modais não ocorre no atual contexto brasileiro, sendo característica do Brasil uma matriz de transporte desbalanceada, altamente dependente do modal rodoviário³² (Macedo; Ferrari; Ferreira, 2023).

Ao analisar o Plano Nacional de Logística 2035, publicado em 2021, Macedo, Ferrari e Ferreira (2023) destacaram que o Brasil apresenta uma grande dependência do modal rodoviário no transporte interurbano de pessoas e no deslocamento de cargas. Em percentuais, no Brasil, aproximadamente 75% de passageiros transportados por quilômetro entre cidades é realizado por automóveis e ônibus, carregamentos alocados em peso transportado por rodovias é de 66% e o fluxo de valores das mercadorias de modal rodoviário é de 83%.

³² O Brasil, apesar de suas dimensões continentais, que, em grande volume, movimenta pessoas e mercadorias internamente e exporta *commodities* (principalmente grãos e minérios) oriundos de áreas distantes do litoral, apresenta a matriz de transporte desbalanceada, dependendo demasiadamente do transporte rodoviário (Macedo; Ferrari; Ferreira, 2023).

O modal rodoviário apresenta vantagens e desvantagens. Quanto às desvantagens, estão: alto custo de operação, o modal mais poluidor que há, alto valor de transporte, vias com gargalos gerando gastos extras e maior tempo para entrega, limite de quantidade de carga/pessoas transportadas e alto risco de roubo ou acidentes. Já as vantagens, são: ampla disponibilidade, capacidade de tráfego por qualquer rodovia (flexibilidade), utilização para quaisquer tipos de carga, não necessita de entrepostos especializados, adaptação a outros modais e fácil contratação e gerenciamento (Macedo; Ferrari; Ferreira, 2023).

Observa-se mais uma vez um impasse: diante da infraestrutura brasileira, altamente dependente de transporte rodoviário, que utiliza combustíveis derivados do petróleo (como diesel e gasolina), o custo do IS provavelmente vai aumentar o custo logístico de diversos produtos e serviços, assim como impactará no transporte das pessoas. Na pesquisa de Macedo, Ferrari e Ferreira (2023) foi possível estabelecer uma relação direta entre o aumento do preço dos alimentos no Brasil com o aumento do preço dos combustíveis, principalmente pelo fato da matriz de transporte brasileira ser majoritariamente rodoviária.

Diante de todo esse cenário complexo, a aplicação do IS possui diversos desdobramentos, não se limitando a questões ambientais e internalização de custos. É dessa maneira que Afonso, Pinto e Almeida (2024) levantam reflexões sobre o IS, que a discussão também deve incluir os impactos que o novo imposto tem sobre o consumo e produção e quais as condições que a economia brasileira tem para receber esse tributo.

A arrecadação do IS não é um problema se tutelar o consumo de bens e serviços potencialmente danosos à saúde e ao meio ambiente, porém o problema é se a exação acabar gerando efeitos diversos de sua intenção inicial e ao afetar os preços, que serão repassados para os consumidores, afetar consumos essenciais das famílias (Afonso; Pinto; Almeida, 2024).

Por tais motivos que, talvez uma saída seja a não exação do IS, mas exigências estatais de redução de GEE, progressivamente, via aumento de eficiência energética e desenvolvimento de tecnologias para redução de emissões de carbono, focando no problema ambiental em si e estabelecendo uma relação entre investimentos e mitigação dos efeitos adversos ambientais.

No que concerne a economia dos projetos de petróleo, foco deste trabalho, obviamente que as avaliações dos projetos e investimentos realizados antes da Reforma Tributária não contavam com essa possibilidade tributária diante do ordenamento jurídico vigente à época e sofrerão impactos no caso da cobrança do IS. Existe a possibilidade, ainda que ínfima, de prejudicar a atração de investimentos futuros no Brasil, muito embora os riscos governamentais (como aumento da tributação) sejam riscos com certa previsibilidade quanto à indústria (como discutido no segundo capítulo deste trabalho).

Ademais, a alíquota tem um teto de 1% (ou seja, exemplificativamente, pode ser fixada em 0,75% ou 0,5% ou 0,25% ou 0,1%), impacto que mesmo no máximo, a princípio, não é tão catastrófico, apesar de demandar uma análise mais apurada sobre os impactos efetivos sobre os projetos, para verificar se na ocorrência de redução de rentabilidade, eventualmente tensiona o projeto em algum nível em direção à inviabilidade econômico-financeira.

No Brasil, outros casos de tentativa de aumento de tributação sobre a produção/extração do petróleo já ocorreram, como o destaque do julgado da ADI 5.481 (julgada em 26 de março de 2021). O objeto da ADI 5.481³³ (relatoria do Ministro Dias Toffoli) era a declaração de inconstitucionalidade das Leis nº 4.117/03 (Lei Noel) e nº 7.183/15 (nova lei Noel) do Estado do Rio de Janeiro, as quais, em suma, buscavam fazer incidir ICMS sobre as operações de extração de petróleo.

A legislação do Rio de Janeiro buscava tributar com ICMS, uma vez que a atividade de extração fazia o petróleo “circular” da jazida até a operadora, sendo este um possível fato gerador, com alíquota de 18%. No entanto, essa hipótese foi rechaçada e declarada inconstitucional pelo STF (Brasil, 2021), pois a aquisição da operadora na extração se faz de modo originário, não há transferência de titularidade do petróleo extraído, logo não há circulação de mercadoria e a hipótese de incidência não é uma circulação física (mas necessária mudança de titularidade entre uma pessoa – física ou jurídica - e outra).

Entretanto, os fundamentos do Imposto Seletivo são outros. Apesar disso, não seria surpreendente que, no caso de regulamentação do IS em 2027, ocorra um litígio jurídico discutindo a constitucionalidade do Imposto Seletivo perante o STF, promovido pela indústria do petróleo no Brasil.

³³ A Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) 5481 foi ajuizada pela Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (Abep).

4 REPETRO E IMPACTOS SOBRE A AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS DE PETRÓLEO NO BRASIL

Antes de realizar um investimento na exploração de petróleo é feito um estudo de avaliação econômica do projeto para saber se é viável ou não realizar o investimento. A atividade do petróleo por si só já envolve alto risco que vai desde a fase de exploração para saber a quantidade das reservas petrolíferas até a oscilação do preço do petróleo ao longo do tempo (oscilação de preços típica de *commodities*), que tem definição fluída a partir da confluência de diversos fatores, como a geopolítica.

Dessa forma, antes de se realizar investimentos vultuosos, como são os da área do petróleo, é comum fazer um estudo de viabilidade econômica do projeto para tomar a decisão se o investimento deve ser realizado ou não. Ou seja, previamente é realizada a avaliação (comumente chamada de *valuation*) a partir de indicadores econômicos para simular cenários para estimar a rentabilidade do projeto e sob a análise final de risco-recompensa, servir de embasamento para tomada de decisão.

Nesse sentido, objetiva-se analisar os critérios de avaliação econômico-financeira dos projetos do petróleo e investigar como o REPETRO interage com a rentabilidade de tais projetos (cenários com e sem REPETRO), a partir do levantamento de estudos contendo modelagens econômicas. Além disso, sob o ponto de vista estatal, é necessário compreender os impactos do REPETRO, fazendo um balanço geral dos resultados, que devem ser benéficos também para a sociedade brasileira, ou seja, o REPETRO deve ter resultados positivos que justifiquem sua instituição. Tais resultados tiveram aprofundada discussão em análises promovidas destacadamente pelo TCU e IBP.

Por outro lado, também é necessário fazer uma investigação crítica com relação ao regime, e o diagnóstico mais alarmante é no tocante à gestão estatal do REPETRO, que carece de transparência, monitoramento, avaliação, assim como falta metas e objetivos.

4.1 ASPECTOS METODOLÓGICOS DA AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS DE PETRÓLEO

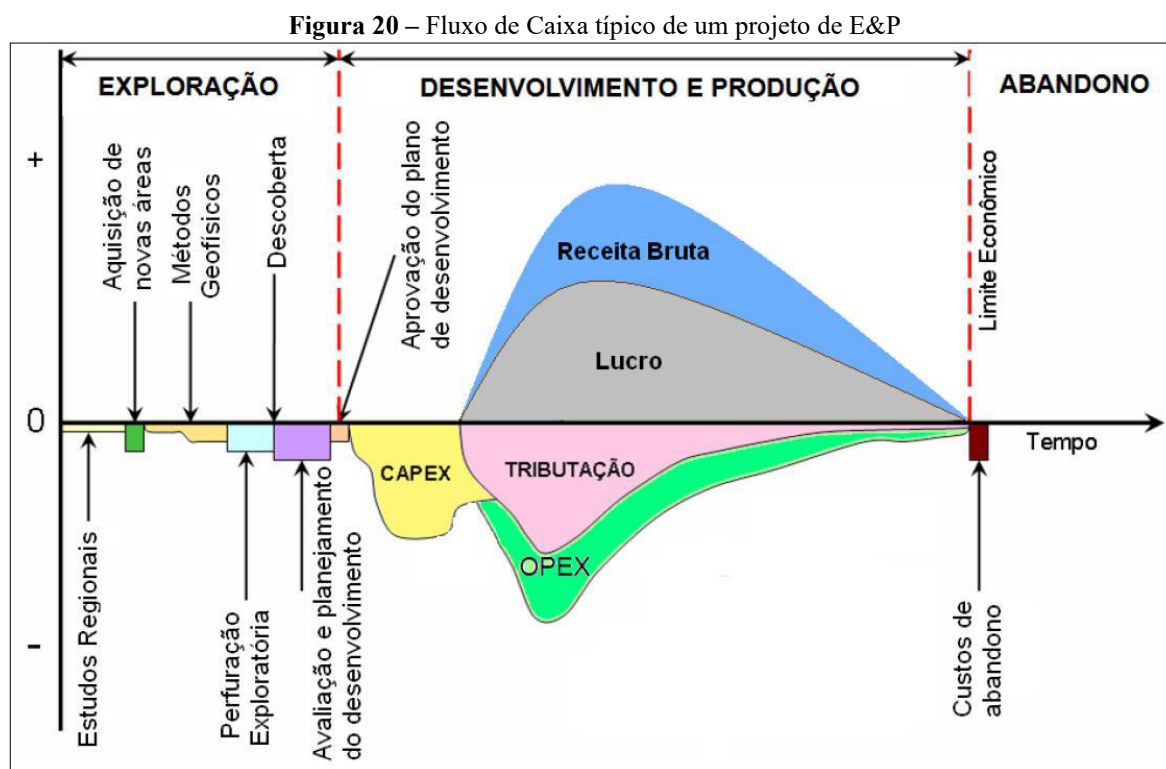
Inicialmente é importante observar que a atividade do petróleo começa com a fase exploração, caracterizada pelo investimento aplicado em fazer o levantamento de dados, estudos sísmicos e encontrar os poços que possam extrair o petróleo até a superfície. Essa fase, que ainda não tem produção, logo não tem receita, perdura em média entre 5 a 10 anos e pode

resultar em fracasso. Em caso de fracasso (poço seco), há a possibilidade de nova tentativa (outras perfurações) ou de parar o projeto e devolver a área arrematada. Neste último caso, em regra, todo investimento é perdido.

Todavia, caso a perfuração exploratória seja um sucesso, haja a descoberta da reserva e esta sendo declarada comercial, inicia-se a fase de desenvolvimento, caracterizada pelo planejamento de todo aparato necessário para ser reunido e instalado para iniciar a produção.

Depois, inicia-se a fase de produção, que diante do volume de petróleo extraído, contabilizado em quantidade de barris, haverá a receita com a venda do óleo. Nesta fase, além dos custos operacionais, irá recair a tributação, até chegar o momento de cessar a produção (que perdura por anos) e iniciar a fase descomissionamento (ou seja, abandono e devolução da área à ANP).

Por sua vez, o fluxo típico de um projeto de exploração e produção de petróleo é representado da seguinte forma, detalhando os volumes de receitas e despesas conforme a fase:



Fonte: Ravagnani, 2008

O que inicialmente deve ser visualizado é que durante as fases de exploração e desenvolvimento, momentos que não há receitas (não há produção), o investimento é maior, bem como o risco é maior diante da incerteza do sucesso exploratório. Observa-se ainda que a tributação incide de maneira expressiva quando há a receita, na fase de produção.

Logicamente, é necessário ter um determinado volume de produção para que compense todo o custo arcado durante a exploração e desenvolvimento, o que apenas retornará durante

anos de lucro decorrente da venda da produção descontado os custos operacionais e tributação. Assim, são diversas variáveis que devem ser levadas em consideração para ponderar se o projeto é viável ou não.

Normalmente, a avaliação econômica de projetos do petróleo usa a metodologia de fluxo de caixa descontado e, dentre os vários indicadores econômicos, ter como resultado o Valor Presente Líquido (VPL)³⁴ (Ravagnani, 2008).

O Fluxo de Caixa é a diferença entre o valor de saída (quantidade de dinheiro que saiu) e o valor que entrou (quantidade de dinheiro que entrou), a partir de três principais fatores: fluxo de caixa operacional, gastos (ou despesas) de capital e variação do capital líquido. A seguinte equação demonstra a composição do fluxo de caixa (Ross *et al*, 2013):

$$\text{Fluxo de caixa dos ativos} = \text{Fluxo de caixa operacional} - \text{Despesas de capital líquidas} - \text{Variação do capital circulante líquido (CCL)}$$

Onde:

- Fluxo de caixa operacional = Lucros antes de juros e impostos (Lajir) + Depreciação – Impostos
- Gastos líquidos de capital = Ativo imobilizado líquido final - Ativo imobilizado líquido inicial + Depreciação
- Variação do CCL = CCL final - CCL inicial

Enquanto o Fluxo de caixa operacional refere-se ao fluxo de caixa resultante das atividades diárias de produção e vendas, os gastos de capital se referem aos gastos líquidos com ativos não circulantes (tais gastos também são chamados de CAPEX, abreviação de *capital expenditures*). Por sua vez, a variação do capital circulante líquido diz respeito aos compromissos financeiros de uma empresa (os passivos) e os recursos que ela tem para gerenciar e expandir os negócios (os ativos) (Ross *et al*, 2013).

Por seu turno, o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) é um cálculo do valor presente de um fluxo de caixa futuro, determinado hoje, para saber o valor do retorno que um investimento pode gerar, considerando a valorização ao longo do tempo. O FCD é usado para avaliar quanto um projeto hoje pode gerar no futuro, num determinado período, chegando numa estimativa de valor presente. Fatores como *Payback* e Taxa Interna de Retorno são encontrados por meio dessa metodologia, que utiliza ainda variáveis de risco e retorno na avaliação do projeto (Ross *et al*, 2013).

³⁴ Silvana Tordo (2007) também constata que mundialmente o VPL e a TIR (taxa interna de retorno) são os métodos mais comuns de avaliação de desempenho de um projeto.

O Valor presente líquido (VPL) é conceituado como a soma das entradas e saídas do fluxo de caixa, descontada a taxa mínima de atratividade (TMA), num determinado período. Ou seja, por meio do VPL há a representação do que a empresa teve de ganho ou perda patrimonial por causa do projeto executado (Ravagnani, 2008).

Em sequência, Ravagnani (2008) explica que para alcançar o fluxo de caixa líquido de um projeto de petróleo, diversas premissas são consideradas, desde o cenário do preço do petróleo, taxa de desconto, taxa de câmbio, tributação, produção, depreciação, custos operacionais e investimentos. A equação da análise econômica do projeto pode ser representada da seguinte forma (Ravagnani, 2008):

$$FCL = (R - Roy - PIS - PE - CO - IC - Depequip) \times (1 - R) + Depequip - ID$$

Sendo:

FCL: Fluxo de caixa líquido;

R: Receita bruta de venda de óleo e gás;

Roy: Montante pago em royalties;

PIS: Montante pago em PIS/Pasep e COFINS;

PE: Participação especial;

CO: Custos operacionais;

IC: Investimentos contabilizados como despesas (não depreciáveis);

Depequip: Depreciação de equipamentos;

IR: Soma das alíquotas de imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido;

ID: Investimentos depreciáveis.

O resultado da equação acima representa o lucro tributável, deduzidas as despesas e a depreciação. Assim, a equação leva em consideração a receita bruta e as despesas, as quais podem ser divididas em custos operacionais (OPEX), custos de capital (CAPEX), depreciação dos equipamentos e a fatia governamental (*Government take*) (Ravagnani, 2008).

A receita bruta é resultado da multiplicação da produção de petróleo pelo respectivo preço, contabilizados por barril que, por sua vez, terá um respectivo preço em dólar no momento do contrato de venda. Ou seja, é necessário considerar o volume da produção, a qualidade do petróleo e o preço (em US\$) que está sendo praticado no momento da transação. Assim, toda avaliação econômica de projetos de petróleo baseia-se numa estimativa do preço do petróleo para fazer a avaliação.

Dessa forma, a receita bruta pode sofrer grande variação a partir da volatilidade de preços praticados internacionalmente, sendo o risco de receita sempre presente durante a produção,

que pode ocasionar prejuízos se o valor for abaixo do preço de equilíbrio do projeto (*breakeven*), ou lucros excepcionais se o preço estiver em alta (a fatia governamental também aumentará para capturar essa renda extraordinária), o que implica dizer que projetos de petróleo sempre estão expostos a riscos econômicos. A avaliação do projeto é importante justamente para buscar reduzir as incertezas que os riscos geram à longa vida do projeto.

Por sua vez, as despesas de capital, também chamadas de CAPEX (*Capital Expenditures*), são aquelas que a empresa adquire ativos imobilizados (ou fixos), como bens e direitos, necessários para realização de suas atividades, como equipamentos, máquinas, navios, que normalmente estão sujeitos a depreciação. Enquanto os custos operacionais, também chamados de OPEX (*Operational Expenditure*), tratam-se de todo custo necessário para que a empresa possa operar suas atividades e produzir, gerando o produto ou serviço objetivado pela atividade empresarial. No caso, o produto é o petróleo (óleo cru).

No gráfico a seguir, a descrição resumida da composição dos principais custos de um projeto de E&P:

Quadro 19 – Categorias de custo dos projetos de E&P

Tipo de Custo	Capex					Opex
Fase na Cadeia de Produção	E&A		Desenvolvimento			Produção
Categoria de Custo	i) Geologia e Sísmica	ii) Poço Pioneiro	iii) Poços de desenvolvimento	iv) Subsea	v) FPSO	vii) Opex

Fonte: Almeida; Coimbra, 2012

No âmbito do CAPEX, um FPSO (unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência, plataforma em formato de embarcação, semelhante a um navio) é estimado a representar cerca de 30% do investimento total da fase de desenvolvimento. O FPSO, sob um custo médio de US\$ 12 bilhões, haveria um aumento para US\$ 18 bilhões (cerca de 50% a mais) se não existisse o REPETRO, cabendo ainda mencionar que o regime especial também abarca *Subsea* e perfuração de poços, sendo vital para a viabilidade de investimentos no Brasil, de maneira que atende os interesses tanto da indústria por reduzir a exposição de capital aos riscos do projeto, conferindo ainda maior atratividade econômica, bem como atende os interesses do Estado em desenvolver a atividade econômica do setor no País (IBP; UFRJ 2016). A seguir dados que ilustram um campo de grande potencial produtivo localizado no pré-sal:

Quadro 20 – Custos totais de produção por atividade em um projeto no ambiente pré-sal de 5 bilhões de barris

Fase	Atividade	US\$ Milhões
Exploração e Avaliação	Poços pioneiros	900
	Poços extensões	2.700
Desenvolvimento	Poços de Desenvolvimento	16.200
	<i>Subsea</i>	7.560
	FPSO	12.000
	Outros (<i>pipeline</i>)	1.400
Produção	Opex	49.958
Desativação	Abandono	945

Fonte: IBP; UFRJ, 2016

No que concerne aos custos operacionais (OPEX), estes acontecem durante toda vida útil do projeto, podendo ser divididos em custos fixos e custos variáveis. Os custos fixos são aqueles que não dependem do volume de produção, sendo invariáveis e constantes ao longo do projeto, enquanto os custos variáveis são aqueles que estão associados ao volume de produção, que em caso de aumento extraordinário no processo produtivo, aumentará consequentemente o valor do custo (Ravagnani, 2008).

Os custos operacionais (OPEX) apresentam-se a partir da fase de produção do projeto, que embora possam ser simulados durante a avaliação, só entram como despesas quando o campo já teve sucesso exploratório e houve declaração de comercialidade (há viabilidade econômica do projeto). Tais custos não estão presentes nas fases de exploração e de desenvolvimento, pois estas são justamente consideradas fases “pré-operacionais”.

Em sequência, a depreciação deve ser considerada no projeto, já que os bens adquiridos terão o valor reduzido ao longo do tempo, seja pelo uso, ação da natureza ou por se tornar obsoletos tecnologicamente. Todo bem tem uma vida útil e no Brasil a depreciação é estimada em percentuais anuais, bem como o processo depreciativo é considerado uma despesa para ser abatida na receita, reduzindo o lucro tributário e abarcando dedução tributária (Ravagnani, 2008).

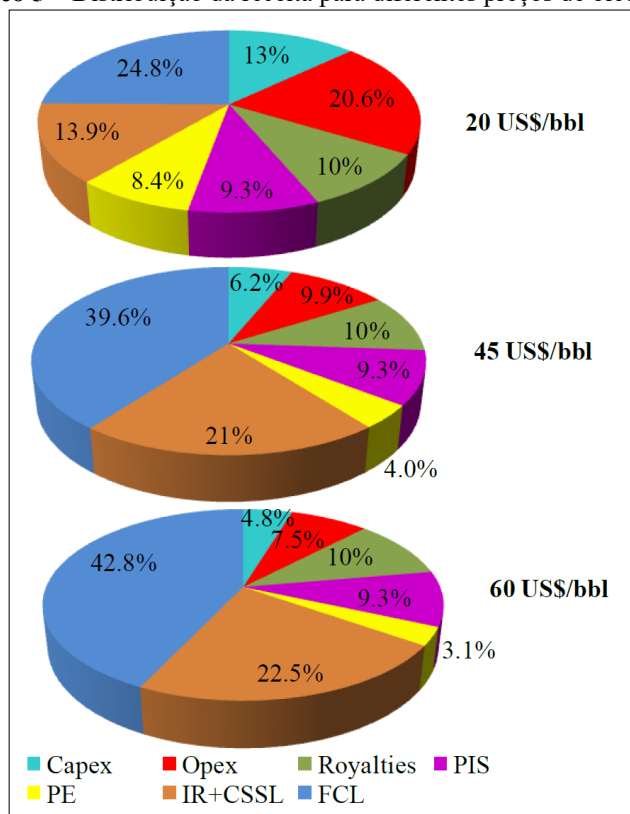
Já a fatia governamental, também chamada de *Government Take* (GT), é a parte da receita que é recolhida em favor do Estado, podendo ser em forma de bônus de assinatura, participação especial, *royalties*, retenção de área e toda tributação (impostos diretos, impostos indiretos, contribuições e taxas). Em contrapartida, há a parte da receita em favor da empresa, que é denominada de *Company Take* (CT), sendo aquela parcela restante após deduções como o

Government Take (GT), despesas operacionais (OPEX), custos de investimento (CAPEX) e depreciação (Almeida; Coimbra, 2012).

Assim, é importante considerar que o *Government Take* (GT) aos olhos da indústria é o valor que será capturado ou exigido pelo Estado, o que pode praticamente englobar indistintamente tributação e compensação financeiras, embora juridicamente cada instituto tenha seus nuances, mas acarreta redução na fatia da empresa (*Company Take*).

Então, com esses parâmetros, Ravagnani (2008) faz uma simulação baseado num campo *offshore* raso com vida útil de 20 anos, que investimentos em poços e instalações (depreciáveis em 10 anos) totalizam US\$ 510 milhões, custo de produção médio de US\$5,80/boe, preço do barril de petróleo de US\$45,00/bbl, taxa de desconto de 13% a.a., alíquota de *royalties* de 10%, IR somado à CSLL no total de 34% e PIS/COFINS de 9,25%. Então, três cenários foram ilustrados para os preços do petróleo, sendo um baixo (US\$20/bbl), um médio (US\$45/bbl) e um alto (US\$60/bbl). Os resultados da simulação foram:

Gráfico 5 – Distribuição da receita para diferentes preços de óleo



Fonte: Ravagnani, 2008

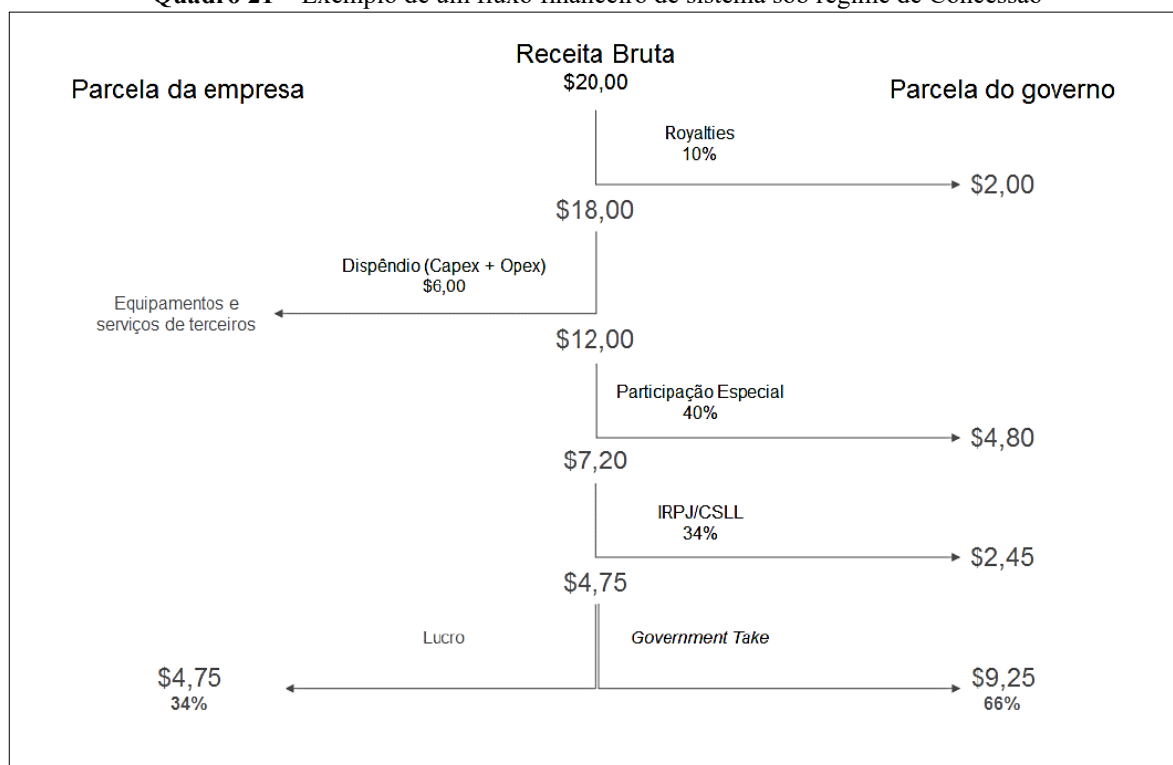
Observou-se que a fatia governamental, nos três cenários, ficou em 41,55% para o cenário de baixo preço, em 44,25% para o cenário de médio preço e 44,9% para o cenário de alto preço, da receita. O aumento no valor do preço do petróleo implica em redução proporcional dos custos operacionais (OPEX), CAPEX e do recolhimento a título de participações especiais. Entretanto,

com o aumento do preço, consequentemente aumentará o percentual a ser recolhido a título de IR e CSLL, embora *royalties* e PIS/COFINS permaneçam estáticos em termos de alíquotas (Ravagnani, 2008). Logo, conclui-se que em todos os cenários, na fase de produção a fatia governamental é significativa e a fatia da empresa varia de acordo com as oscilações do preço do barril do petróleo.

Outra forma de simular a fatia governamental e a fatia da empresa é utilizando a fórmula exposta por Johnston (1994), a partir de uma expressão numérica considerando a receita como parâmetro e aplicando os custos incorridos (deduções), tributação e compensação financeira, para chegar como o resultado ficou repartido. Embora simplificado, é um cálculo representativo eficiente.

Nesse sentido, Leal (2017) deixa claro que os projetos de exploração e produção possuem grande variedade de resultados de acordo com as diferentes regiões e diferentes níveis de riscos, necessitando simplificar a metodologia de cálculo do projeto. No caso a seguir, foi desconsiderado o valor do bônus de assinatura, taxas e impostos indiretos, de forma que a tributação e compensação financeira tivessem incidência na produção, de maneira a incidir os *royalties*, participação especial e IRPJ/CSLL. Ainda foi considerado um campo de alta produtividade, com alíquotas máximas, que apesar de resultar em 66% a fatia governamental, trata-se de uma média, que normalmente fica abaixo desse patamar:

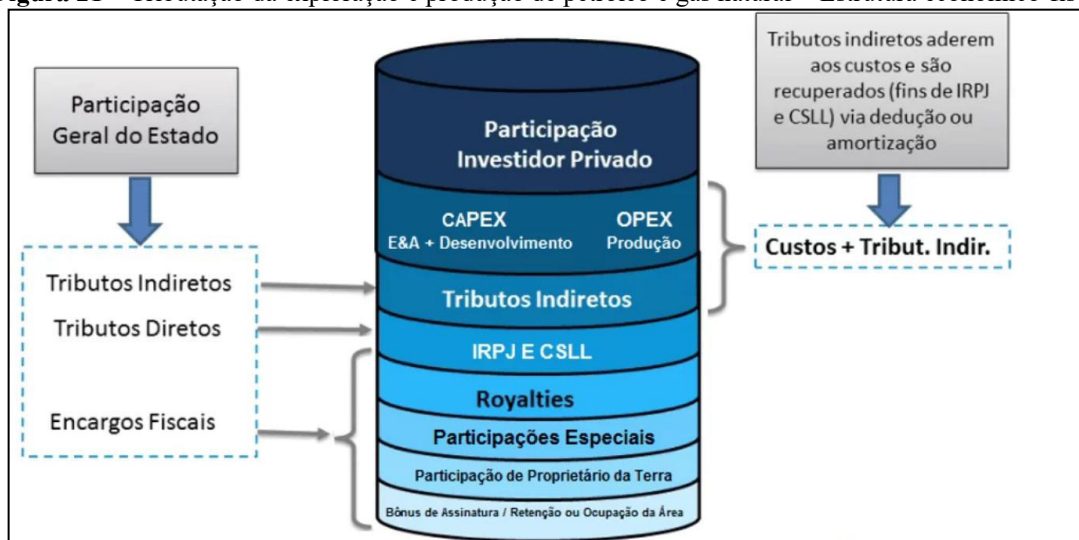
Quadro 21 – Exemplo de um fluxo financeiro de sistema sob regime de Concessão



Fonte: Leal, 2017

Desta feita, uma vez que o Brasil adota mais de um regime de exploração, haverá uma dinâmica econômica e fiscal a depender do regime aplicado. Já que a titularidade do petróleo no regime de concessão passa para empresa, cabendo ao Estado tributar e recolher as compensações financeiras (*Government Take*), a estrutura econômica e fiscal do barril do petróleo no Brasil pode ser representada da seguinte forma:

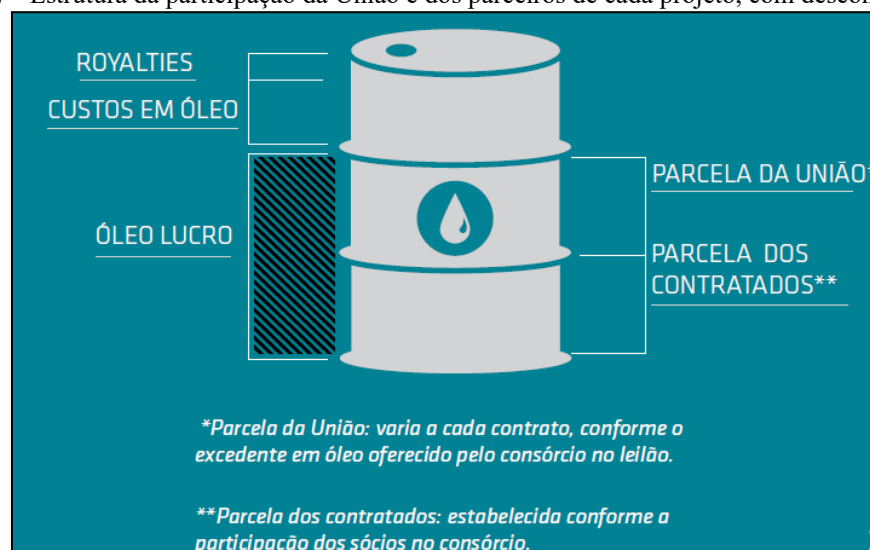
Figura 21 – Tributação da exploração e produção de petróleo e gás natural – Estrutura econômico-fiscal



Fonte: Tauil, 2014

O panorama estrutural de como *Government Take* é calculado na modalidade do contrato de partilha de produção é diferente do contrato de concessão, de maneira que cada projeto terá sua peculiaridade devendo descontar de cada campo de produção os *royalties*, os custos do óleo (custos operacionais e investimentos) e o que restar de óleo como excedente ter a divisão entre a União e as operadoras (companhias de petróleo que formam o consórcio), conforme pactuado em contrato. Desta forma, o barril de petróleo apresenta a seguinte estrutura:

Figura 22 – Estrutura da participação da União e dos parceiros de cada projeto, com descontos



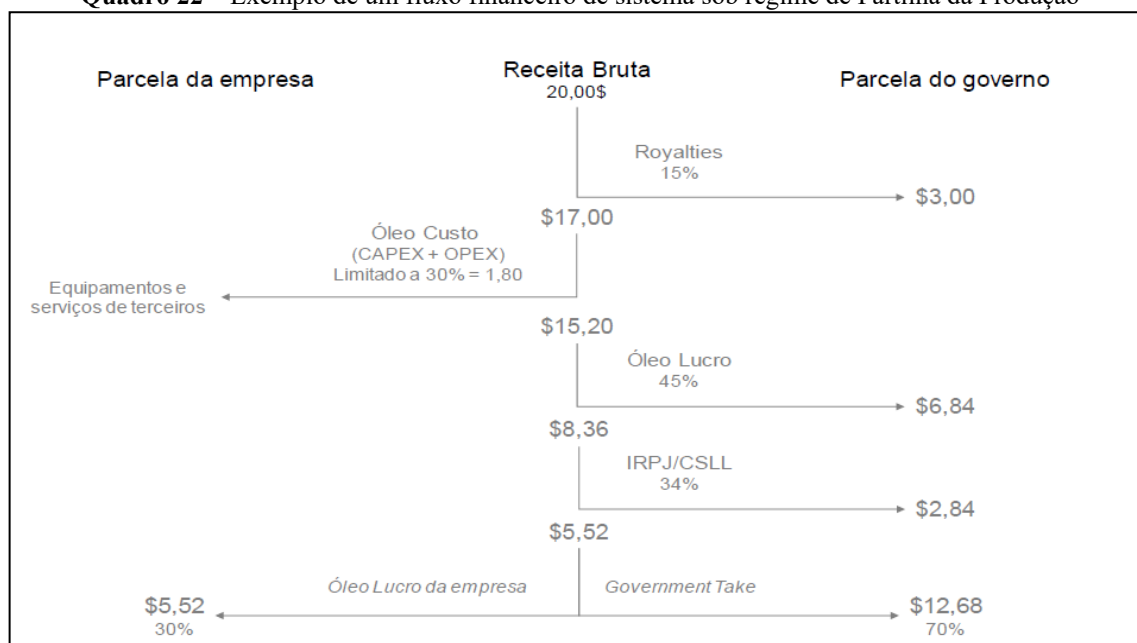
Fonte: PPSA, 2019

Nesta configuração, a estimativa é que entre 60% a 70% seja a fatia de *Government Take*, em favor da União, de acordo com a empresa pública PPSA (2019). Pela definição técnica contida na Lei nº 12.351/2010, art. 2º, II, o custo em óleo é a parcela da produção de petróleo que pode ser exigida pela operadora desde que ocorra a descoberta comercial, sendo o montante destinado a cobrir os custos e investimentos realizados pela companhia de petróleo na execução de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações.

Ou seja, tais valores só são devidos em caso de sucesso exploratório, como uma forma de reembolso pelos investimentos realizados, direcionando os riscos da exploração e investimentos de desenvolvimento para as empresas. Daí a ideia máxima de “partilha de produção”, que para partilhar (fatias de *Government take* e *Company take*) é necessário existir a produção e consequente receitas, distribuídas conforme contrato firmado (cabendo ainda rememorar que a tributação ocorre sobre o óleo tributável que é o óleo lucro da companhia).

Por sua vez, para comparar a diferença entre regimes, Leal (2017) simula um projeto de regime de partilha de produção, levando em consideração um projeto com limite de óleo-custo fixo em 30%, *royalties* de 15% e alíquota de 45% sobre o óleo-lucro acrescidos posteriormente 34% de IRPJ/CSLL, a participação governamental (*Government Take*) tem 70% como resultado, enquanto o óleo lucro da empresa atinge 30% (*Company Take*), da seguinte forma:

Quadro 22 – Exemplo de um fluxo financeiro de sistema sob regime de Partilha da Produção



Fonte: Leal, 2017

Machado (2017) aduz que uma vez considerados os custos e demais aspectos inerentes à indústria, a estimativa efetiva é que na atividade *upstream*, a fatia do governo (*Government take*) possa alcançar até 80% e o lucro privado seja em torno de 20%. No entanto, o cálculo

para uma estimativa é complexo, diante das variáveis específicas do projeto, como área, risco, tamanho da reserva, custo de produção, investimento e preço do petróleo praticado.

De fato, conforme demonstrou Ravagnani (2008), os percentuais da fatia do governo e do lucro privado sofrem variação principalmente a partir das oscilações do preço do petróleo, bem como montantes despendidos com OPEX e CAPEX, cabendo as estimativas considerarem preços médios.

A estrutura de custo de um barril é bastante variável de acordo com a área e região, de maneira que pode ter a representação de: I) custo de exploração de 10% a 20%; II) custos de desenvolvimento de 40% a 60%; e III) custos operacionais de extração de 20% a 50%. Essas diferenças de custos entre áreas de produção têm importância decisiva na competitividade e preços praticados globalmente (Pinto Jr, 2007).

No entanto, é relevante analisar especificamente a incidência do REPETRO, cabendo fazer a análise da viabilidade econômica de um projeto do petróleo com e sem REPETRO, para verificar o impacto que o regime especial ocasiona.

Assim, para quantificar o impacto do REPETRO sobre a rentabilidade da atividade de exploração de petróleo no Brasil, Coimbra e Almeida (2012) elaboram um modelo que simula o ciclo de vida de um projeto de exploração e produção de petróleo, com a metodologia de fluxo de caixa descontado. Os parâmetros utilizados foram o preço do petróleo, o tamanho da reserva, os custos de capital (CAPEX) e custos operacionais (OPEX), calculando ainda o fluxo de receitas e despesas com tributação e obrigações contratuais (Coimbra; Almeida, 2012).

Neste modelo, quatro variáveis são destacadas: Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Monetário Esperado (VME); fatia do governo (*Government Take*); e parte da renda revertida para a empresa (*Company Take*) (Coimbra; Almeida, 2012).

A Taxa Interna de Retorno (TIR)³⁵ é uma taxa de desconto que torna o VPL de um investimento igual a zero, demonstrando o retorno a partir do fluxo descontado de receitas e despesas ao longo do tempo (Ross *et al*, 2013). É por meio da Taxa Interna de Retorno que o VPL se iguala a zero, sendo uma taxa hipotética que ao incidir sobre o fluxo de caixa demonstra o quanto de investimento em percentual irá retornar com a execução do projeto (logicamente sendo positiva, haverá retorno de investimento com a execução total do projeto, em porcentagem).

³⁵ Os autores Ross, Westerfield, Jordan e Lamb (2013) ilustram o exemplo de aplicação de TIR com o seguinte caso: considerando que um projeto custa R\$100,00 hoje e pague R\$110,00 em um ano, pergunta-se qual é o retorno desse investimento. O retorno neste caso é de 10%, ou seja, para cada R\$1,00 investido, obteve-se R\$1,10. Logo, a TIR desse investimento é de 10%.

No entanto, é essencial nesse modelo considerar a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), a qual é determinada pelo custo de oportunidade do capital³⁶ e do risco do negócio. Caso a TIR for maior que a TMA, o projeto será considerado viável e haverá incentivo econômico para a exploração e produção das reservas estimadas. Se a TIR for menor que a TMA não haverá incentivo para exploração e o projeto deve ser rejeitado (Coimbra; Almeida, 2012).

Com efeito, o Valor Monetário Esperado (VME) forma analítica utilizada antes mesmo da fase de Exploração e Avaliação (E&A), é resultado da média ponderada do Valor Presente Líquido (VPL) de cada possível cenário da tentativa exploratória, seja sucesso exploratório ou fracasso exploratório, o que o risco geológico influencia. Em caso de sucesso, o VPL é positivo e significa dizer que o valor descontado no tempo do fluxo de receitas, deduzidas as despesas, resultou positivo. Porém, no caso de fracasso, os custos de E&A foram superiores ao fluxo de receitas, resultando VPL negativo (Coimbra; Almeida, 2012).

Assim, a seguinte equação representa o VME para análise do projeto (Coimbra; Almeida, 2012):

$$\text{VME} = p \cdot \text{VPLf} + (1-p) \cdot \text{VPLs}$$

Em que:

VPLf = Valor Presente Líquido do projeto em caso de fracasso = Custos de E&A
(neste caso o VPL é negativo)

VPLs = Valor Presente Líquido do projeto em caso de sucesso

p = Risco Geológico = Probabilidade de fracasso

Interessante observar que Johnston (1994) também aponta que desde a década de 1990 utiliza-se o Valor Monetário Esperado (VME) com elementos que envolvem uma relação de risco da indústria e recompensa, da seguinte maneira:

EXPECTED MONETARY VALUE (EMV)

$$\text{EMV} = (\text{Reward} \times SP) - [\text{Risk capital} \times (1 - SP)]$$

Where

EMV = Expected monetary value

Risk capital = Bonuses, dry hole costs, G&G, etc.

SP = Success probability

Reward = Present value of a discovery based on discounted cash flow analysis discounted at corporate cost of capital.

³⁶ Custo de oportunidade é a representação do valor perdido ao fazer uma escolha entre diferentes alternativas. Ao optar por uma alternativa, implica em deixar de ganhar numa aplicação ao invés de outra (Ross *et al*, 2013).

Outro ponto importante segundo o autor (1994) é que em virtude de negociações entre Estado e empresas, os termos fiscais (principalmente o *Government Take*) teria forte incidência não só na decisão de investimento como na permanência até o sucesso da empreitada exploratória (no cenário de sucesso, há um ponto favorável no fator recompensa).

Por sua vez, o VPL pode ser obtido pela seguinte fórmula:

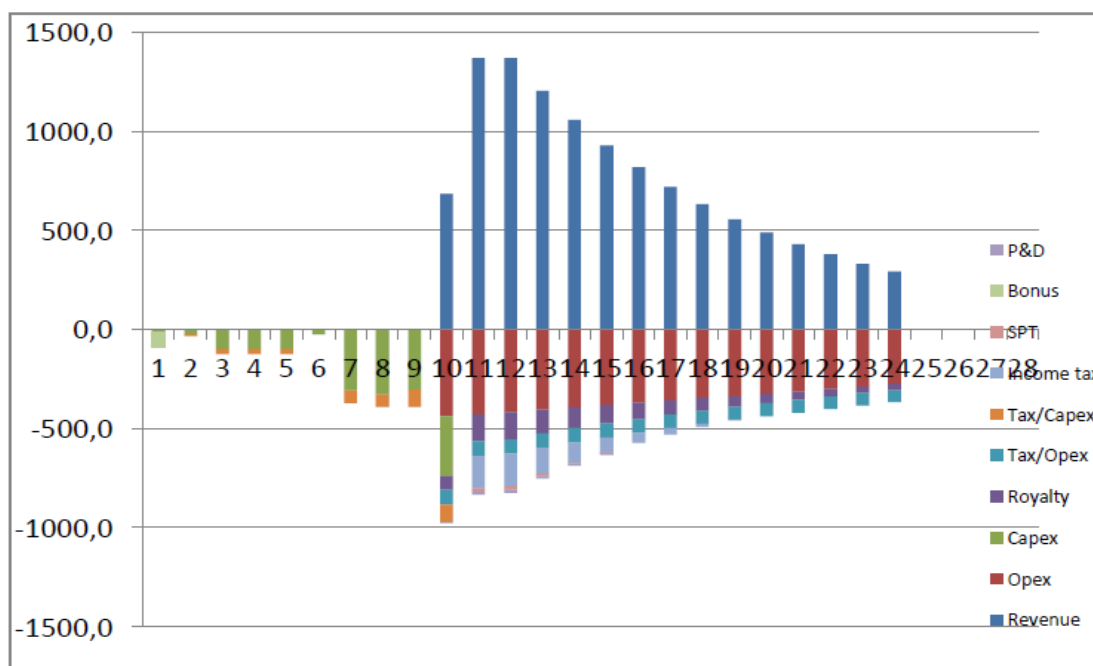
$$VPL = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+TMA)^1} + \frac{FC_2}{(1+TMA)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+TMA)^n}$$

Neste caso, FC é o fluxo de caixa do respectivo ano de investimento, levando em consideração a TMA que é a taxa de desconto (semelhante à taxa de juros, sendo então uma taxa mínima que aquele que investiu tem a proposta de receber acima ou se arrisca em pagar). Logo, FC do ano 0, é o investimento inicial, que será somado com fluxos de caixas ao longo dos anos que durar o projeto, numa sistemática de fluxo de caixa descontado. É a partir desta fórmula que se atinge o resultado do VPL e pode-se verificar se o projeto é viável financeiramente ou não.

4.2 ESTUDO DA AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS DE PETRÓLEO: CENÁRIOS COM E SEM REPETRO

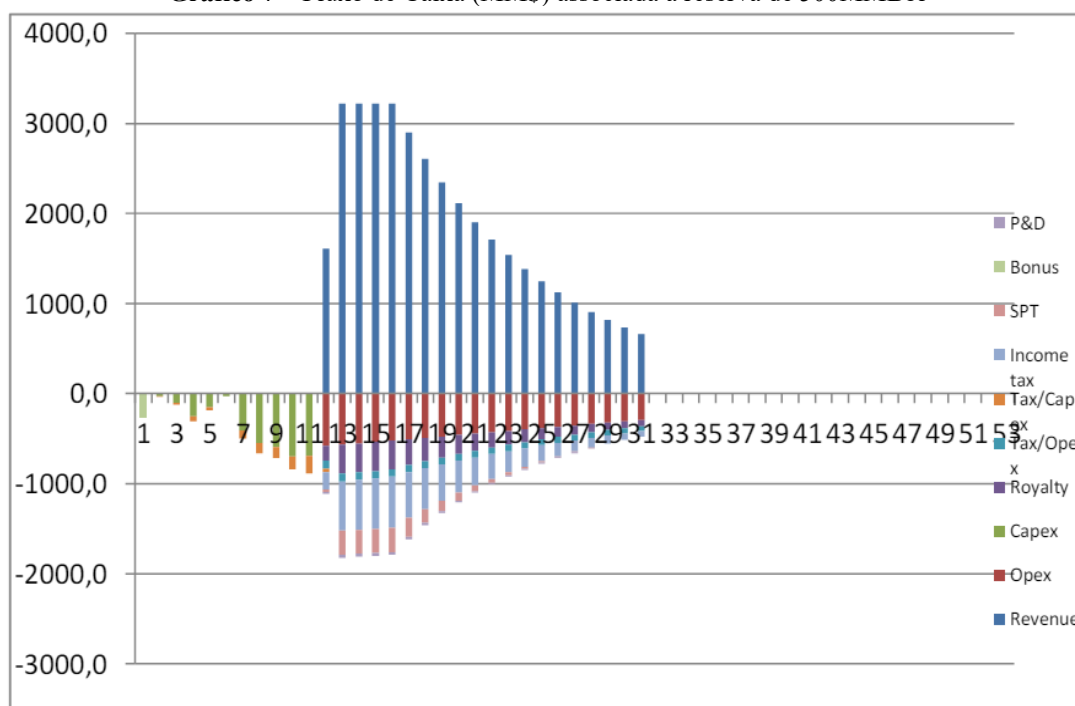
Uma vez fixados aspectos metodológicos da avaliação, cabe analisar exemplos de modelagens econômico-financeiras para investigar os impactos do REPETRO sobre os projetos do petróleo. Então, iniciando por Coimbra e Almeida (2012), estes elaboraram dois modelos de simulação econômico-tributária, a partir de dois tamanhos de reservas recuperáveis, uma de 150MMBbl e outra de 500MMBbl. A simulação levou em consideração que o projeto seria desenvolvido em águas profundas, com taxa de risco geológico de 50%, Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 10%, depreciação conforme volume de produção, alíquotas de *royalties* em 10%, bônus de assinatura em US\$0,5/Bbl. Para o cálculo da modelagem econômico-financeira dos projetos foi utilizado o software Microsoft Excel (Almeida; Coimbra, 2012).

Para o projeto da reserva de 150MMBbl, foram 10 anos da fase de exploração e desenvolvimento até chegar ao ano 1 de produção, que por sua vez irá perdurar por 15 anos. A análise com e sem REPETRO leva em consideração o preço do petróleo entre US\$45,00 e US\$105,00 por barril, CAPEX entre US\$19,00 e US\$25,00 por barril e OPEX entre US\$12,00 e US\$18,00 por barril. O fluxo de caixa da reserva de 150 MMBbl ficou representado da seguinte forma:

Gráfico 6 – Fluxo de Caixa em Milhões de Dólares Associada à Reserva de 150 MMBbl

Fonte: Almeida; Coimbra, 2012

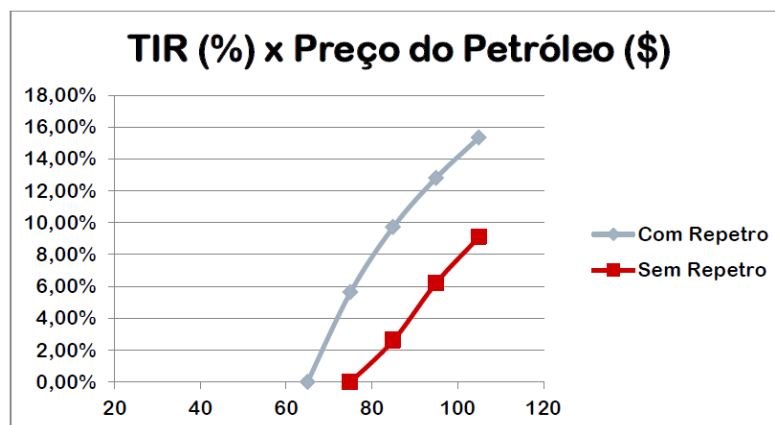
Por sua vez, no projeto da reserva de 500MMBbl, após a fase de exploração e desenvolvimento, inicia-se a produção no 12º ano e perdurará por 27 anos. A análise de sensibilidade com e sem REPETRO leva em consideração o preço do petróleo entre US\$45,00 e US\$105,00 por barril, CAPEX entre US\$10,00 e US\$16,00 por barril e OPEX entre US\$5,00 e US\$11,00 por barril. O projeto ficou no seguinte formato:

Gráfico 7 – Fluxo de Caixa (MM\$) associada à reserva de 500MMBbl

Fonte: Almeida; Coimbra, 2012

Quanto aos resultados obtidos do projeto de 150 MMBbl, houve uma diferença de 6% nos cenários com e sem REPETRO, o que implica considerar que diante da taxa de desconto de 10%, o projeto só teria viabilidade sem o REPETRO se o preço do barril fosse acima de US\$105,00, enquanto, com incidência do REPETRO, o projeto seria viável no valor a partir de US\$80,00:

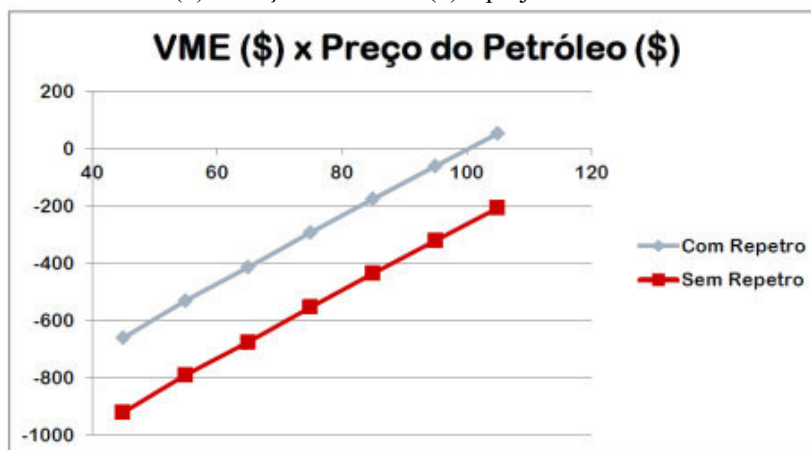
Gráfico 8 – Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a Variações no Preço do Petróleo – projeto de 150 MMBbl



Fonte: Almeida; Coimbra, 2012

A respeito do Valor Monetário Esperado (VME), a diferença com e sem REPETRO atinge o montante de US\$200 milhões, de maneira que ao incidir o regime especial, o VME é positivo, desde que o valor do barril atinja US\$100, enquanto em todos os cenários sem o REPETRO, o projeto é economicamente inviável (VME negativo):

Gráfico 9 – Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a variações no preço do petróleo em dólar por barril - VME(\$) x Preço do Petróleo (\$) – projeto de 150 MMBbl

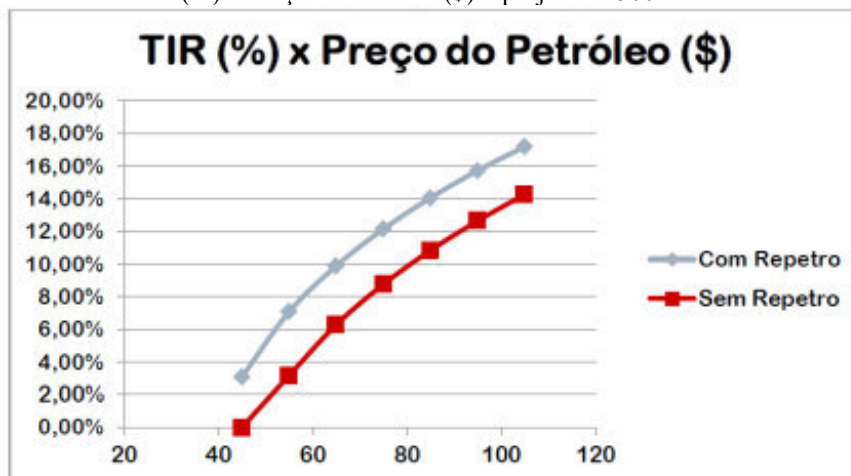


Fonte: Almeida; Coimbra, 2012

Em sequência, para o projeto de 500MMBbl é importante inicialmente pontuar que a escala de produção faz diferença no projeto, pois há um impacto significativo nas receitas e tende a diminuir custos. Por esse motivo, Coimbra e Almeida (2012) alertam que nesse cenário

considerando o REPETRO, o impacto é ainda maior na rentabilidade do projeto. Foi feito então a confrontação dos cenários (com e sem REPETRO):

Gráfico 10 – Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a variações no preço do petróleo em dólar por barril
TIR (%) x Preço do Petróleo (\$) – projeto de 500MMBbl

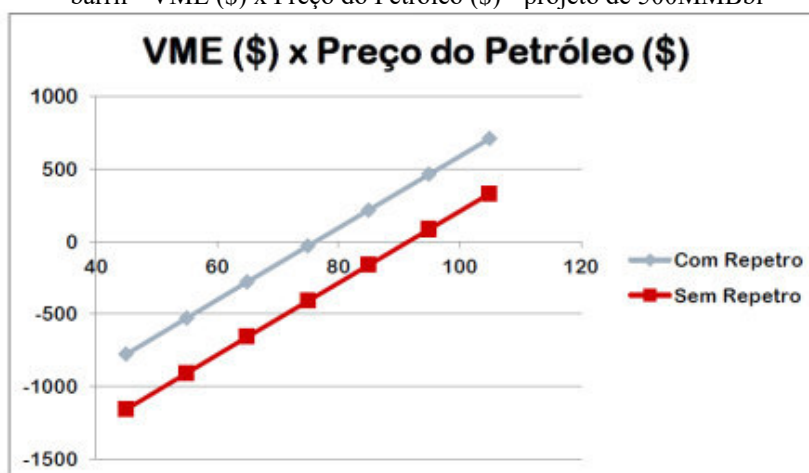


Fonte: Almeida; Coimbra, 2012

Verifica-se então que a variação das TIR ficou em 3%, devendo considerar ainda a taxa de juros de 10%. Implica então dizer que sem o REPETRO apenas seria viável o projeto se o barril do petróleo for acima de US\$80,00, enquanto com o REPETRO, é viável economicamente se o valor do barril atingir US\$65,00. Ademais, a viabilidade econômica real se dá pela escala de custos OPEX e CAPEX da produção, sendo inviável então sem esses fatores favoráveis.

Dessa forma, quando feita a análise do VME e o preço do petróleo, a diferença de cenários com e sem REPETRO resultou o montante aproximado de US\$400 milhões. O VME torna-se negativo, quando o preço do barril não ultrapassa US\$90,00, enquanto o VME é positivo com o REPETRO, com o valor do barril a partir de US\$75,00:

Gráfico 11 – Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a variações no preço do petróleo em dólar por barril - VME (\$) x Preço do Petróleo (\$) - projeto de 500MMBbl

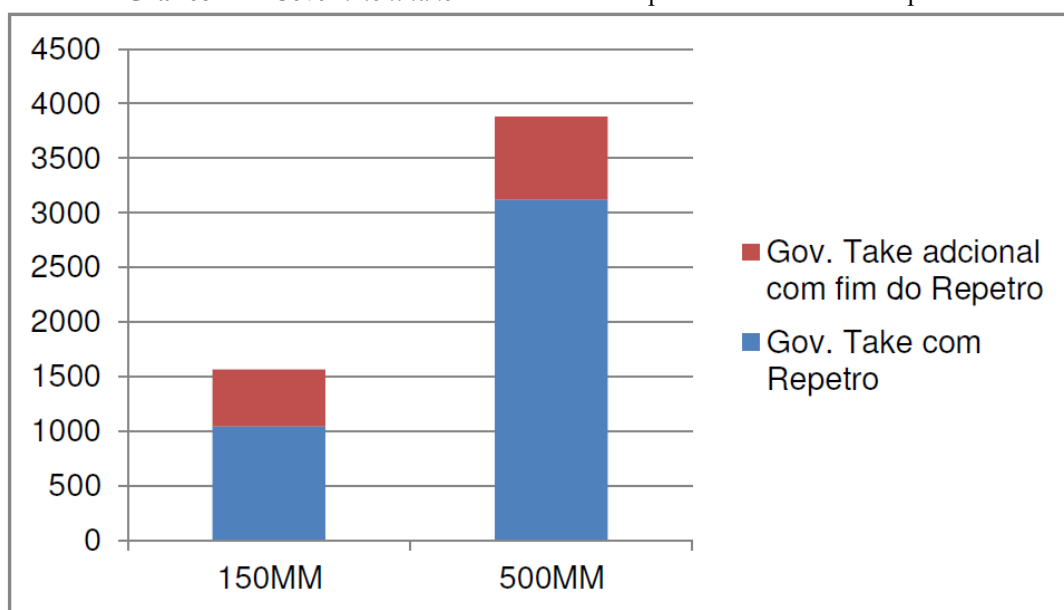


Fonte: Almeida; Coimbra, 2012

Concluindo a análise, Coimbra e Almeida (2012) faz a estimativa do *Government Take* nos cenários com e sem REPETRO para comparar o total da renda absorvida nos projetos simulados. No projeto de 150MMbbl foram somados o bônus de assinatura, os *royalties*, as participações especiais e a tributação, que resultou no importe de R\$1bilhão. Entretanto, no projeto de 500MMbbl, considerando todos os referidos fatores, o valor ultrapassa R\$3bilhões.

No cenário sem o REPETRO, o governo arrecada uma parcela (em vermelho no gráfico a seguir) de R\$500milhões e R\$700milhões, respectivamente, sendo uma captura extra de 33% e 20% do total:

Gráfico 12 – *Government take* adicional com Repetro e com o fim do Repetro



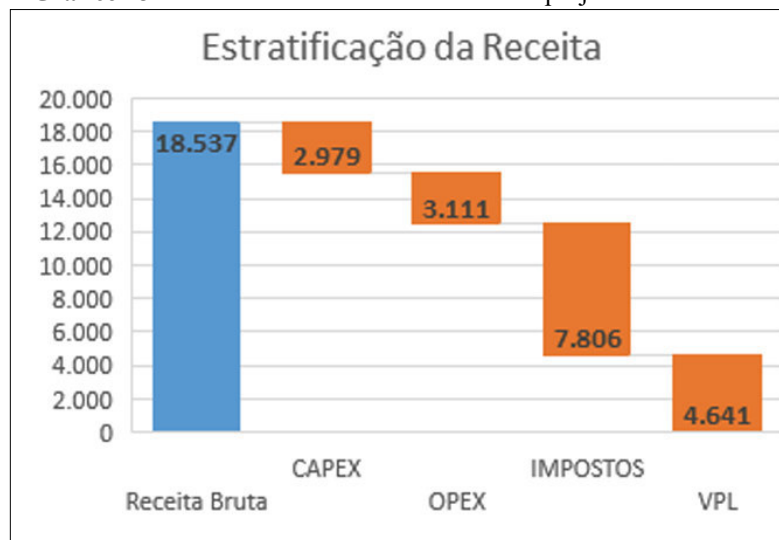
Fonte: Almeida; Coimbra, 2012

Assim, com as análises do VME e TIR, considerando cenários com e sem REPETRO, os impactos nos indicadores de viabilidade, atratividade e rentabilidade dos projetos devem ser considerados sob a ótica do investidor da indústria do petróleo, já que o simples aumento da arrecadação tributária (e consequente aumento do *Government take* via tributação) eleva significativamente a inviabilidade econômica de desenvolvimento de projetos do petróleo no Brasil. Um efeito inverso então é possível acontecer por inviabilizar principalmente projetos menores, representando uma má condução da política tributária (Almeida; Coimbra, 2012).

Dessa forma, é verificável nesta simulação que o aumento da fatia governamental retirando a desoneração do REPETRO não é tão significativa em termos arrecadatórios, frente a redução significativa de atratividade. Além de contrariar a prática internacional, ocasionaria perda de competitividade brasileira num cenário de concorrência global e a menor quantidade de projetos viáveis, haveria menor produção e consequente menor arrecadação.

Em seguimento, em outra simulação, Thaline Nogueira (2019) apresenta uma modelagem do estudo de viabilidade econômica de um projeto em que os poços têm produtividade de 25mil barris de petróleo por dia (bpd), com a produção iniciada após 10 anos da fase de exploração e desenvolvimento, atingindo picos de produção entre o 1º e o 7º ano (no caso hipotético, entre 2021 a 2028). Em resumo, o projeto apresentou os seguintes dados em termos de receita bruta, CAPEX, OPEX, tributação e VPL (valores em US\$ bilhões):

Gráfico 13 – Desdobramento do fluxo de caixa projeto Cenário Base



Fonte: Nogueira, 2019

A partir destes parâmetros do projeto, a autora (2019) pretendeu quantificar o impacto do REPETRO em dois cenários: um que seria aplicável o regime especial e outro que não seria. Ademais, houve o recorte de análise voltada para três materiais (típicos de âmbito CAPEX): a UEP (Unidade Estacionária de Produção), Coleta e Escoamento. Os cenários comparados resultaram da seguinte maneira:

Gráfico 14 – Comparação do CAPEX nos dois cenários

Disciplina	Benefício Repetro?	% do Total da Disciplina	Cenário sem Benefício Repetro			Cenário com Benefício Repetro			
			Capex líquido (I)	Impostos Indiretos (II)	Capex sem Benefício Repetro (I) + (II)	Capex líquido (I)	ICMS Cenário Repetro (IV)	Impostos Indiretos com Benefício Repetro (V)	Capex com Benefício Repetro (I) + (IV) + (V)
Poço	Não Repetro	100	1.199	529	1.728	1.199		529	1.728
UEP	Repetro	95	1.167	733	1.900	1.167	36		1.204
	Não Repetro	5	61	39	100	61		39	100
Coleta	Repetro	62	468	244	711	468	14		482
	Não Repetro	38	290	151	441	290		151	441
Escoamento	Repetro	75	48	27	75	48	1		50
	Não Repetro	25	16	9	25	16		9	25
TOTAL			3.250	1.730	4.980	3.250	52	727	4.029

Fonte: Nogueira, 2019

A diferença obtida foi que, sem o REPETRO, o CAPEX atingiu US\$4.980MM, enquanto com a incidência do regime o CAPEX foi de US\$4.029MM, sofrendo uma redução efetiva de 20%. Em continuidade, Nogueira (2019) demonstra que a redução do montante despendido em CAPEX por incidência do REPETRO melhora indicadores econômicos do projeto:

Gráfico 15 – Comparação dos indicadores econômicos nos dois cenários

	USD MM						TIR %	Brent de Equilíbrio
	Receita Bruta	Capex	Opex	Tributos	Fluxo de Caixa Nominal	VPL		
Sem Benefício Repetro	50.732	4.980	9.130	18.184	18.438	4.234	19,0%	35,68
Com Benefício Repetro	50.732	4.029	9.130	18.867	18.705	4.641	20,2%	32,01

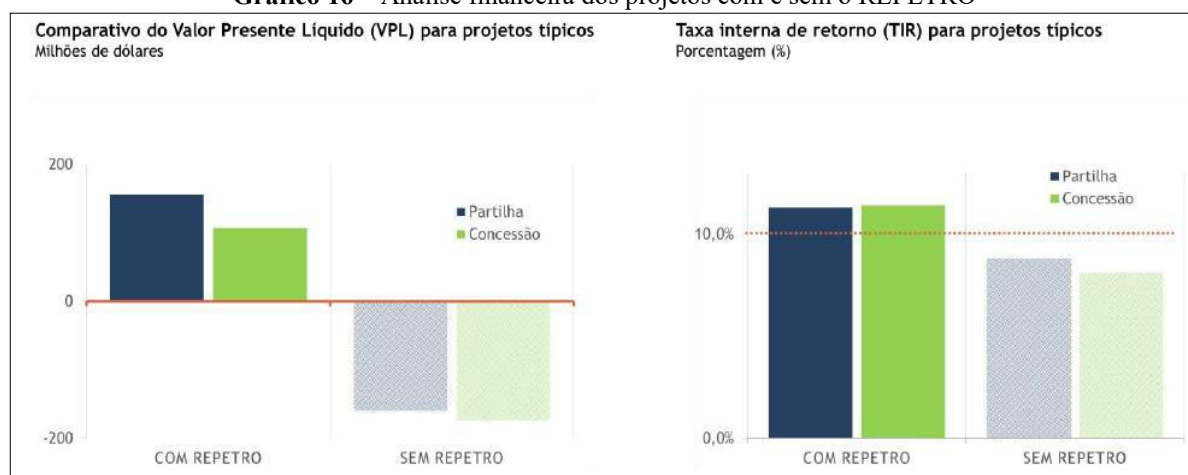
Fonte: Nogueira, 2019

Observa-se então que há uma redução efetiva no CAPEX em 20%, no recorte apresentado, o que aumenta a viabilidade econômica do projeto conforme demonstrado no VPL (aproximadamente US\$ 400MM), TIR com aumento de 1,2%, preço viável do barril a partir de US\$32,01 (sem REPETRO seria a partir de US\$35,68), aumentando assim a atratividade e rentabilidade do projeto.

Importante ainda consignar que a parte de OPEX não sofreu alteração nos dois cenários, já que nos custos operacionais, pressupõe receita decorrente de produção, o que não se aplica o REPETRO intensamente, implicando em tributação normal como *royalties*, participação especial e demais tributos, destacando-se o imposto de renda e CSLL (todo esse *Government Take* tem em comum a incidência sobre receita bruta, ou seja, produção). Assim, demonstrou-se que o REPETRO gera forte impacto sobre a rentabilidade dos projetos, o que é relevante diante de fatores relacionados a incertezas, geologia, imprevisibilidade de preços e contínuos avanços tecnológicos (Nogueira, 2019).

Desse modo, diante dos dois principais regimes contratuais de exploração no Brasil, contratos de concessão e contrato de partilha de produção, é importante visualizar a semelhança de impactos do REPETRO sobre os projetos desenvolvidos nestes dois diferentes regimes.

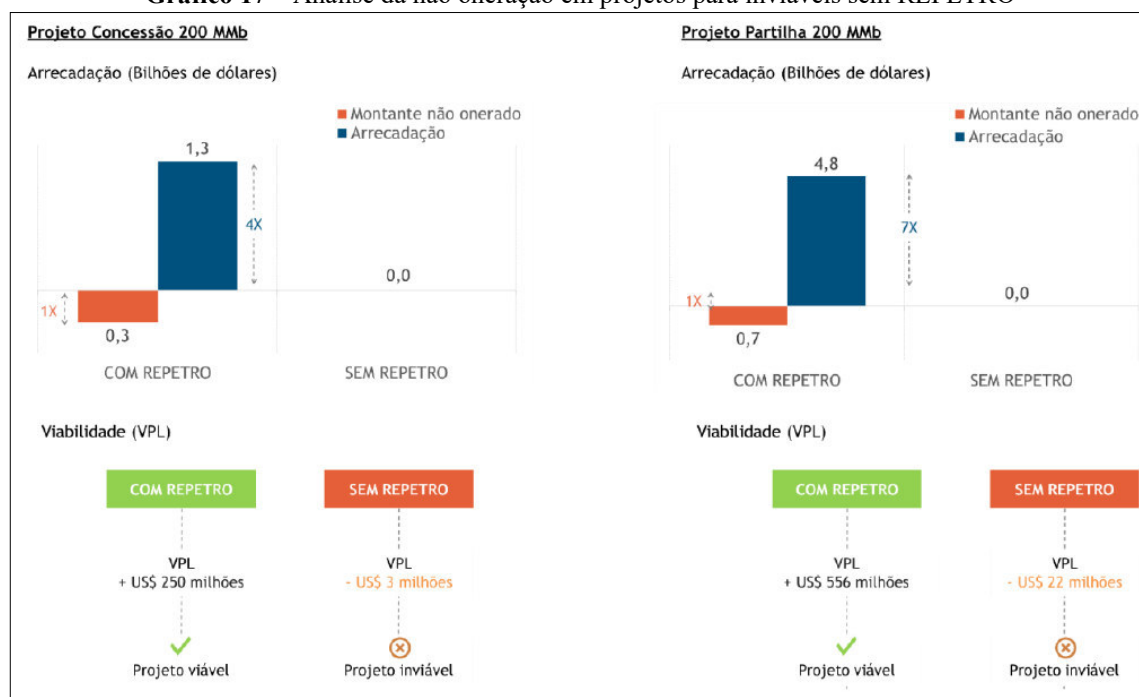
Ainda utilizando o Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) de projetos típicos, com cenários de preços com base na ferramenta *Vantage - IHS Markit* em junho de 2020 (avaliação de projetos *upstream* típicos, com projeção de preço, custo de capital, custos operacionais e tributação), o IBP (2022c) compara os impactos do REPETRO nos projetos:

Gráfico 16 – Análise financeira dos projetos com e sem o REPETRO

Fonte: IBP, 2022c

Nota: Elaboração IBP, com dados da ferramenta *Vantage – IHS Markit*. Modelagem usando estimativa de preços do cenário base IHS em junho 2020

No comparativo apresentado, observa-se que projetos que são desenvolvidos no pré-sal, logo sob o regime contratual de produção de partilha, apesar de apresentar maior atratividade quanto aos projetos, nos cenários sem REPETRO sofrem decréscimo tanto no VPL (por volta de US\$200 milhões) como redução na TIR a ponto de restarem inviáveis. Em sequência, não só o VPL apresenta queda sem o REPETRO, forçando limites de viabilidade sob a dependência do volume de produção e preço do petróleo, como o montante que é arrecadado a mais não é tão significativo, sobretudo em projetos de pequeno porte, como demonstrado pelo IBP (2022c) a seguir:

Gráfico 17 – Análise da não operação em projetos para inviáveis sem REPETRO

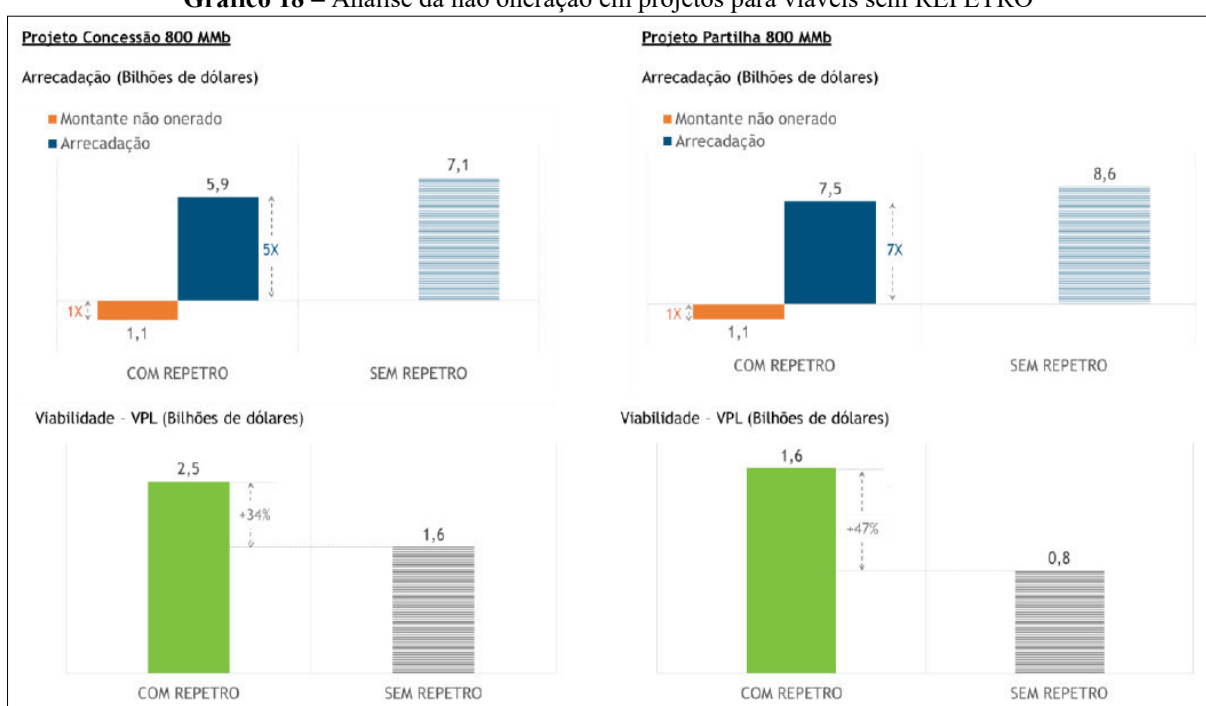
Fonte: IBP, 2022c

Nota: Elaboração IBP, com dados da ferramenta *Vantage – IHS Markit*.

Ou seja, quando se aumenta a arrecadação via tributação na fase de exploração e desenvolvimento, ao invés de deslocar para quando houver produção, e consequente receita, obtém-se como resultado a inviabilidade do projeto. Verifica-se ainda que a arrecadação não é significativa, comparando a arrecadação com o montante não onerado, porém o impacto sobre o VPL é crucial na viabilidade no projeto.

No caso de projetos viáveis mesmo sem o REPETRO, enfatiza-se que são aqueles que o volume de produção são maiores e, por esse motivo, acabam sendo mais rentáveis, observa-se que a arrecadação maior (montante que não seria onerado) não chega a ser significativa, porém o impacto sobre a viabilidade do projeto (em VPL) apresenta diferença considerável:

Gráfico 18 – Análise da não oneração em projetos para viáveis sem REPETRO



Fonte: IBP, 2022c

Nota: Elaboração IBP, com dados da ferramenta *Vantage – IHS Markit*

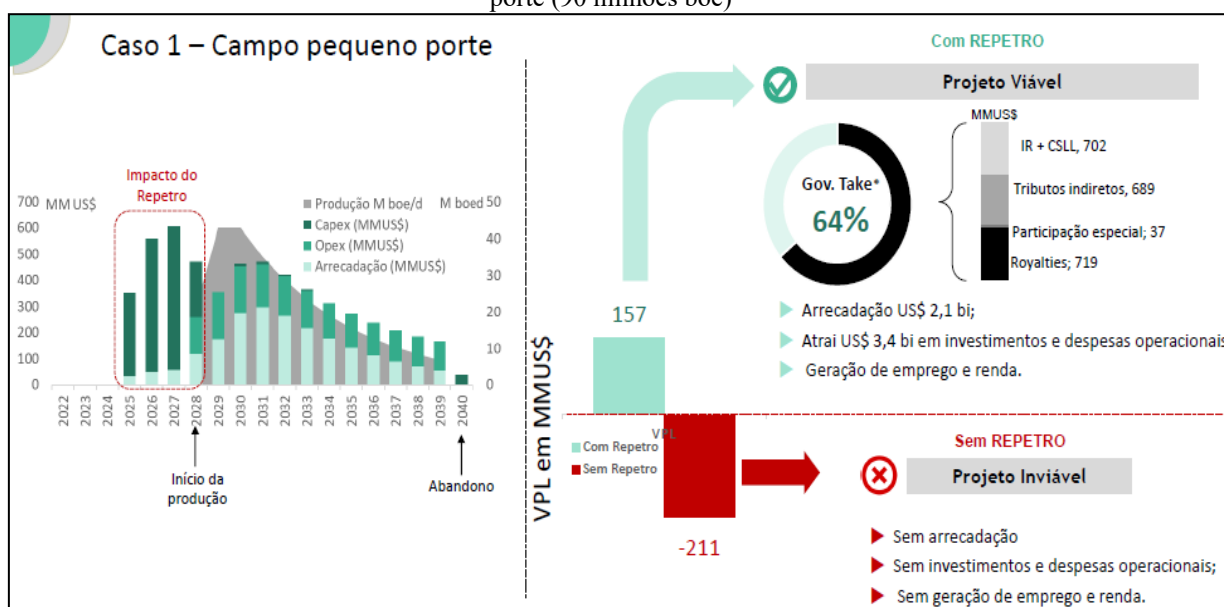
Assim, verifica-se que os resultados expostos pelo IBP (2022c) coadunam com os apresentados por Coimbra e Almeida (2012) sobre o comparativo do *Government take* adicional com REPETRO e sem o REPETRO, cabendo enfatizar que a depender do volume da produção, o REPETRO tem impacto mais expressivo sobre a viabilidade do projeto.

Mais uma vez, cabe questionar se é prudente considerar a retirada do REPETRO para aumentar a arrecadação, fazendo incidir a tributação na fase de risco e investimento, refletindo se compensa a longo prazo e se isso não irá inviabilizar projetos de tal maneira que a produção nacional sofrerá uma redução.

Ainda em consonância aos resultados e análises apresentados pelo IBP (2022c), bem como Coimbra e Almeida (2012), a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo (Abpip) também realizou estudos sobre viabilidade de projetos de petróleo desenvolvidos no Brasil sob os cenários com e sem REPETRO.

No primeiro caso apresentado pela Abpip (2022), a simulação é de um campo de pequeno porte com produção de 12 anos, em águas rasas, sob regime de concessão, com preço do petróleo a US\$70/bbl, taxa de desconto de 10% a.a., um FPSO (de 50 mil bpd), com investimento CAPEX de US\$1,7 bilhão e OPEX de US\$1,4 bilhão, o que gera os seguintes resultados representativos:

Gráfico 19 – Análise comparativa de rentabilidade - Simulação efeitos do Repetro-Sped - Campo de pequeno porte (90 milhões boe)



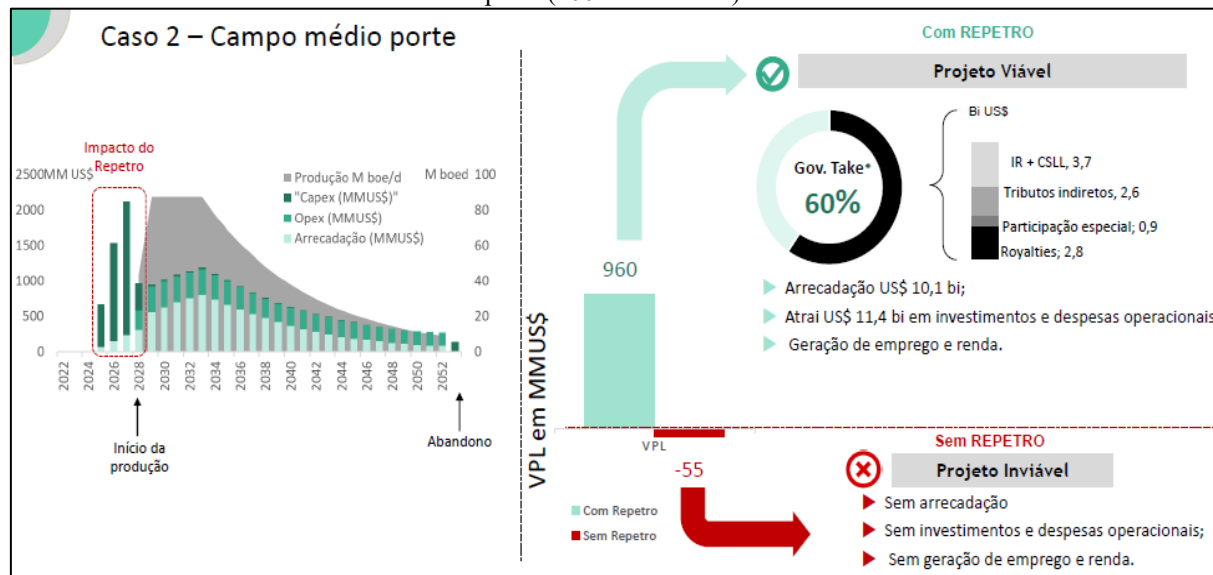
Fonte: ABPIP, 2022

Os resultados demonstram que o REPETRO impacta diretamente no VPL, tornando o projeto viável e por consequência sendo executado até chegar a fase de produção. Com a produção, além do investimento de US\$3,4 bilhões no petróleo brasileiro, há geração de emprego e renda, bem como a arrecadação atinge US\$ 2,1 bilhões, representando *Government Take* de 64% (distribuídos em IR, CSLL, tributos indiretos, participação especial e *royalties*). Sem o REPETRO, o VPL torna-se negativo, sendo inviável executar o projeto e consequentemente não haverá investimentos, produção, arrecadação e nem geração de emprego e renda.

Já no caso 2 apresentado pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo - Abpip (2022), trata-se de um campo de porte médio, em águas rasas, com reserva de 400 MMboe, sob regime de concessão, com campo de produção de 25 anos, preço do petróleo

a US\$75, taxa de desconto de 10% a.a., FPSO (de 80 mil bpd), investimento CAPEX de US\$4,7 bilhões e OPEX de US\$6,2 bilhões, resultando o seguinte gráfico:

Gráfico 20 – Análise comparativa de rentabilidade - Simulação efeitos do Repetro-Sped - Campo de médio porte (400 milhões boe)



Fonte: ABPIP, 2022

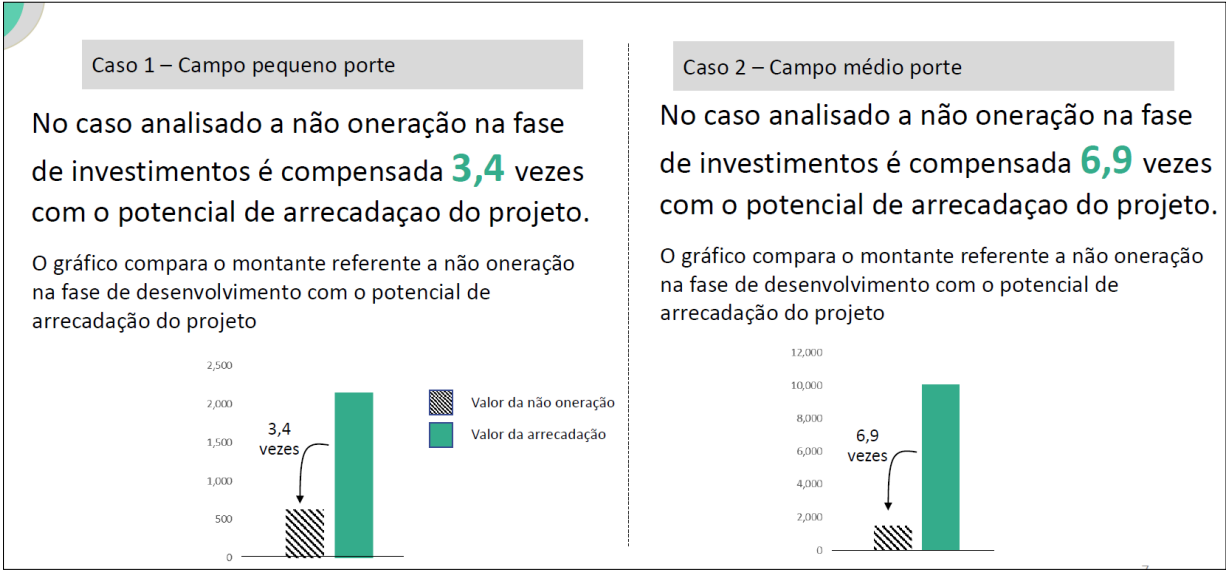
Nesta projeção, a viabilidade proporcionada pelo impacto do REPETRO permite a viabilidade do projeto (VPL positivo) como arrecadação de US\$10,1 bilhões, representando 60% de *Government Take*, investimentos de US\$11,4 bilhões e geração de emprego e renda. Ainda que seja um campo de médio porte, a ausência do REPETRO demonstra VPL negativo e inviabilidade do projeto.

Logo, há um ponto crucial de análise: não só para demonstrar que nos cenários com o REPETRO, o impacto do regime sobre o VPL é positivo, mas para observar até que ponto a ausência do regime torna um projeto economicamente viável ou atinge o VPL zero (quando o VPL atinge zero, significa que as despesas e as possíveis rendas são equivalentes).

Embora a literatura indique que o VPL zero é uma recomendação neutra (nem positiva e nem negativa), cabendo o decisor arriscar ou não (não necessariamente trará prejuízo), diante do alto risco da atividade econômica do petróleo é interessante considerar como projeto inviável aquele que na avaliação atinge VPL zero. Porém, essa visão não é absoluta, pois até mesmo os projetos com melhor avaliação estão sujeitos ao risco de falharem e resultarem em prejuízo, pois o resultado incerto até a completa execução é inerente a qualquer atividade econômica.

Assim, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo -Abpip (2022) conclui que no comparativo de cenários com e sem REPETRO, o valor da oneração é bem menor que o montante arrecadado, compensando incidir o regime especial tributário que não onera a fase de investimento comparado ao potencial arrecadatório do projeto executável:

Gráfico 21 – Balanço entre o benefício gerado pelo REPETRO x não oneração da fase de investimentos



Fonte: ABPIP, 2022

Em todos os casos expostos até aqui, a análise de viabilidade econômica está levando em consideração o sucesso exploratório e uma quantidade específica de duração e investimento das etapas de exploração e desenvolvimento, bem como uma simulação de produção. Mas na prática, além da volatilidade do preço do petróleo, há fracassos exploratórios que vão desde a tentativa de perfuração (poço seco), até a constatação empírica de que não há rentabilidade no projeto, mesmo após todo investimento despendido. Ou seja, o risco é variável, difícil de ter controle, de modo a inviabilizar eventualmente o projeto mesmo com termos fiscais favoráveis.

4.3 RESULTADOS POSITIVOS (COMPENSATÓRIOS) COM A APLICAÇÃO DO REGIME

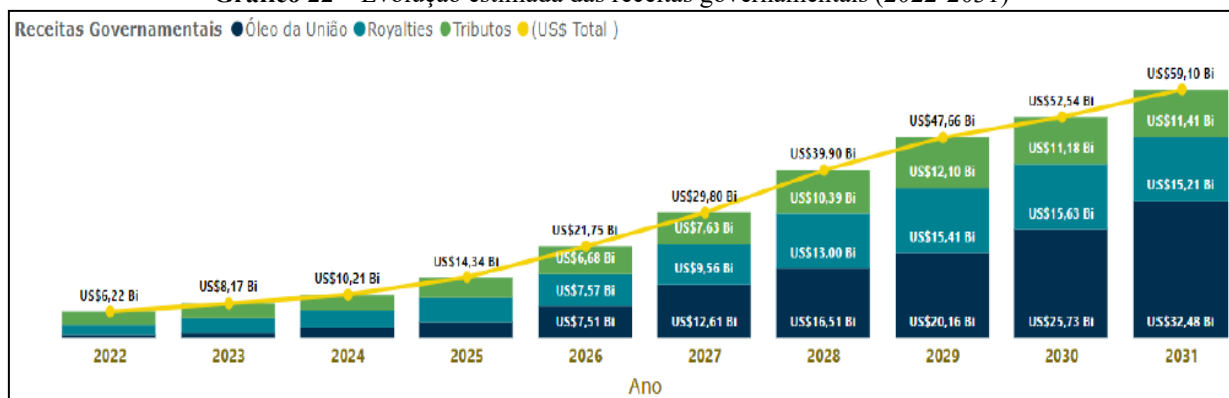
Após avaliação do regime sobre os projetos, faz-se então necessário realizar o balanço da aplicação do REPETRO em se tratando de resultados em prol do Brasil. Nos autos do processo TC 031.800/2016-5, o TCU analisa que há elevação no potencial arrecadatório estatal com o regime, em virtude da dimensão dos custos fiscais e investimentos que o regime especial abrange, cabendo destacar a diferença de tempo (*timing*) entre a fase de investimento e respectivas desonerações e a fase de produção em si, quando há a maior fatia de arrecadação estatal: há um espaço de tempo que, em média leva de cinco a seis anos de alto investimento para só então começar a produzir receita (Brasil, 2024).

Mas o ponto importante apontado na análise do TCU (Brasil, 2024) foi que as desonerações de 2013 ocorridas por causa do REPETRO passaram a ser recompensadas por arrecadações de receitas a partir 2018, e assim sucessivamente quanto aos outros projetos. Ou

seja, em 5 anos, a desoneração foi compensada pela arrecadação da fase de produção, como foi também o exemplo entre os anos de 2020 e 2021, que as desonerações alcançaram R\$ 80 bilhões (câmbio aproximado de R\$5 por US\$), e tiveram projeções que seriam recompensadas pelas arrecadação incidentes das receitas produzidas em 2025 e 2026.

A análise do TCU (Brasil, 2024) levou em consideração os dados divulgados pela Pré-Sal Petróleo S.A:

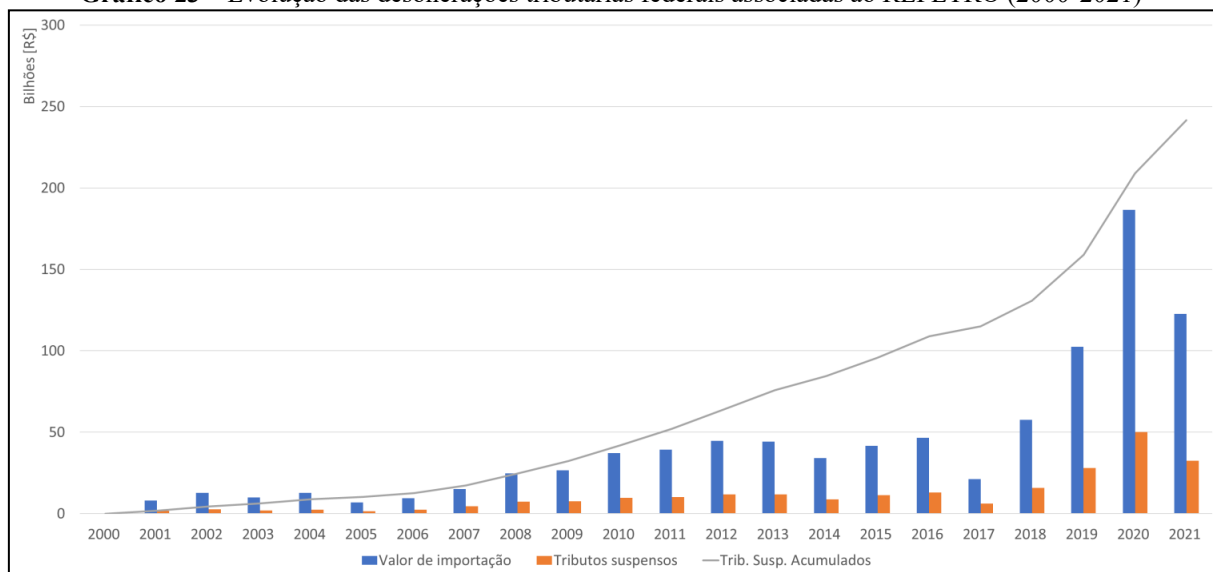
Gráfico 22 – Evolução estimada das receitas governamentais (2022-2031)



Fonte: TCU, a partir de dados da PPSA de 2022

Por sua vez, as desonerações ocorridas entre 2000 e 2021 foram levantadas pelo TCU (Brasil, 2024) no processo TC 031.800/2016-5 a partir de dados fornecidos pela Receita Federal Brasileira, sendo importante pontuar que a curva acentuada no gráfico ocorreu em virtude da implementação do Repetro-sped já que o novo regime trouxe a importação definitiva (o que totalizou R\$125 bilhões de desonerações entre 2018-2021, porém houve R\$450 bilhões de investimentos, demonstrando que o montante de investimentos é muito superior ao custo fiscal):

Gráfico 23 – Evolução das desonerações tributárias federais associadas ao REPETRO (2000-2021)



Fonte: elaboração do TCU a partir de dados da RFB de 2022

Mesmo com a implementação do regime especial reformulado, o que gerou um movimento atípico de importações definitivas de ativos para o Brasil, a desoneração atingiu aproximadamente R\$125 bilhões entre 2018 e 2021, mas em 2026 a estimativa de arrecadação é de R\$100 bilhões (cerca de US\$ 21 bilhões, sob o câmbio de R\$ 5/US\$) e com a estimativa de atingir picos arrecadatários de R\$ 300 bilhões em 2031 (aproximadamente US\$ 60 bilhões, sob o câmbio de R\$ 5/US\$).

Dessa forma, expôs o TCU (Brasil, 2024) que a desoneração tributária conferida pelo REPETRO além compensar, trata-se na verdade de uma postergação arrecadatária, que o Estado não arrecada na etapa inicial de desenvolvimento, quando não há receitas, o volume de investimentos é vultoso, para arrecadar quando o investimento estiver gerando resultado e existir receitas por causa da produção de óleo e gás. Ademais, é relevante observar que há fidelidade com a arrecadação governamental e o investimento que está sob incidência do REPETRO.

Indo além do que o TCU demonstrou, todo o montante arrecadado e estimado para os próximos anos, tiveram o fator REPETRO como atrativo para que os investimentos fossem empregados e mais volume de produção de petróleo fosse viável. A demonstração é que tributar sobre receita funciona melhor e compensa ao longo do tempo, ao invés de tributar a fase de investimento.

Assim, o efeito econômico promovido pelo REPETRO deslocando o momento arrecadatário (postergação de etapa) possui duas razões principais na exposição do TCU (Brasil, 2024): diminuir efetivamente o capital que está exposto a grande risco, aumentando assim a viabilidade projetos a serem desenvolvidos no Brasil e gerar riqueza no setor (I); e equiparar a regulação tributária brasileira com a praticada por outros países produtores petróleo, promovendo assim competitividade do Brasil no cenário mundial (II).

Mais uma vez indo além da constatação do TCU, que pelos números da indústria e prática internacional já demonstravam com clareza a regulação ideal frente ao funcionamento do setor, aqui aponta-se que a desoneração conferida pelo REPETRO é parcial e não total. Não obstante as obrigações perante a receita federal, lista restrita de bens e demais questões burocráticas para encaixe devido no regime, ainda há tributação na etapa de desenvolvimento, embora em alíquota menor. Logo, a competitividade brasileira é ampliada com o REPETRO, mas não é uma ampliação máxima pois ainda há oneração tributária sobre o investimento.

Destarte a atratividade, outro ponto é estimar após esse longo ciclo de investimento e risco (exploração e desenvolvimento, que podem levar 10 anos), no caso de sucesso

exploratório, em quanto tempo a empresa terá de volta as despesas empregadas completamente compensadas e um efetivo retorno com a etapa de produção (em termos de lucro).

Para tanto, Ferreira e Duque (2020) realizaram uma análise da viabilidade financeira de um projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo, com o parâmetro semelhante ao Campo de Albacora Leste, localizado na Bacia de Campos (localizado no Estado Rio de Janeiro) para analisar em quanto tempo o investimento da operadora seria recuperado após os investimentos e custos despendidos, incluindo tributação e valores devidos ao Estado (como *royalties*). Trouxe então como ponto central da análise o *payback period*, ou seja, o tempo necessário de produção para que o projeto se pague, equiparando o investimento feito e as receitas geradas, a ponto de recuperar o capital investido.

Para esse fim, além dos valores praticados da época de 2020 (o barril custou em média US\$41,60) em termos de custos e preço do óleo, foram visualizados três cenários: o otimista com o barril a US\$50,00, o realista com o barril a US\$40,00 e o pessimista com o barril a US\$25,00. Mesmo nos diferentes cenários, os projetos eram viáveis seja utilizando o VPL ou TIR como indicadores, e o resultado do *payback* foi o seguinte:

Quadro 23 – Indicadores econômicos

<i>Indicador</i>	<i>Otimista</i>	<i>Realista</i>	<i>Pessimista</i>
<i>VPL (Mil \$)</i>	993.062	585.475	52.015
<i>TIR (a.a)</i>	41,1%	30,3%	11,8%
<i>PAYBACK (anos)</i>	4,9	4,9	7,3

Fonte: Ferreira; Duque, 2020

Observa-se então que o tempo médio para recuperação do investimento feito é cerca do 5º de produção de um projeto viável, a depender do valor do preço do barril do petróleo praticado (cenário), podendo o retorno do investimento ser alcançado apenas após o 7º ano num cenário pessimista.

Então, há uma convergência na análise do TCU (Brasil, 2024) ao indicar que a desoneração conferida pelo REPETRO se compensa entre o 5º ou 6º ano de produção, com a análise de Ferreira e Duque (2020) ao concluir que os investimentos realizados pela operadora de petróleo começariam a retornar (*payback*) por volta do 5º ano de produção, seja num cenário otimista ou realista, ou por volta do 7º ano num cenário pessimista.

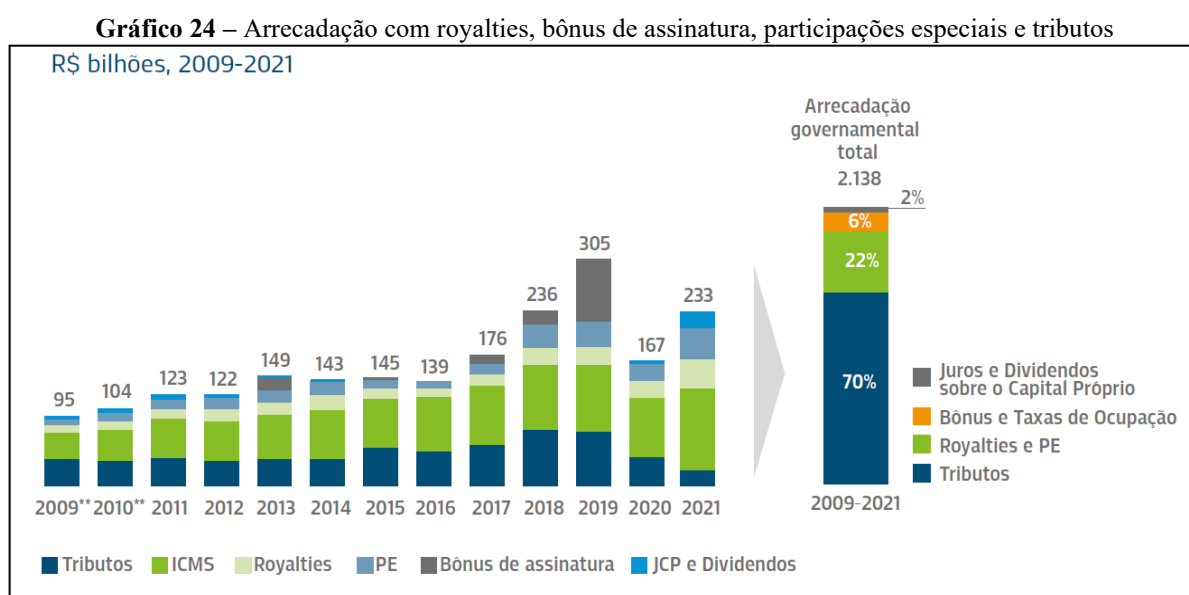
Na análise de viabilidade econômica de projetos no regime de partilha de produção realizada por Caldas e Amaral (2015), foi feito o estudo de caso do campo de Libra no pré-sal, bloco leilado em 2013 na primeira rodada de licitação da área do pré-sal sob o regime de partilha de produção. O projeto teve como estimativa de 37 anos, de 2014 a 2050, com a produção do primeiro óleo em 2019 (após 5 anos da fase de exploração & desenvolvimento,

teve início a fase de produção), com o pico de produção de 1,8 milhões de barris, com CAPEX total de US\$87,7 bilhões, fixação do óleo parcela da união em 41,65%, *royalties* de 15% e consideração de tributação de 34% sobre óleo tributável (lucro tributável, sob o óleo pertencente às operadoras).

Nestes termos, sob a viabilidade do projeto dependendo do valor de U\$\$ 71,71 do preço do barril, o *payback* será alcançado em 2027, aproximadamente 6 anos a contar do início da produção, 14 anos após a arrematação e exploração do bloco (Caldas; Amaral, 2015). O resultado do estudo de caso está congruente com a simulação feita por Ferreira e Duque (2020), mesmo considerando a complexidade de fixação de valores para as variáveis que envolvem um projeto de petróleo.

De uma forma geral, a desoneração do REPETRO é compensatória também sob um prisma mais abrangente socioeconômico nacional. Conforme já apontado pelo TCU (Brasil, 2024), a partir de dados da RFB, as desonerações ocorridas entre 2000 e 2021 (mesmo com a curva atípica de importações definitivas sob novo REPETRO vigente entre 2020-2040, Repetro-sped) totalizaram um pouco mais de R\$241 bilhões em desoneração tributárias, diante de mais de R\$ 903 bilhões em bens sob o amparo do REPETRO que se tornaram nacionais.

Apesar do montante das desonerações, a arrecadação governamental entre 2009 a 2021 atingiu mais de R\$2,1 trilhões em participações governamentais e tributos, conforme o gráfico elaborado pelo IBP (2022a) a partir de dados da Receita Federal, CONFAZ e ANP:



Fonte: Elaboração IBP com dados da Receita Federal, CONFAZ e ANP (2022a)

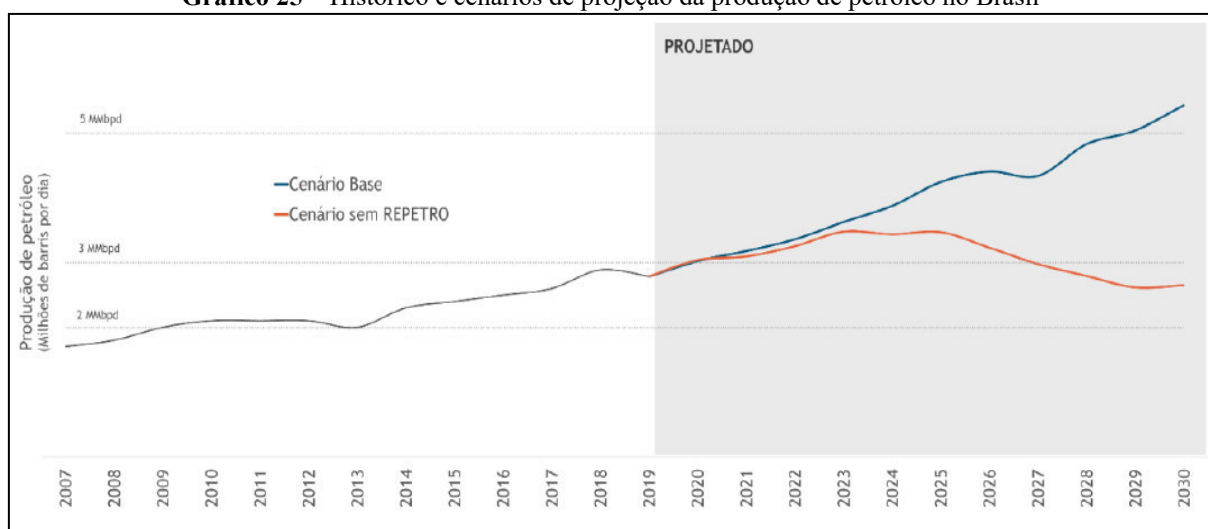
Logo, é mais uma vez observável que no longo prazo a desoneração conferida pelo REPETRO atrai investimentos que no momento que o projeto gerar receita, a tributação compensa a “renúncia fiscal”.

A lógica econômica é que a fase de produção pode durar décadas (em alguns casos 35 a 40 anos), o que compensa a longo prazo se a tributação não incidir sobre a fase de exploração e desenvolvimento que é um investimento intenso e de alto risco, mas que duram pouco tempo (5 a 10 anos). Por esse motivo que se fala que é uma postergação arrecadatória, ao mesmo tempo que promove atratividade de projetos (ABESPetro, 2024).

Não se trata apenas de uma lógica arrecadatória, uma mera renúncia fiscal concedida por um regime especial, mas há impactos que vão desde maior geração de empregos, segurança de abastecimento energético nacional, mais projetos sendo desenvolvidos no Brasil pela atratividade e com possibilidade de mais campos em produção. Sob a estimativa de 40%³⁷ de carga tributária nesta fase, sem o REPETRO, seria o equivalente de, a cada 100 reais investidos, apenas 60 reais seriam efetivamente destinados a atividades produtivas do petróleo, o que levaria a menor quantidade de campanhas exploratórias e consequente menor arrecadação incidente sobre a produção (ABESPetro, 2024).

Em continuidade, o IBP (2022c) demonstra uma simulação de cenários projetando como seria se o REPETRO fosse retirado totalmente em 2020 por perda da validade (rememorando que houve a reestruturação do REPETRO e extensão de validade até 2040). O resultado é que sem o REPETRO, o Brasil poderia deixar de produzir até 2.8 milhões de barris por dia em 2030, resultando numa queda de produtividade o equivalente a patamares produtivos de 2017 e impedindo o crescimento da produção futura comparada à produção atual. Os cenários com e sem REPETRO seriam representados da seguinte forma:

Gráfico 25 – Histórico e cenários de projeção da produção de petróleo no Brasil



Fonte: Elaboração IBP, com dados de ferramenta *Vantage – IHS Markit* (2022c).

Nota: modelagem usando estimativa de preços do cenário base IHS em março de 2021

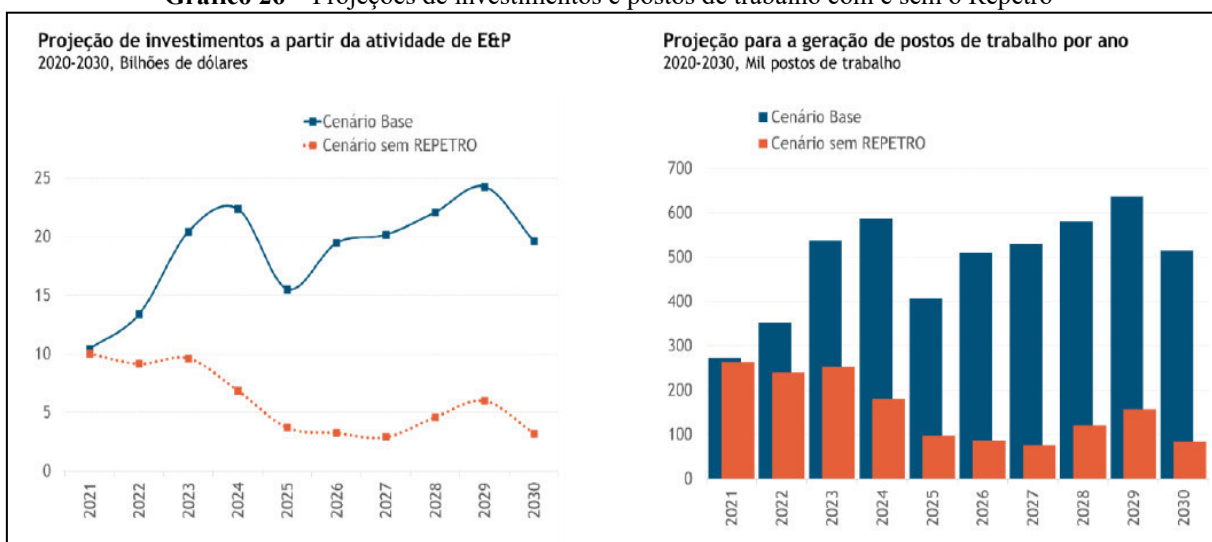
³⁷ Análise realizada pela ABESPetro (2024), considerando os seguintes percentuais: Imposto de Importação (II) 11.20%, PIS 2.10%, COFINS 10.65% e ICMS 18%.

A modelagem apresentada demonstra um impacto profundo no cenário econômico geral, para além da simples inviabilidade de projetos e queda de produção. Haveria impacto ao longo de toda cadeia do setor, desde a queda de empregos, menor fabricação industrial nacional no atendimento de demandas do setor, menor arrecadação estatal, até chegar no comércio em atacado e varejo, atingindo o consumidor, cidadão brasileiro.

Com base na estimativa apresentada, caso o REPETRO fosse retirado, dos 95 projetos na fase *upstream* desenvolvidos no Brasil até 2030, somente 26 continuariam viáveis sem o REPETRO, e diante da queda considerável do VPL, ainda assim a viabilidade destes projetos restantes perderiam competitividade em termos de rentabilidade se analisados economicamente a nível global (IBP, 2022c).

Ademais, em se tratando de investimentos, entre 2021 e 2023, haveria uma queda média saindo de US\$19 bilhões anuais, para quase US\$6 bilhões anuais, totalizando US\$120 bilhões que deixariam de ser gerados no período de 10 anos. Nesse cenário, os postos de trabalhos também deixariam de ser gerados anualmente (pois seria menor investimento, menor quantidade de projetos, menor produção, menor atividade produtiva em execução), representando mais 420 mil postos entre 2025 e 2050, bem como haveria retração do nível de postos, de maneira que em 2030, a redução de postos chegaria na ordem de 70% do que era em 2021. Nesse sentido as projeções do IBP (2022c) estimando o comparativo com e sem REPETRO:

Gráfico 26 – Projeções de investimentos e postos de trabalho com e sem o Repetro



Fonte: IBP (2022c)

Nota: Elaboração IBP, com dados da ferramenta *Vantage – IHS Markit*

Outrossim, na fase *upstream*, sobretudo quando há descoberta e inicia-se a fase de desenvolvimento, o aumento dos postos de trabalho para instalação de toda infraestrutura de produção é grandioso, o que também deve ser observado que esse contexto ocorre sobre a

incidência do REPETRO, atingindo um aspecto de relevância social. A curva de postos de emprego continua ao longo da fase de produção (se há produção, é porque as fases de exploração e de desenvolvimento foram bem-sucedidas) e também há um pico na fase de descomissionamento, como pode ser visto na representação a seguir:

Gráfico 27 – Ciclo típico do investimento em E&P – Níveis de emprego

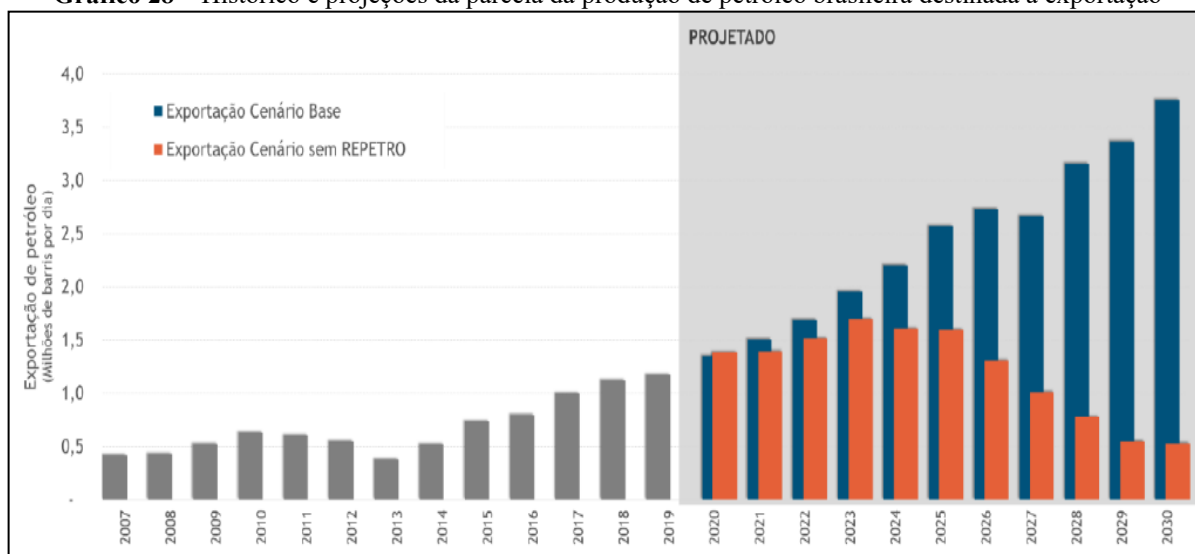


Fonte: ABESPetro, 2024

Nota: Elaboração IBP, com dados da ABESPETRO

No cenário sem o REPETRO, as exportações teriam retração ao ponto da estimativa de 2030 ser semelhante às exportações de 2009 (de 0,5 milhão de barris por dia), projetando quedas de valor por volta de US\$ 28,5 bilhões anualmente. Enquanto no cenário com REPETRO, a expectativa de exportação representa um aumento de 69% da produção no período entre 2019 e 2030, atingindo o volume de 3,7 milhões de barris de petróleo exportados por dia, uma marca de 24% a mais comparada a produção de 2022, conforme a projeção a seguir (IBP, 2022c):

Gráfico 28 – Histórico e projeções da parcela da produção de petróleo brasileira destinada à exportação



Fonte: IBP (2022c)

Nota: Elaboração IBP, com dados da ferramenta *Vantage – IHS Markit*

De fato, a pesquisa e projeções do IBP (2022c) reforçam a importância do REPETRO para o setor, apontando que o setor de O&G arrecadou mais de R\$1,8 trilhão em tributos, bônus de assinatura e participações especiais no período entre 2012 e 2022³⁸, representando cerca de 21% do investimento estrangeiro direto no Brasil³⁹.

Além disso, mesmo com os percalços históricos, o Brasil é o 7º maior produtor de petróleo do mundo em 2023, conforme a *US Energy Information Administration, International Energy Statistics* (2024):

Quadro 24 – Os 10 maiores produtores de petróleo e participação na produção mundial total de petróleo em 2023

Os 10 maiores produtores de petróleo ¹ e participação na produção mundial total de petróleo ² em 2023 ³		
País	Milhões de barris por dia	Participação no total mundial
Estados Unidos	21,91	22%
Arábia Saudita	11.13	11%
Rússia	10,75	11%
Canadá	5,76	6%
China	5.26	5%
Iraque	4.42	4%
Brasil	4.28	4%
Emirados Árabes Unidos	4.16	4%
Irã	3,99	4%
Kuwait	2,91	3%
Top 10 total	74,59	73%
Total mundial	101,81	

¹ O petróleo inclui petróleo bruto, todos os outros líquidos de petróleo e biocombustíveis.

² A produção inclui a produção doméstica de petróleo bruto, todos os outros líquidos de petróleo e biocombustíveis e ganho de processamento de refinaria.

³ Fonte de dados: US Energy Information Administration, International Energy Statistics, [Produção total de petróleo \(petróleo e outros líquidos\)](#) , em 11 de abril de 2024

Fonte: EIA, 2024

Trata-se de uma importante posição geopolítica e econômica na preservação dos interesses nacionais e soberania. Por outro lado, a mesma fonte de pesquisa aponta que o Brasil também é o 7º maior consumidor de petróleo do mundo, em 2022:

³⁸ Estimativa a partir de dados da Receita Federal, ANP e CONFAZ. Tributos incluem imposto sobre a importação (II), IPI, IRPJ, IRRF (imposto de renda retido na fonte, rendimentos do trabalho, rendimentos do capital, rendimentos de residentes no exterior e outros rendimentos), IOF, Cofins, PIS/Pasep, CSLL, contribuições previdenciárias (em DARF, GPS, empregado, empresa incluindo RAT e terceiros), ICMS e outras receitas administradas (IBP, 2022c)

³⁹ Estimativa com base em dados do Banco Central do Brasil para as CNAEs “Extração de petróleo e gás” e “Fabricação de Coque e Derivados” (IBP, 2022c)

Quadro 25 – Os 10 maiores consumidores de petróleo e participação na produção mundial total de petróleo em 2022

Os 10 maiores consumidores de petróleo ¹ e participação no consumo mundial total de petróleo em 2022 ²

País	Milhões de barris por dia	Participação no total mundial
Estados Unidos	20,01	20%
China	15,15	15%
Índia	5,05	5%
Rússia	3,68	4%
Arábia Saudita	3,65	4%
Japão	3,38	3%
Brasil	3,03	3%
Coreia do Sul	2,55	3%
Canadá	2,41	2%
Alemanha	2,18	2%
Top 10 total	61,08	61%
Total mundial	99,95	

¹ O *petróleo* inclui petróleo bruto, todos os outros líquidos de petróleo e biocombustíveis.

² Fonte de dados: US Energy Information Administration, International Energy Statistics, [Consumo total de petróleo \(petróleo e outros líquidos\)](#) , em 11 de abril de 2024

Fonte: EIA, 2024

Logo, tendo em vista que tais resultados atingiram esse patamar sob a vigência do REPETRO, para manter os níveis econômicos e desenvolvimento do setor, o regime é de suma importância para continuidade de atração de investimentos e viabilidade dos projetos do petróleo no Brasil.

4.4. CRÍTICAS À GESTÃO DO REPETRO: FALTA DE TRANSPARÊNCIA NA DIVULGAÇÃO DE DADOS, CARÊNCIAS DE MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO, BEM COMO AUSÊNCIA DE METAS E OBJETIVOS

Embora ao longo deste trabalho seja verificada a importância do REPETRO para atração de investimentos e desenvolvimento do setor petrolífero brasileiro, sobretudo por viabilizar economicamente os projetos de petróleo no Brasil, também é necessário analisar as falhas do regime especial. A análise crítica é uma importante reflexão para identificar problemas, destacadamente para apontar, após avaliação, eventuais propostas de soluções e aprimoramentos.

O REPETRO enquanto uma política tributária e aduaneira obviamente pode passar por melhorias para ocasionalmente fazer ajustes que promovam mais eficiência na consecução dos objetivos os quais o regime foi proposto e está fundamentado.

Portanto, na análise crítica do regime, os problemas mais evidentes e que de pronto saltam aos olhos estão relacionados à transparência e à acessibilidade de dados, ou seja, problemas relacionados à gestão governamental do REPETRO. Tais dados deveriam ser publicizados e frequentemente atualizados, demonstrando um acompanhamento estatal claro e específico do regime (principal por parte da RFB, órgão que gere com maior ênfase o REPETRO), expondo à sociedade civil as ações estatais, desempenho e fundamentos.

Esses problemas são críticos pois diversos desdobramentos são gerados, pairando a fragilidade da avaliação, carência de fundamentação, falta de clareza de objetivos e dificuldade de exame aprofundado da eficiência da ação estatal. Além disso, não coaduna com um Estado Democrático de Direito a falta transparência, demonstrando uma possível falta de articulação e carência de gestão das políticas estatais brasileiras.

Inicialmente, no site oficial da Receita Federal do Brasil, especificamente na parte do “Repetro” (Home > Assuntos > Aduana e Comércio Exterior > Manuais Aduaneiros > Repetro)⁴⁰, existia uma seção chamada “Estatísticas” que disponibilizava dados sobre o regime, extremamente importantes, que apresentavam informações como: recolhimento e renúncia aduaneira, valores das importações no REPETRO de acordo com o ano, montante do REPETRO de acordo com a modalidade e quantidade de declarações de importação desembaraçadas sob o REPETRO. Embora o detalhamento dos gráficos pudesse ser ainda mais especificado, a simples disponibilização dos dados em gráficos como estava já era de grande valia.

No entanto, entre meados de 2020 e 2021, a Receita Federal do Brasil retirou do site oficial a seção “Estatísticas” e desde então não houve mais atualização, carecendo de dados do período entre 2020 até 2024, atualizados. Apesar disso, as antigas “Estatísticas” do REPETRO podem ainda ser consultadas no Portal Sped Brasil⁴¹, exatamente como tinham sido disponibilizadas no site oficial da Receita federal do Brasil anteriormente (com dados até 2019).

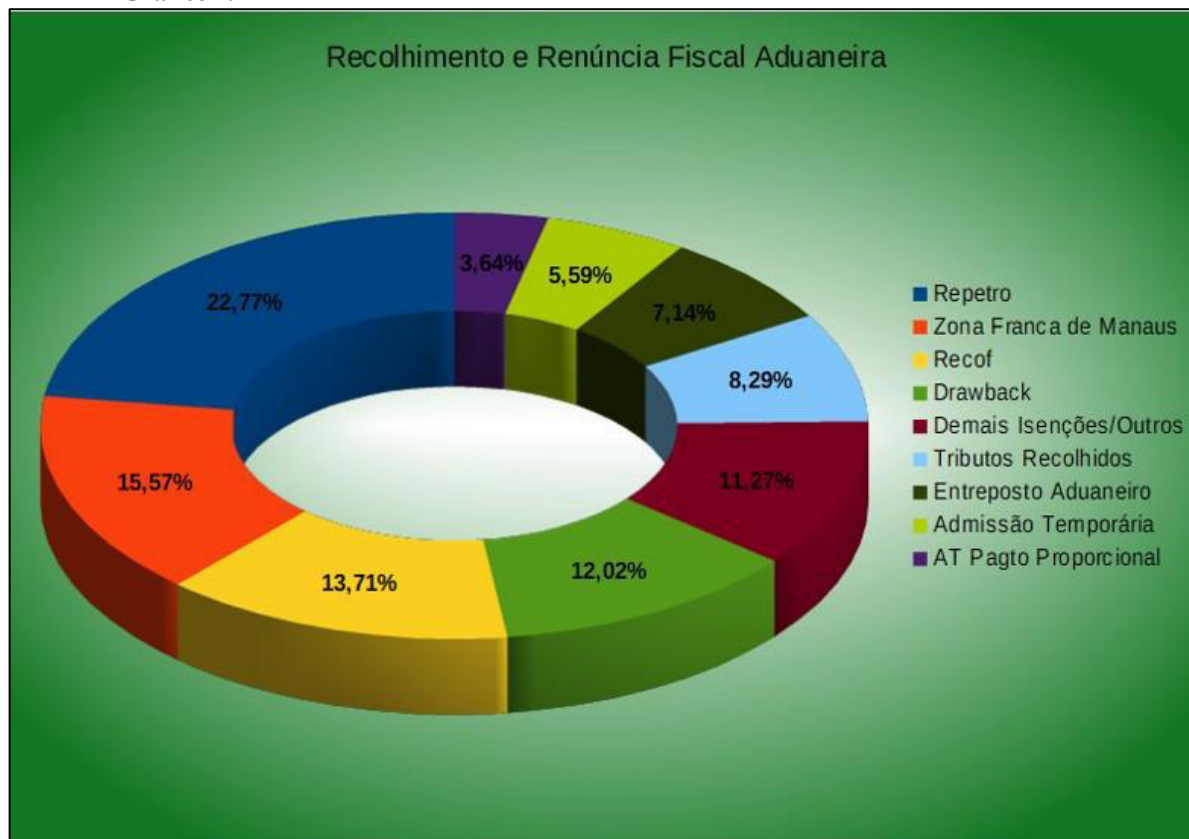
Passa-se então a exposição dos dados representados em forma de gráficos. O primeiro gráfico tratava do recolhimento de tributos federais aduaneiros e renúncia fiscal aduaneira, compreendendo o percentual de recolhimento os tributos federais incidentes sobre o comércio

⁴⁰ Como se pode verificar neste link: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/aduana-e-comercio-exterior/manuais/repetro>

⁴¹ No seguinte link: <https://portalspedbrasil.com.br/forum/e-manual-do-repetro-sped-publicado/>

exterior e da renúncia fiscal aduaneira (isenção, imunidade, suspensão da exigibilidade do crédito tributário), no período de 01 de janeiro de 1997 até 31 de dezembro de 2019, considerando as declarações de importação desembaraçadas (Brasil, 2020):

Gráfico 29 – Recolhimento de Tributos Federais Aduaneiros e Renúncia Fiscal Aduaneira



Fonte: RFB, 2020

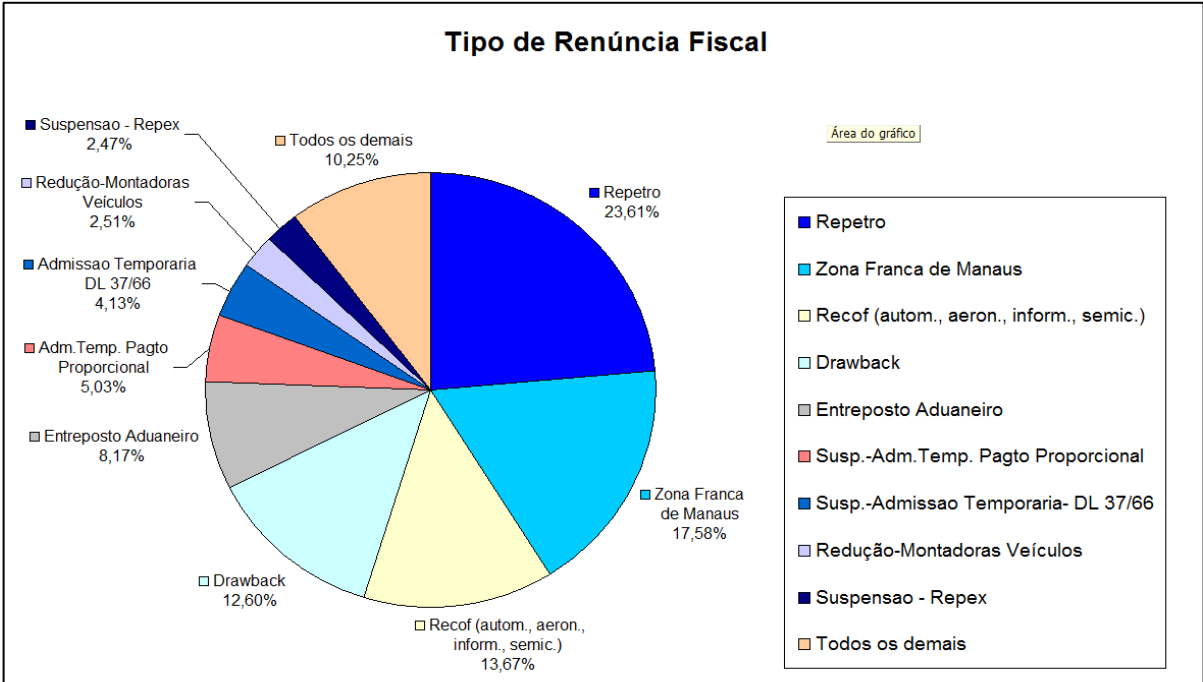
Nota: Repetro: inclui o Repetro, o Repetro-Sped Temporário e o Repetro-Sped Definitivo

Observa-se que o gráfico faz um comparativo dos diversos regimes aduaneiros especiais, sendo o REPETRO o regime que representa a maior fatia, superando inclusive a Zona Franca de Manaus. Porém deve-se ter a visão que os montantes movidos em ativos e serviços da indústria do petróleo operam na casa de bilhões de dólares anualmente.

Convém destacar que até mesmo o TCU, no âmbito do processo TC 031.800/2016-5 concluído em 2024, porém com relatório de auditoria concluído em 2022, apenas teve à disposição os dados de Recolhimento de Tributos Federais Aduaneiros e Renúncia Fiscal Aduaneira (como no gráfico acima), do período entre dezembro de 2005 a dezembro de 2015, e admite: “Devido à falta de informações suficientemente confiáveis e transparentes, conforme será visto neste relatório, não foi possível realizar a atualização do gráfico para a data atual” (Brasil, 2024). Assim, demonstra-se explicitamente o problema crítico de transparência do regime, sobretudo no que tange acompanhamento, publicização e atualização de dados pelos órgãos estatais responsáveis.

Dessa maneira, o gráfico utilizado no relatório do TCU (Brasil, 2024) foi o seguinte:

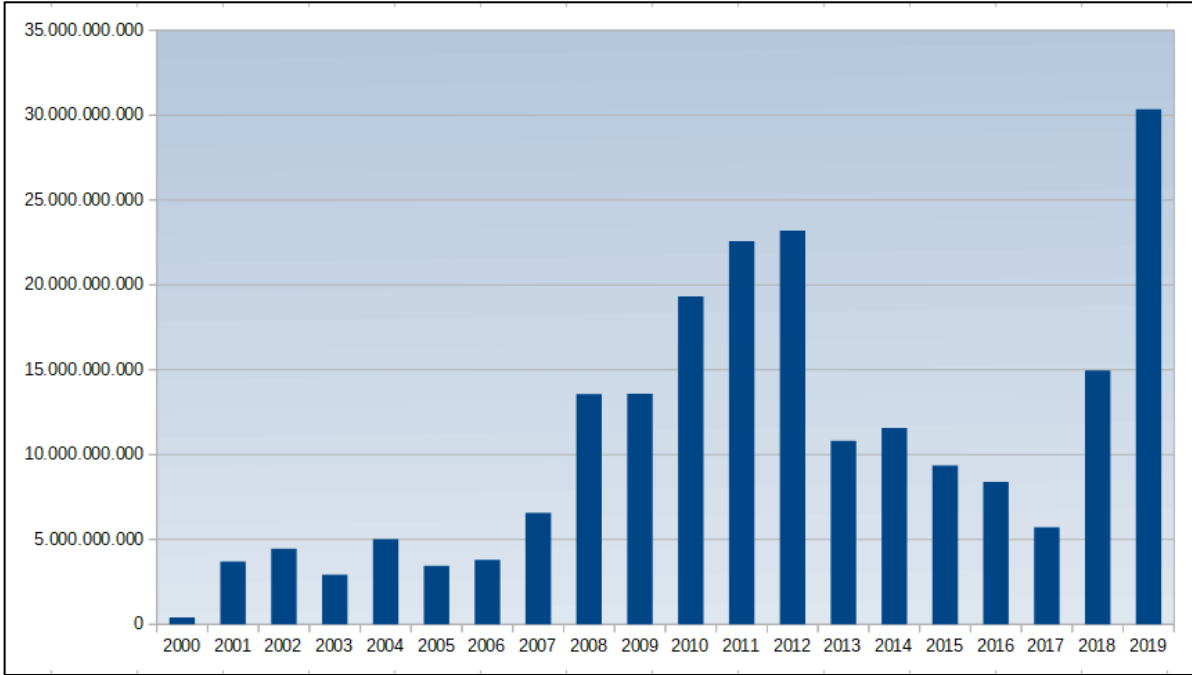
Gráfico 30 – Tipo de Renúncia Fiscal – período de 2005 a 2015



Fonte: TCU, 2024 *apud* DW Aduaneiro

Dando segmento aos dados estatísticos retirados pela RFB, o segundo gráfico divulgado se trata dos valores das importações no REPETRO (Repetro e Repetro-sped), apresentando o valor aduaneiro total das importações (Condição do Incoterm: CIF, em USD) realizadas a cada ano, sob o manto do Repetro e Repetro-Sped, no período 01 de janeiro de 2000 a 31 de dezembro de 2019, considerando as declarações de importação registradas (Brasil, 2020):

Gráfico 31 – Valor das Importações no Repetro e no Repetro-Sped

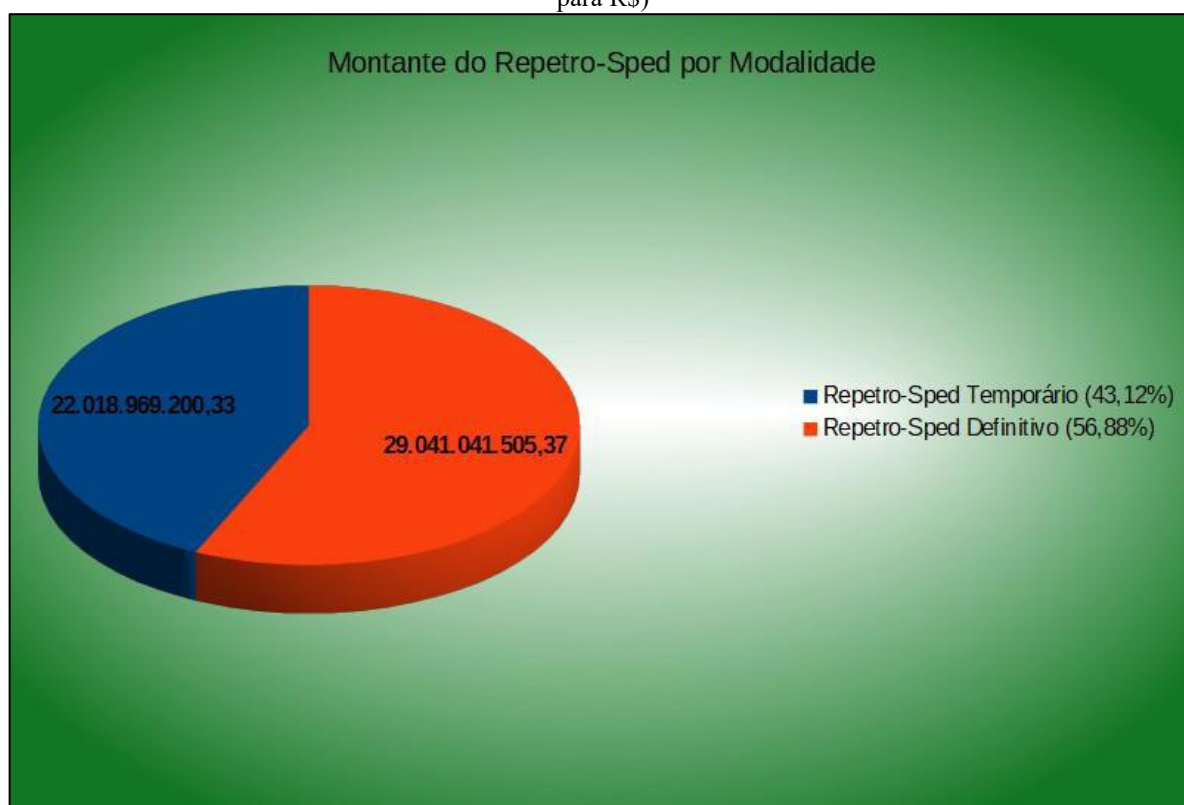


Fonte: RFB, 2020

Ou seja, havia a exposição do quanto de importação, em termos de valores, anualmente se atingia, peculiarmente passando pelo Regime. A forma para mapear o quantitativo do valor e o montante final anualmente era a partir das declarações de importação registradas e relacionadas ao REPETRO.

Em seguida, o terceiro gráfico apresentado pela RFB versava sobre o valor das importações no Repetro-sped Temporário *versus* Repetro-sped Definitivo (convertido em R\$), do período de 01 de janeiro de 2017 a 31 de dezembro de 2019 (inicia-se a contagem a partir de 2017, porque este foi o ano de início do Repetro-sped), com a contabilização a partir das declarações de importação desembaraçadas (Brasil, 2020):

Gráfico 32 – Valor das Importações no Repetro-Sped Temporário versus Repetro-Sped Definitivo (convertido para R\$)



Fonte: RFB, 2020

Este gráfico em particular tem uma importância diferenciada, já que é uma aferição própria do Repetro-sped, diante da nova modalidade introduzida, a importação definitiva. Seria de suma importância a atualização desses dados pela RFB para examinar a efetividade da alteração do regime. Porém, já se verifica que em tão pouco tempo as importações definitivas, em questão de montante superaram as temporárias, o que significa que mais ativos foram incorporados à economia brasileira do setor.

O TCU (Brasil, 2024) observa a importância da introdução da modalidade de importação definitiva, novidade introduzida pela Lei n 13.586/2017: a nova implementação ao

regime foi eficaz e efetiva quanto à nacionalização de atividades do setor que ocorriam no exterior, exclusivamente por questão de planejamento tributário. Essa alteração corrigiu uma disfunção causada pelo Repetro original, que por questões tributárias, operações eram realizadas por empresas domiciliados no exterior, destacadamente a Petrobras (principal operadora do país) que além de transações no âmbito internacional, criava subsidiárias estrangeiras (principalmente na Holanda) para esse fim (aquisição de bens, que aguardariam ter destinação específica em atividades no Brasil conforme necessidade).

Dentre os outros gráficos que foram disponibilizados pela RFB (Brasil, 2020) e depois retirados estão: a quantidade de declarações de importação desembaraçadas como Repetro e Repetro-sped e a quantidade de bens importados conforme a Região Fiscal da RFB (o que, em suma, demonstrava que disparadamente o grande volume de desembaraços aduaneiros ocorriam na 7ª Região da RFB, localizada no Rio de Janeiro).

Além da clara ausência de atualização de dados públicos sobre o regime, o TCU (Brasil, 2024) apontou que não existe a responsabilidade institucional devidamente definida para monitoramento e avaliação do regime, com agravante falta de transparência de dados informações relativas ao Repetro-Sped e ao Repetro-Industrialização pelo órgão custodiante (RFB), prejudicando o exercício do controle por parte da sociedade civil e realização de análise de legitimidade e eficiência. O TCU (Brasil, 2024) também aponta que carece ainda a definição clara de objetivos da política, bem como não há indicadores e metas que se desejam alcançar ou linha base que possibilitaria estimar e acompanhar o impacto precisamente do REPETRO.

De fato, na Lei 13.586/2017, uma das principais normas regulatórias do regime, pois é a lei formal que diversas outras normas regulatórias tem como fundamento, não possui dispositivos tratando sobre o órgão responsável pelo monitoramento, avaliação dos resultados, metas ou indicadores.

Portanto, a investigação realizada pelo TCU (Brasil, 2024) na auditoria feita no âmbito do processo TC 031.800/2016-5 delimitou os órgãos brasileiros que são afetos à temática para enviar Ofícios de Requisição sobre a gestão do regime. Os órgãos foram: Ministério da Economia (por ter abrangência sobre o órgão responsável pela operacionalização de regimes especiais tributários, a RFB), Ministério de Minas e Energia (por ser responsável pelas políticas do setor do petróleo), a Casa Civil (por ser um principal órgão do Centro do Governo, com atribuição de planejamento estratégico, coordenação política e técnica de ações governamentais, monitoramento de desempenho e comunicação das decisões realizados pelo governo) e a Receita Federal do Brasil (órgão operacional do regime tributário especial, que detém dados, fiscaliza, implementa e normatiza).

O resumo das repostas ao TCU dos órgãos oficiados foram: quanto ao Ministério da Economia, este informou que não existe metas e não se realiza monitoramento particular para acompanhamento do REPETRO; quanto ao Ministério de Minas e Energia, este respondeu que não existe competência legal ou decreto delegando ao MME as funções de acompanhamento e/ou monitoramento do REPETRO, nem tampouco existem metas e indicadores estabelecidos; quanto à Casa Civil, esta informou que o REPETRO não se encontra entre os projetos prioritários de acompanhamento e que o monitoramento e eventuais avaliações associadas ao regime são de competência do Ministério da Economia, sem apresentar qualquer norma ou documento que definisse tal atribuição (Brasil, 2024).

Quanto à RFB, o TCU (Brasil, 2024) fez um estudo comparativo do REPETRO com outros cinco regimes especiais (Reporto, Padis, Reidi, Repenec e Reiq), requisitando informação de todos eles. No caso dos cinco regimes, a RFB informou que estes contam no Demonstrativo de Gastos Tributários (DGT), sem indicar o volume de valores transacionados, nem indiciou outros instrumentos capazes de promover a transparência e possibilitar o monitoramento e avaliação dos regimes. O TCU (Brasil, 2024) conclui expressamente que a transparência, monitoramento e avaliação desses regimes são praticamente inexistentes, sendo situação pior a do REPETRO, que é o único regime que não tem o volume de desoneração tributária adequadamente mensurada e divulgada, o que impossibilita o cumprimento do postulado máximo republicano de controle da coisa pública pela sociedade civil (pois o REPETRO não está abarcado pela metodologia de DGT⁴²).

O Ofício Requisição do TCU (Brasil, 2024) enviado especialmente à RFB contava com diversas solicitações de informações pontuadas detalhadamente para verificar o histórico e materialidade do regime, desde sua criação em 1999 até 2021, destacando-se, resumidamente, questionamentos como: volume dos bens repetráveis transacionados e valores de tributos que seriam devidos se não houvesse Repetro, no período de 1999 a 2021; valor dos tributos que seriam devidos se não houvesse Repetro, no período de 2015 a 2021, por tributo (PIS, Cofins, II, IPI), por ano e por situação (suspensos pelo Repetro e com isenção ou alíquota zero reconhecida); quantidade e valores dos bens beneficiados pelo Repetro, por modalidade e valores de tributos (suspensos ou isentados) sobre bens importados beneficiados pelo Repetro, no período de 2015 a 2021.

⁴² Sobre a não divulgação do Repetro no DGT, conforme Acórdão 1773/2021-TCU-Plenário, o TCU interpretou o Repetro como não sendo um gasto tributário, devendo ocorrer a divulgação em separado e em específico (art. 9º da Lei 13.586/2017), como Demonstrativo de Demais Desonerações Instituídas (Brasil, 2024).

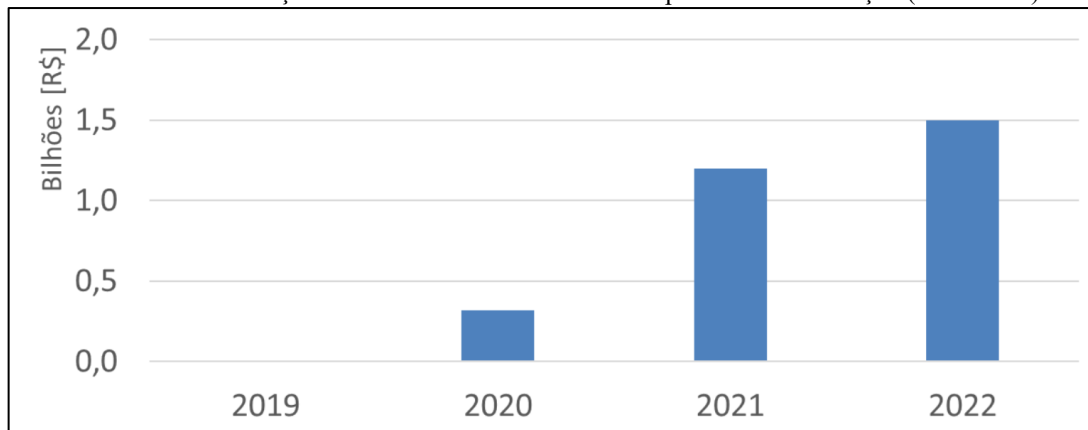
No entanto, a RFB respondeu ao TCU que não era possível atender a requisição, já que os seus sistemas operacionais possuem atributos, métricas e filtros pré-definidos, fundados nas necessidades e peculiaridades dos seus processos internos (Brasil, 2022a).

Porém, os diversos dados que a RFB tinha a disposição foram colocados à disposição do TCU, de maneira que no relatório de auditoria do processo TC 031.800/2016-5 vários gráficos (muitos deles estão citados neste trabalho) foram elaborados pela equipe de auditoria do TCU a partir dos dados fornecidos pela RFB.

Em relação ao Repetro-industrialização, o TCU (Brasil, 2024) solicitou o volume financeiro de bens transacionados e de benefícios fiscais concedidos no período de 2019 a 2022. Entretanto o TCU obteve como resposta da RFB que não há informações disponíveis na NF-e referentes ao volume de desonerações tributárias do Repetro-Industrialização, o que necessitaria uma análise mais aprofundada se é possível realizar uma estimativa confiável destes dados (Brasil, 2024).

Todavia, a RFB apresentou que o valor de transações do Repetro-industrialização, no período requisitado, alcançou pouco mais de R\$ 3 bilhões e com tendência de aumento (Brasil, 2024):

Gráfico 33 – Evolução do valor transacionado sob o Repetro-Industrialização (2019-2022)



Fonte: TCU, 2024

Nota: Elaboração com dados da RFB do Repetro-industrialização - Dados disponíveis até julho de 2022

De fato, é muito complexo ter precisão de todo o volume de bens (principalmente peças, embalagens e insumos, que podem ser de origem nacional ou internacional) que passam pelos elos produtivos de bens e serviços nacionais abrangidos pelo Repetro-Industrialização, utilizando principalmente como parâmetro a NF-e, que anualmente é de grande volume, mapeando todas as transações. Porém, com o estado atual da tecnologia, um sistema eletrônico específico pode ter essa atribuição de monitoramento e contabilização das NF-e que passam pelo regime, e gerar como resultado montantes e demais informações relevantes (por exemplo, que tipo de categoria de produto é o mais significativo e quanto ele gera de impacto fiscal).

Esse cenário geral, remete as lições amplamente consolidadas na temática das políticas públicas. Isso porque a observância dos conceitos basilares que orientam o tema sobre políticas públicas já seria de elementar importância para sanar os problemas de gestão do REPETRO até aqui apresentados.

As políticas públicas podem ser conceituadas como um conjunto de diretrizes e intervenções emanadas do Estado, realizadas por pessoas físicas e jurídicas, públicas e/ou privadas, com o objetivo de tratar problemas públicos e que demandam, utilizam ou afetam recursos públicos. As políticas públicas apresentam estágios ou fases: diagnóstico do problema, formação da agenda, análise de alternativas, tomada de decisão, desenho e institucionalização da política, estrutura da governança e gestão, alocação e gestão de recursos orçamentários e financeiros, operação, monitoramento e avaliação (Brasil, 2021).

A ideia importante da temática é o ciclo da política pública, demonstrando que as fases ciclicamente não perpassadas gerando um aprimoramento da ação governamental, promovendo eficiência da política. Nesse sentido Antunes (2016) simplifica que a partir da definição e análise de um problema, quatro passos se destacam: formulação (formulação da agenda), implementação (que precede a formação de alternativas e tomada de decisão), monitoramento e avaliação. Após a avaliação, faz-se os ajustes necessários e o ciclo se repete com a formação da agenda e definição e análise do problema. Segundo afirmado pela autora (2016), essa perspectiva do ciclo de políticas públicas é aplicada em diversas ações estatais como regulamentação, subsídios, incentivos fiscais, impostos, campanhas e concursos.

Dessa forma, é plenamente cabível essa perspectiva na gestão do REPETRO como uma forma de ampliar a eficiência do regime de maneira precisa, gerir devidamente a ação estatal e demonstrar, com transparência, os resultados à sociedade civil.

Diante da falha de gestão identificada, o TCU (Brasil, 2024) arremata ao apontar uma inobservância sistêmica do ordenamento jurídico brasileiro, por: violação do princípio constitucional da publicidade (esculpido no art. 37, caput, da Constituição Federal); desarmonia com a Lei de Responsabilidade Fiscal, que estabelece como princípios de boa gestão fiscal a transparência de despesas e receitas, incluindo às renúncias e benefícios fiscais (arts. 1º, §1º e 14 da LC 101/2000); desconformidade com a LC 187/2021, que alterou o CTN, que possibilita a divulgação de informações referentes a incentivo, renúncia, benefício ou imunidade tributária cujo beneficiário seja pessoa jurídica (art. 198, §3º, IV da Lei 5.172/1966); assim como desatenção à Lei de Acesso à Informação (Lei 12.527/2011, sobretudo nos arts. 3º, II e 8º), já que é imperativa a responsabilidade dos órgãos responsáveis divulgar em local de fácil acesso informações, visto que tais informações são de interesse coletivo e geral.

5 REPETRO-SPED E DESENVOLVIMENTO: ESTRUTURA JURÍDICA DE UM REGIME ESPECIAL, CLASSIFICAÇÃO COMO TRIBUTAÇÃO INDUTORA, CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E PERSPECTIVA SOB A ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO

O REPETRO possui uma estrutura peculiar que o torna um regime especial, diferenciando-se da tributação comum, com a incidência específica setorial das atividades econômicas do petróleo. Há uma lógica econômica que explica a razão de ser do regime, sendo uma conformação entre o funcionamento da fase *upstream* da cadeia e a regulação econômica necessária para o exercício das atividades desta fase.

No entanto, a simples motivação econômica não é suficiente para um regime especial, pois é necessário ter congruência com o sistema jurídico, sobretudo quanto à Constituição federal. Nesse sentido, a tributação além de uma forma de regulação econômica, é uma forma de intervenção, que por meio de incentivos pode influenciar no comportamento dos agentes econômicos e concretizar objetivos constitucionais.

Por isso, a perspectiva da tributação indutora e a ótica da Análise Econômica do Direito são formas de exame que têm a possibilidade de compreender profundamente o REPETRO. Como tributação indutora, a relação é de promover o desenvolvimento, enquanto na ótica da Análise Econômica do Direito, os principais conceitos de microeconomia podem ser aplicados no estudo do REPETRO para obter uma observação própria de interseção entre o Direito e a Economia.

Não obstante, a análise dos contornos do que é desenvolvimento (palavra polissêmica) possui uma vasta amplitude, a partir da compreensão de um fenômeno complexo, necessitando visitar a literatura a respeito do tema e relacionando como a exploração do petróleo tem pertinência na contribuição do desenvolvimento de uma nação.

Entretanto, em se tratando de desenvolvimento, que também compreende a preocupação com o meio ambiente equilibrado, o contexto da transição energética já está curso, promovendo formas de repensar a utilização das fontes energéticas para enfrentamento das mudanças climáticas e demais impactos ambientais causados pelas ações humanas. Logo, um cenário desafiador emerge com a preocupação de realizar uma transição para fontes mais limpas (em termos de emissão de GEE) e renováveis, ao passo que tais fontes também apresentam desvantagens (análise crítica) e o petróleo ainda continua sendo uma fonte energética muito importante nas próximas décadas.

5.1 REPETRO-SPED: ANÁLISE DA ESTRUTURA JURÍDICA DE UM REGIME ESPECIAL TRIBUTÁRIO

O Repetro-sped é a abreviação de “regime tributário e aduaneiro especial de utilização econômica de bens destinados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural” (com acréscimo ainda do “Sistema Público de Escrituração Digital”). E por se tratar de um “regime especial” implica dizer que seu regramento possui diferenças do “regime comum tributário”, ou seja, resulta em compreender que há um regime geral e um regime exceção, especial.

Na verdade, Repetro-sped é um complexo de regimes, totalizando quatro, dois de ordem tributária (Repetro-permanente e Repetro-nacional) e dois de ordem aduaneira (Repetro-temporário sem pagamento proporcional e Repetro-temporário com pagamento proporcional). Os quatro regimes citados são especiais e integram a complexa regulação que é o Repetro-sped, que por sua vez é conectada com o Repetro-industrialização (embora com normas próprias, pode-se considerar todos esses regimes como partes integrantes do complexo REPETRO).

Inicialmente, é importante compreender que metodologicamente neste trabalho, o Direito Aduaneiro, em que pese existir literatura que defende sua autonomia perante o Direito Tributário e o Direito Administrativo, representando um ramo jurídico autônomo, será adotada a concepção tradicional como um ramo especial do Direito fiscal (com grande peso econômico por envolver política comercial externa), como pontua o Professor Nabais (2010).

Assim, sem desprezar as peculiaridades deste ramo envolvendo transações comerciais de entrada e saída de bens e serviços no território alfandegário num país, o que necessitará de regulações nos campos administrativo e tributário, neste trabalho o enfoque será nos reflexos de custos fiscais que incidirão sobre atividade do petróleo na fase *upstream*. O que de fato interessa para análise do presente estudo é a realização do fato gerador entrada-saída de bens e serviços para cobrança de tributos.

Dessa forma, o Repetro-sped será tratado como um grande regime especial de efeito fiscal para fins de funcionamento econômico, muito embora se trate de um complexo de normas aduaneiras, tributárias e também administrativas que destoam do regime comum por diversas razões.

Desse modo, cabe investigar o que torna um regime ser especial distinguindo-se do regime geral, e como o sistema jurídico permite este tratamento diferenciado. Gonçalves de Souza (2019) aduz que regimes especiais tributários são notáveis instrumentos de intervenção econômica, com a capacidade de facilitar que os propósitos estatais sejam alcançados, bem

como adequar a tributação à realidade individualizada e fática, sendo uma exceção à tributação-regra, que demandam que a Lei e a Constituição Federal sejam estritamente respeitadas e exista a legitimidade para criar grupos diferenciados.

Logo, embora a criação de regimes especiais seja desenhada no campo político da legislação, há uma justificativa econômica e/ou social que dê legitimidade para um tratamento diferente. Isso porque é difícil um desenho fiscal na legislação ter aplicabilidade rígida e exata em todas as operações, embora delimitadas, e obter um resultado congruente na relação entre funcionamento fático (econômico e/ou social) e arrecadação adequada. Por isso, parte-se do pressuposto da tributação-regra de aplicabilidade geral, para só então verificar os pontos de exceção que demandaram ter tratamento especial.

Um regime especial tem pelo menos uma finalidade. Esta finalidade pode desobstruir estruturas fiscais que pesam sobre a atividade econômica ou até mesmo viabilizar que as demandas econômicas sejam executadas sem que a carga tributária excessiva, ou a forma de apuração ou recolhimento dos tributos criem um ambiente inóspito ou demasiadamente oneroso, bem como pode ser um arranjo que aumente a eficiência da arrecadação (Souza, 2019).

A tributação-regra brasileira tem o desenho hierarquizado que se inicia na Constituição Federal de 1988, a qual determina regras de competência para legislar (competência concorrente prevista no art. 24, I e repartição de competência de cada ente federativo), trata expressamente do Sistema Tributário Nacional (com espécies tributárias, regras de instituições), traz limitações do poder de tributar, repartição das receitas públicas e princípios gerais da atividade econômica, os quais podem ter reflexos na regulação tributária.

Não obstante, o Código Tributário Nacional (Lei nº 5.175/1966), recepcionado como Lei Complementar, aprofunda o detalhamento que vai desde a interpretação, conceitos básicos como obrigação tributária, fato gerador, sujeitos ativos e passivos da relação jurídico-tributária, responsabilidade tributária, formas de lançamento, dentre outras regras. Aqui, deve-se destacar a amplitude da expressão "legislação tributária" nos termos do CTN (art. 96), permitindo o Direito Tributário ser regrado por meio de leis, tratados, decretos, instruções normativas de órgãos competentes e normas complementares.

Assim, a tributação-regra vai tomando corpo nos atos normativos que a partir da Constituição Federal de 1988, legislação de cada ente federativo no âmbito da sua competência e demais normas complementares, chega ao ponto de descrever com exatidão o sujeito passivo, a hipótese de incidência (que uma vez ocorrendo, acontece o fato gerador, que pode ter um caráter temporal), a alíquota, base de cálculo, forma de lançamento, assim como outras regras que irão compor a Regra Matriz de Incidência Tributária (RMIT). Schoueri (2024) explica que

é a partir dessas regras que há concretização da relação jurídica entre o fisco e o contribuinte, justamente quando ocorre o que abstratamente estava previsto enquanto hipótese na norma.

Dessa maneira, a previsibilidade dessas regras em harmonia com a Constituição Federal 1988 confere a segurança jurídica necessária para o cidadão contribuinte visualizar a tributação-regra.

Então, a tributação-regra é caracterizada, em síntese, como a imposição de obrigações tributárias, incidente de forma compulsória e geral (não setorial), determinada a partir da Constituição Federal de 1988, nos seus ditames rígidos e conforme programas nela estabelecidos, por meio de atividade legislativa competente e com a centralidade predominante do princípio da igualdade e, por conseguinte, os demais princípios gerais informadores do Direito Tributário (Souza, 2019).

O princípio da igualdade tributária tem relação direta com o direito fundamental de tratamento isonômico nos contornos do art. 5º, caput, da Constituição Federal de 1988, o qual todos são iguais perante a lei, devendo, em regra, não ter tratamento discriminatório. No Direito Tributário, em específico, o art. 150, II, trata da igualdade entre os contribuintes, de maneira que é vedado aos entes federativos tratamento desigual para aqueles que se encontrem em situação equivalente. É dessa maneira que uma vez praticado o fato gerador, a incidência dos parâmetros dispostos em lei irá ter aplicabilidade sobre o contribuinte de maneira isonômica e pela generalidade.

Por sua vez, a generalidade versa sobre a totalidade dos indivíduos que estão sob a jurisdição fiscal brasileira e praticam fatos geradores, incidindo a regra-matriz tributária, se referindo a todos, a coletividade, sem delimitação de grupos ou indivíduos, inexistindo distinção.

Então, a generalidade tem, pelo menos, a setorialidade como contraponto (distinção), conforme expressou o art. 41 do ADCT da Constituição de 1988, mencionando a necessidade de reavaliação de todos os “incentivos fiscais de natureza setorial”, muito embora o próprio texto constitucional não especificou o que seria tal instituto.

Para Taveira Torres (2005), os incentivos setoriais são aqueles destinados especificamente à delimitação clássica de setor primário, secundário e terciário, relacionados à extrativismo, agricultura, indústria de determinados produtos, construção civil, naval, mineração, pesca, dentre outros, os quais terão incentivos necessariamente identificados pela especificidade.

Já na visão de Barros Carvalho (2005), o incentivo de natureza setorial é aquele que, por exemplo, destina a um grupo industrial específico, como farmacêutico ou alimentício, ou aqueles localizados em áreas específicas como a Zona Franca de Manaus.

Enquanto para Demócrito Reinaldo (2005), o setorial, termo do ADCT (art. 41), tem um sentido construtivo, de limitação, de parte de um todo, sendo a antítese de geral, total, universal, que envolve a todos (relação às pessoas, sociedade, nação). Há uma relação intrínseca com a extrafiscalidade, sobretudo no aspecto econômico (mas também social e político), o que dá justificativa para incentivos fiscais.

Paulsen (2024) comenta que o princípio da igualdade tributária, norma constitucional esculpida no art. 150, II da CF, veda a diferenciação arbitrária, impedindo a concessão de privilégios em favor de contribuintes. Para o autor (2024) o que sustenta normas de tratamento diferenciado são duas razões: capacidade contributiva (art. 145, § 1º, da Constituição) e razões extrafiscais (que devem ter amparo expreso na Constituição).

Ou seja, a setorialidade é uma forma de especificidade delimitada pelo legislador, em sede de política tributária, sob congruência sistêmica e legitimação constitucional, para diferenciar um determinado grupo (setor) econômico e por consequência não haja a incidência da tributação-regra, ocorrendo uma exceção no princípio comum da igualdade tributária. E para tanto, será necessário estabelecer um regime especial para descrição de como esse grupo específico será tratado diversamente, devendo sempre estar exposto os motivos determinantes da diferenciação, normalmente para atender objetivos econômicos descritos na Constituição federal de 1988 (o que é possível de se fazer na dimensão extrafiscal).

Assim, tomada a decisão legislativa de política tributária de criar um regime especial (exceção que foge à tributação-regra), é necessário determinar a delimitação dos destinatários (o quem), a estruturação do regime (o como) e a finalidade que justifica o tratamento diferenciado (o porquê). Esses três fatores devem estar imbricados de tal forma que as regras e princípios do Direito Tributário devam ser estritamente respeitados e a legitimação constitucional torne-se plausível (consecução eficiente de objetivos constitucionais).

Alguns regimes tributários especiais estão em vigor no Brasil como o Simples Nacional, REIDI, REPORTO, e dentre eles também está o Repetro-sped. Os exemplos citados não exaurem os regimes especiais que existem ou existiram no Brasil, até mesmo porque entes federativos no âmbito de sua respectiva competência podem instituir regimes especiais (desde que em conformidade com o sistema jurídico), como são os casos de regimes especiais de IPI e regimes especiais de ICMS.

Em sequência, pontos relevantes de alguns exemplos dos citados regimes especiais serão analisados brevemente com o enfoque de encontrar pontos comuns caracterizadores e permitir conclusivamente identificar uma estrutura particular que seja elementar a um regime especial. Por fim, será feita a análise do Repetro-sped de acordo com os parâmetros achados.

Inicialmente, analisa-se o Simples Nacional. O texto constitucional no art. 146, III, alínea “d”, autoriza o tratamento favorecido para as microempresas e para as empresas de pequeno porte, inclusive expressamente por meio de “regimes especiais ou simplificados” para ICMS e para contribuições sociais.

Sequencialmente, o §1º do art. 146 da CF dispõe que a Lei Complementar do Simples poderá instituir um regime único de arrecadação e contribuição em favor dos entes federativos, observando que será opcional, com a possibilidade de enquadramento diferenciado, recolhimento unificado e centralizado (com distribuição de recursos imediata para cada ente competente). A arrecadação, a fiscalização e a cobrança do regime poderão ser compartilhadas pelos entes federados (art. 146, §1º, inciso IV da CF).

Com a disposição constitucional trazendo balizas gerais, foi instituída a Lei Complementar nº 123 de 2006, para trazer o Estatuto Nacional da Microempresa e da Empresa de Pequeno Porte e definir o “quem” se enquadraria e “como” o regime especial teria boa parte de seu funcionamento regulado. Os destinatários (“quem”) do regime estão no art. 3º (C/C art. 966 do Código Civil), que são as seguintes pessoas jurídicas (a princípio, aferição em cada ano-calendário): microempresas que tenham receita bruta igual ou inferior a R\$ 360.000,00 (trezentos e sessenta mil reais) (I) e empresa de pequeno porte com receita bruta superior a R\$ 360.000,00 (trezentos e sessenta mil reais) e igual ou inferior a R\$ 4.800.000,00 (quatro milhões e oitocentos mil reais) (II).

A parte do “como” há o enquadramento do regime em especial (fugindo da tributação-regra) é extensa envolvendo desde criação de órgãos administrativos, criação de diversas obrigações acessórias (muitas com o diálogo direto do Direito Administrativo) e hipóteses de não enquadramento, não se limitando apenas à Lei Complementar, englobando Decretos, Resoluções e atos administrativos do CGSN (Comitê Gestor do Simples Nacional) e Portarias do Ministério da Fazenda.

Verifica-se que o Simples Nacional é um regime tributário especial caracterizado, nos termos do art. 13 da LC 123/06, pelo recolhimento mensal, mediante documento único de arrecadação, dos seguintes impostos e contribuições: IRPJ, IPI, CSLL, COFINS, PIS/Pasep, Contribuições previdenciárias, ICMS e ISS. O art. 18 da Lei Complementar traz uma série de serviços especificados com respectivas alusões aos anexos da lei, que por sua vez terão faixas

de receita bruta em 12 meses (mensurados em R\$, que no caso específico serve de base de cálculo) e alíquotas incidentes. A seguir, um exemplo:

Quadro 26 – Exemplos de alíquotas e partilha do Simples Nacional (aplicáveis ao setor do Comércio)

ANEXO I DA LEI COMPLEMENTAR Nº 123, DE 14 DE DEZEMBRO DE 2006 (Redação dada pela Lei Complementar nº 155, de 2016) Produção de efeito						
(Vigência: 01/01/2018)						
Alíquotas e Partilha do Simples Nacional – Comércio						
Receita Bruta em 12 Meses (em R\$)			Alíquota	Valor a Deduzir (em R\$)		
1ª Faixa	Até 180.000,00		4,00%	-		
2ª Faixa	De 180.000,01 a 360.000,00		7,30%	5.940,00		
3ª Faixa	De 360.000,01 a 720.000,00		9,50%	13.860,00		
4ª Faixa	De 720.000,01 a 1.800.000,00		10,70%	22.500,00		
5ª Faixa	De 1.800.000,01 a 3.600.000,00		14,30%	87.300,00		
6ª Faixa	De 3.600.000,01 a 4.800.000,00		19,00%	378.000,00		

Faixas	Percentual de Repartição dos Tributos					
	IRPJ	CSLL	Cofins	PIS/Pasep	CPP	ICMS
1ª Faixa	5,50%	3,50%	12,74%	2,76%	41,50%	34,00%
2ª Faixa	5,50%	3,50%	12,74%	2,76%	41,50%	34,00%
3ª Faixa	5,50%	3,50%	12,74%	2,76%	42,00%	33,50%
4ª Faixa	5,50%	3,50%	12,74%	2,76%	42,00%	33,50%
5ª Faixa	5,50%	3,50%	12,74%	2,76%	42,00%	33,50%
6ª Faixa	13,50%	10,00%	28,27%	6,13%	42,10%	-

Fonte: Brasil, 2016

Na apresentação do projeto de lei inicial que posteriormente tornou-se a LC 123/2006 (projeto apresentado em 2004, pelo Deputado Jutahy Júnior) trouxe a justificação (o porquê) para a criação do regime especial do Simples Nacional. Embora a justificação tenha minuciosos detalhes de ordem econômica e social, os aspectos que se destacaram foram a simplificação e a desburocratização das obrigações tributárias (principais e acessórias) de micros e pequenas empresas, o que ocasionariam desenvolvimento da economia nacional, geração de emprego e distribuição de renda. A setorialidade é marcante na justificação, ao mencionar exemplos como setores industriais, comercial e de serviço, chamando ainda atenção que 98% das empresas brasileiras são constituídas de micros e pequenas empresas (Brasil, 2004a).

Ademais, expressamente a justificação contemplou que se tratava da regulamentação do inciso IX do art. 170 da Constituição Federal, um princípio da ordem econômica que previa o tratamento favorecido para empresas de pequeno.

Em seguida, seleciona-se para análise o REIDI - Regime Especial De Incentivos Para O Desenvolvimento Da Infraestrutura, sob o fundamento legal da Lei 11.488/2007 (conversão da MP nº 351 de 2007).

O porquê da instituição do REIDI estava contextualizado e expresso na Exposição dos motivos da MP nº 351 de 2007 (EM Interministerial nº 00003/2007 - MF/MPS), ao considerar que para maior crescimento da economia demandaria elevados investimentos em obras de

infraestrutura, que, no entanto, o Estado não possuía recursos necessários para os referidos investimentos, de maneira que a participação da iniciativa privada seria imprescindível. Ademais, além da urgência dos investimentos (a postergação poderia causar impactos negativos sobre a atividade econômica do setor), a medida tinha relevância no crescimento a longo prazo da econômica brasileira.

Assim, a Lei 11.448/2007, no art. 2º, delimitou quem era o destinatário do REIDI, determinando que o beneficiário seria a pessoa jurídica com projeto aprovado para implantação de obras de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação, devendo ainda a adesão ficar condicionada à regularidade fiscal de impostos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal do Brasil. A legislação excluiu as pessoas jurídicas optantes pelo Simples Nacional (LC 123/2006).

O Decreto nº 6.144/2007 regulamentou o como o REIDI funcionaria, sobretudo em termos de habilitação perante a Receita Federal (órgão administrativo competente), definições, requisitos, setorialidade (especificações) e principalmente os incentivos fiscais do regime.

Segundo o art. 2º do Decreto nº 6.144/2007, em síntese, o REIDI suspende a exigência da Contribuição PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre a receita da venda ou locação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, venda de materiais de construção, bem como prestação de serviços, por pessoa jurídica habilitada no regime que utilize ou incorpore ao seu ativo imobilizado⁴³.

Tais regras são semelhantes em se tratando de operações decorrentes de importação, sendo suspensos a Contribuição PIS/PASEP-Importação e a COFINS-Importação. Logo, há também um regime especial aduaneiro imbricado, por envolver operações entrada e saída de bens e serviços no território nacional (alfândega) com impactos fiscais.

Prosseguindo, conforme o art. 14 do Decreto nº 6.144/2007, a suspensão descrita no art. 2º converte-se em alíquota zero após a incorporação ou utilização, na obra de infraestrutura, dos bens ou dos serviços adquiridos ou importados sob o regime do REIDI.

Em se tratando de REPORTE, o Regime Tributário para Incentivo à Modernização e à Ampliação da Estrutura Portuária, a instituição ocorreu pela Lei nº 11.033 de 2004 (fruto da conversão da MP nº 206 de 2004) e regulamentado pelos arts. 471 a 475 do Regulamento Aduaneiro, bem como pela IN RFB nº 1.370/2013. Trata-se de um regime tributário especial que também é aduaneiro.

⁴³ Bens físicos da empresa necessários para exercício das suas atividades.

Na IN RFB nº 1.370/2013 (alterada pela IN RFB nº 2129 de 2023), o art. 6º descreve quem são os beneficiários do regime com marcante caracterização setorial, como: operador portuário, concessionário de porto organizado, empresas de instalações portuárias, empresas de drenagem, concessionários ou permissionários de recintos alfandegados, concessionário de transporte ferroviário. A pessoa jurídica interessada deve fazer o requerimento apresentando os documentos pertinentes (arts. 10 a 17) à Receita Federal, não podendo ser optante do Simples Nacional (LC 123/2006).

Resumidamente, o REPORTO perdurou até dezembro de 2023, e permitia que o beneficiário adquirisse no mercado interno ou importar bens específicos (previstos no art. 5º, como serviços de carga, descarga, armazenagem, movimentação de mercadorias e produtos, determinados serviços de segurança de embarcações, proteção ambiental, dragagens), com suspensão de tributos.

Porquanto na aquisição o mercado interno, a suspensão compreendia IPI, PIS/Pasep e Cofins, que no prazo de 5 anos do fato gerador convertiam-se em isenção. Na importação, a suspensão contemplava IPI, Imposto de Importação, PIS/Pasep-Importação e Cofins-Importação, que no decurso do prazo de 5 anos contados do fato gerador tinha a conversão em isenção.

Na exposição dos motivos da MP nº 206 de 2004 (EM Nº 00111/2004 – MF), foi esclarecido o porquê da instituição do REPORTO: promover a melhoria e renovação da infraestrutura portuária brasileira, um setor fundamental para o crescimento do comércio exterior nacional, o que geraria redução de custos operacionais do setor. O incentivo fiscal conferido pelo REPORTO foi declarado expressamente como um mecanismo de desenvolvimento econômico do País (Brasil, 2004b).

Em suma, da análise recortada foi possível observar características como: delimitação dos destinatários que podem se enquadrar no regime especial (especificação), para excepcionar a tributação-regra e não generalidade (especificidade) (I), regime optativo (II), necessidade de habilitação e criação de novas obrigações acessórias (formas de arrecadação, exigências de documentação, fiscalização, etc) de relação estrita ao regime especial (III), o intuito de simplificação (III), criação ou designação de órgão administrativo com atribuição específica sobre o regime especial (IV), incentivos fiscais (V), característica extrafiscal fundada em objetivos constitucionais (requisito de legitimidade) (VI) e a finalidade de melhor adequação às peculiaridades da atividade destinatária do regime especial (VII). Embora não esgote por completo a temática de regimes especiais tributários, tais elementos esclarecem o “quem”, o

“como” e o “porquê” do não enquadramento da tributação-regra e fornecem um desenho estruturante normativo de um regime especial.

Assim, Gonçalves de Souza (2019) conceitua regimes especiais tributários como um tratamento diferenciado do contribuinte ou de grupos de contribuintes, sob instituição da lei ou por atos administrativos, com incidência a requerimento do beneficiário à autoridade fiscal, em que um complexo de normas modifica a tributação-regra para desonerar, anistiar e/ou simplificar as obrigações tributárias do contribuinte ou para simplificar a arrecadação do Estado. Trata-se de uma alternativa legal ao regime geral de tributação que possuem acomodação de natureza econômica e política, sendo relevante identificar a finalidade, a natureza e o alcance.

Desse modo, a desoneração tributária conferida pelo regime especial não é um fim em si mesma, não é uma forma de enriquecimento do contribuinte em desfavor da arrecadação, mas na verdade se trata de um mecanismo jurídico de evidente eficácia econômica, para atingir propósitos sociais mais amplos. A simplificação ou alteração de normas, assim como os benefícios fiscais, possuem forte aspecto funcional já que a dinâmica econômico-social na prática vai exigir a diferenciação de setores, indivíduos e atividades, bem como os próprios mandamentos constitucionais irão exigir implementações na ordem econômica e social que a tributação-regra não irá albergar, ao mesmo tempo em que não implicará necessariamente em redução de arrecadação (Souza, 2019).

A partir da análise dos regimes selecionados, identificando a estrutura elementar (o “quem”, o “como” e o “porquê”), da conceituação e da legitimação, que os parâmetros expostos servirão de baliza para análise do Repetro-sped enquanto regime especial.

Como já descrito, o Repetro-sped não só tem a destinação setorial à indústria do petróleo, como tem incidência específica na fase *upstream* da cadeia produtiva. Há uma dupla especificidade para o regime especial incidir, pois além da operadora da indústria do petróleo (empresa detentora de concessão, cessão ou contratação sob o regime de contrato de partilha, estendendo ainda às contratadas da operadora e subcontratadas atuantes no setor) deve a atividade ser de exploração, desenvolvimento ou produção em que o bem utilizado ou o serviço será destinado. A delimitação de quem é o grupo específico beneficiário está descrito em norma expressa, devendo ser habilitado perante a Secretaria da Receita Federal (art. 4º e seguintes da IN RFB nº 1.781 de 2017).

O como funciona o Repetro-sped tem maior detalhamento na IN RFB nº 1.781 de 2017, embora haja um escalonamento normativo que vai dando fundamento congruente ao sistema jurídico brasileiro que vai desde decretos, legislação e a Constituição Federal. Uma lista de bens

específicos é descrita em anexos, contendo NCM (Nomenclatura Comum do Mercosul), sendo uma lista taxativa para obter a incidência do regime especial.

Em suma, o Repetro-sped envolve a suspensão do pagamento de tributos federais que posteriormente, atendida as condições dispostas em lei, há a conversão de isenção para impostos e alíquota zero para contribuições (a depender da modalidade de Repetro-sped). Já no âmbito estadual, por força do Convênio ICMS 03/2018, em resumo, há a autorização para os Estados e o Distrito Federal reduzirem a carga tributária do ICMS para alíquota de 3% (três por cento), sem apropriação do crédito correspondente, quando aplicável o Repetro-sped.

Desde o Repetro de 1999 e diante do contexto histórico da abertura de mercado, já havia a notória extrafiscalidade: o regime especial destinava-se a incentivar o ingresso no Brasil de ativos produzidos no estrangeiro com suspensão e isenção de tributos, bem como incentivar a indústria nacional a fornecer e participar deste mercado (por meio da política de conteúdo local). Essa atividade econômica ligada ao setor energético é estratégica para o desenvolvimento e independência de qualquer país (Silva, 2007).

Ou seja, o Repetro-sped, desde sua versão anterior, é uma forma de atratividade de investimentos para o setor do petróleo e assim promover o desenvolvimento econômico, possuindo ligação direta com o objetivo fundamental republicano do desenvolvimento nacional (art. 3º, II, da CF). A atratividade de investimentos é apenas uma parte que engloba a promoção do desenvolvimento econômico brasileiro, com a ampliação de um setor industrial estratégico, fortalecimento de soberania e produção de riquezas.

Tom Pierre (2007) cita o exemplo da importação da Plataforma Petrolífera P-50 com base no REPETRO, que ao entrar em operação em 21 de abril de 2006, o Brasil alcança a sua autossuficiência na produção de petróleo. Logicamente, o REPETRO não foi o único fator que gerou a autossuficiência brasileira, mas foi uma regulação de importante contribuição histórica.

Além disso, o Repetro-sped enquanto estrutura de regime especial leva em consideração as peculiaridades da atividade setorial regulamentada. Como visto, não é prática internacional tributar nas fases de exploração e de desenvolvimento, pois tais fases são de alto de risco, alto investimento, longa duração, incerteza e ausência de receitas. Logo, a tributação que foca em incidir sobre a fase de produção, quando há receitas, é a maneira mais eficiente de alocar a carga fiscal. Ademais, na competitividade a nível global de países para atrair investimentos, os termos fiscais também são levados em consideração na tomada de decisão.

No que tange ao Repetro-industrialização, o regime gera a suspensão do pagamento de Contribuição PIS/Pasep, Cofins e IPI incidentes sobre a receita auferida pela pessoa jurídica vendedora, e da Contribuição para o PIS/Pasep-Importação, Cofins-Importação, IPI e do

Imposto de Importação, quando decorrentes da venda de matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem à pessoa jurídica fabricante de produtos finais, habilitada no regime (art. 9º da IN RFB 1901/2019).

Em seguida, se efetivada a venda do produto final a beneficiário do Repetro (antigo regime) ou do Repetro-Sped, a suspensão dos tributos federais será convertida em alíquota 0% quanto à Contribuição PIS/Pasep, Cofins, Contribuição PIS/Pasep-Importação, Confins-Importação, e isenção quanto ao Imposto de Importação e IPI (Art. 27 da IN RFB 1901/2019).

A tributação em âmbito estadual também abordou esse regime especial. O Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ, por meio do Convênio ICMS 03/18, de 16 de janeiro de 2018 (alterado pelo Convênio ICMS 220 de dezembro de 2019), dispôs sobre a isenção e redução de base de cálculo do ICMS em operação com bens ou mercadorias destinadas às atividades de pesquisa, exploração ou produção de petróleo e gás natural.

Também há forte justificativa extrafiscal, já que o Repetro-industrialização vem como um regime especial tributário que tem como objetivo o desenvolvimento econômico, com a proposta de fomentar a indústria nacional de petróleo e gás, promover a elevação da competitividade brasileira, proporcionar mais emprego e renda, aumentar a produtividade, a partir da redução de custos tributários relacionados à fabricação de bens do setor (Fonti; Guimarães; Murayama, 2021).

Se o Repetro-sped permite a importação de bens com desoneração tributária, a indústria nacional também não poderia ficar sem uma desoneração equivalente, pois perderia competitividade e seria tratada de maneira desigual, motivo pelo qual o Repetro-industrialização equilibra esse tratamento, ao mesmo tempo que fomenta a participação no suprimento de demandas do setor e fortalece a cadeia produtiva nacional. Assim, constitucionalmente o Repetro-industrialização também é albergado pelo objetivo fundamental republicano do desenvolvimento nacional (art. 3º, II, da CF).

No entanto, os nuances da regulação do setor do petróleo como um todo devem ser analisados sob o prisma do desenvolvimento nacional, já que a extrafiscalidade verificada no Repetro-sped e Repetro-industrialização se conectam numa visão global com as obrigações domésticas impostas pelo Estado brasileiro para fomentar o desenvolvimento econômico, como a política de conteúdo local, o investimento em PD&I ou como a constituição de receitas destinadas ao Fundo Social do pré-sal. Não há produção e receitas, sem que as fases de exploração e desenvolvimento tenham sido efetivadas com sucesso.

Nesse sentido amplo e pela forte extrafiscalidade, neste trabalho considera-se o Repetro-sped (abarcando o repetro-industrialização) como uma tributação indutora que tem como objetivo constitucional o desenvolvimento por meio da intervenção econômica.

Seixas (2024) aduz que os regimes especiais de tributação por si só não é uma espécie autônoma de incentivo fiscal, todavia reúnem benefícios fiscais, como isenções, suspensão de tributos com posterior conversão alíquota zero, dentre outras. Além disso, no Brasil são amplamente usados como incentivos fiscais, concebendo tratamento tributário diferenciado a setores econômicos.

É dessa forma que se afigura como tributação indutora a vantagem tributária em incentivo ao agente econômico com a principal finalidade de estimular um comportamento desejável pelo Estado. Desse modo, a partir de incentivos fiscais, o Estado promove setores e atividades de caráter estratégico, para atingir objetivos econômicos e sociais, como atração de investimentos e a promoção do desenvolvimento (Seixas, 2024).

É assim que o Repetro-sped tem como objetivo promover o desenvolvimento econômico no Brasil, utilizando por meio de incentivos fiscais a intervenção necessária para atração de investimentos para o País e desenvolvimento do setor petrolífero nacional.

5.2 REPETRO-SPED COMO TRIBUTAÇÃO INDUTORA PARA PROMOÇÃO DO DESENVOLVIMENTO

A evolução do Estado moderno e a legalidade resultaram na experiência que a intervenção estatal é justificada nos campos social e econômico para conferir equilíbrio na sociedade. De uma fase inicial, com o Estado liberal, abstencionista, a sociedade presenciou uma profunda desigualdade social, situação de miséria e formação de grandes monopólios, o que demandou um novo modelo de Estado, com a possibilidade de intervenções social e econômica, surgindo assim um Estado de Direito Social, intervencionista, que além de prestador de serviços, é investidor, regulador e empresário, para concretização de uma realidade social mais justa (Di Pietro, 2019).

A ordem jurídica constitucional brasileira estrutura um Estado que não é abstencionista e inerte, já que, para além das prestações positivas por meio da atuação típica do Estado, como é o caso da prestação de serviços públicos ou execução de políticas públicas para concretização de direitos, a Constituição federal de 1988 determina objetivos a serem concretizados nos campos social e econômico, concedendo expressamente ferramentas como fiscalização, incentivo e planejamento (previstos no art. 174 da CF). Afigura-se então um Estado regulador

que, sem diminuir a importância da figura de um Estado também prestador, normatiza e intervém para buscar eficiência no atendimento dos ditames constitucionais.

Dessa forma, a intervenção estatal na economia é uma ação incidente no e sobre o processo econômico, para corrigir as distorções do liberalismo e conservar o mercado, já que este é a instituição básica do capitalismo. Revela-se intervenção no domínio econômico quando o Estado intervém diretamente, e manifesta-se sobre o domínio econômico, quando o Estado atua indiretamente (Grau, 2010).

Por sua vez, o domínio econômico pode ser definido como a parte da atividade econômica que os agentes do setor privado atuam, submetida à regulação e normas estatais. O Estado está no papel do regulador por meio da função de fiscalização, incentivo e planejamento, com a possibilidade excepcional de atuar diretamente nesse domínio, desde que não haja privilégio ou discrepância do setor público em relação ao privado (Schoueri, 2005).

Então, Eros Grau (2010) explana que a intervenção possui três modalidades: intervenção por absorção ou participação, intervenção por direção e intervenção por indução. A primeira modalidade de intervenção, tem previsão expressa no texto constitucional no art. 173, determinando que a exploração direta da atividade econômica pelo Estado só é permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, nos termos da lei. Ou seja, de fato se trata de uma intervenção que deve ser vista de maneira excepcional, com justificativa plausível para esse tipo de intervenção (imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo).

Ademais, é por meio de lei que deve ser estabelecido o estatuto jurídico da empresa pública, da sociedade de economia mista e de suas subsidiárias que explorem atividade econômica, sujeitando-se ao regime próprio de empresas privadas (inclusive quanto a direitos e obrigações tributárias), bem como aplicação de licitação e contratação observados os princípios da administração pública (§ 1º do art. 173 da CF). Destaca-se ainda que tais empresas públicas e sociedade de economia mista não poderão gozar de privilégios fiscais não extensivos às do setor privado (§ 2º, do art. 173, norma de suma importância para o presente trabalho).

Assim, embora a Petrobrás tenha sido instituída pela Lei nº 2.004 de 1953, regime anterior ao constitucional vigente, o art. 173 da Constituição federal de 1988 dá total respaldo jurídico à estatal por estar congruente ao sistema jurídico constitucional vigente. Isso porque, a atuação da Petrobras desde sua concepção foi estratégica, tanto em termos de segurança nacional, como por relevante interesse coletivo. Além disso, a Petrobras foi constituída por lei e está submetida às exigências do § 1º do art. 173.

No entanto, o destaque da Lei nº 2.004 de 1953 está no art. 23, o qual determina que a Petrobras goza de isenção quanto à importação para consumo e de impostos adicionais relativos aos maquinismos, acessórios, aparelhos, ferramentas, instrumentos e materiais que terão como finalidade a construção, instalação, ampliação, melhoramento, funcionamento, exploração conservação e manutenção de instalações, para os fins a que se destina.

Ou seja, todos esses anos que a Petrobras operou em regime de monopólio (mais de quatro décadas) foi sob o manto de incentivo fiscal semelhante ao REPETRO. E, uma vez que o § 2º, do art. 173 da CF determina que empresas públicas e sociedade de economia mista não poderão gozar de privilégios fiscais não extensivos às do setor privado, o REPETRO deveria necessariamente ser concebido.

Em continuidade às formas de intervenção elencadas por Eros Grau (2010), restaram a análise da intervenção por direção e intervenção por indução. A intervenção por direção é aquela que se faz por comandos imperativos, com imposição, obrigando o comportamento do agente econômico, sob pena de sanção (ou ocorrência de ilícito). Diversamente, a intervenção por indução é aquela que o Estado oferece alternativas, recebendo estímulos ou desestímulos para, conforme a própria vontade do agente, decidir qual norma seguir (Schoueri, 2005).

Assim, a indução conta com incentivos (como incentivos fiscais, a exemplo de isenções) ou desincentivos⁴⁴ (como aumento de alíquota, onerando tributariamente) para influenciar a tomada de decisão do agente econômico, e mesmo optando pelo caminho mais oneroso, não implica em ilícito. Já a intervenção por direção determina a conduta que se descumprida representa infração da lei, um ilícito⁴⁵, e acarreta multa, carregando consigo sempre uma ameaça em caso de inobservância (Schoueri, 2005).

Logo, a tributação é sempre um âmbito que, por ter incidência econômica, destaca-se fortemente no campo da intervenção por indução. É neste ponto que os estudos clássicos que debatem a função do tributo, fazendo a divisão de fiscalidade e extrafiscalidade, emergem se entrelaçando com o tema deste trabalho.

Hugo Brito Machado (2024) explica que a extrafiscalidade enquanto uma função da tributação ocorre quando o tributo é utilizado para uma finalidade, um objetivo, diferente da obtenção de receitas. A instituição do tributo é realizada para atingir finalidades, dirigindo comportamentos, estimulando ou desestimulando condutas. Embora todo tributo tenha efeito

⁴⁴ Um exemplo clássico é alta carga tributária sobre bebidas alcoólicas e cigarros, como um meio de desestimular o consumo, sob a justificativa de ser prejudicial à saúde. Observa-se que não é ilícito o consumo.

⁴⁵ Um exemplo citável é a obrigatoriedade de observância de normas ambientais no exercício de determinada atividade econômica. O descumprimento acarreta sanção, podendo ser multa ou até mesmo um crime ambiental.

sobre a economia, seja intencionalmente ou não, na extrafiscalidade o legislador tem intenção de usar a lei para obter o efeito de consecução de propósitos específicos, como por exemplo intervir na economia em importações ou exportações. Logo, a extrafiscalidade diverge da finalidade puramente arrecadatória, que seria a instituição tributária para fins fiscais (fiscalidade), que, no entanto, não significa que um tributo seja exclusivamente extrafiscal ou fiscal, mas preponderante em determinada característica.

Então, Schoueri (2005) leciona sobre a existência das normas tributárias indutoras, que são identificadas por sua função, a indução. Tal indução implica observar que um determinado comportamento terá como consequência uma vantagem (estímulo) ou agravamento de natureza tributária. O autor (2005) explica que as normas tributárias indutoras são espécie do gênero extrafiscalidade, que tem como escopo intervir na seara econômica para corrigir as falhas de mercado ou atingir objetivos estatais.

Por conseguinte, Schoueri (2005) menciona que uma das principais formas de materialização das normas tributárias indutoras é via subvenções, sendo este gênero da espécie incentivos fiscais. Isso porque, embora tradicionalmente subvenções possam pressupor uma prestação pecuniária pelo Estado, o que ocorre nos incentivos fiscais é uma forma de renúncia por parte do Estado de uma receita que receberia.

No entanto, para não restar confusões entre a extrafiscalidade (que é gênero) e norma tributária indutora (que é espécie), Seixas (2024) ilustra que uma isenção que exonera o pagamento de imposto de renda de um contribuinte com moléstia grave, possui carga extrafiscal (de natureza social), não tem a função de regular ou direcionar condutas de agentes econômicos, afastando-se assim do conceito de norma tributária indutora neste caso. De outra maneira, uma isenção que desonera total ou parcialmente um tributo com a finalidade de estimular uma atividade econômica ou atrair investimentos para o país, se trata de uma norma tributária indutora.

Destarte, embora incentivos fiscais possam ser normas tributárias indutoras, desde que estimulem comportamento desejáveis pelo Estado e em retribuição receba vantagens tributárias, também há os tributos regulatórios⁴⁶ que são técnicas de indução de desincentivos de condutas que contrariem os interesses do Estado (Seixas, 2024).

Nesse contexto, o Repetro-sped é um regime tributário especial que pode ser visto como um conjunto de normas tributárias indutoras, por ser uma regulação que fomenta uma atividade

⁴⁶ Um exemplo de tributo regulatório que talvez entre em vigor no Brasil para o setor do petróleo é o Imposto Seletivo (*sin tax*), sob a justificativa de reduzir a utilização de combustíveis fósseis e reduzir a emissão de CO² (ou seja, desestímulo por motivos ambientais).

econômica de caráter estratégico e contribui para o desenvolvimento do Brasil. A estrutura do regime encaixa-se devidamente como tributação indutora por se tratar de um estímulo à atração de investimentos e fomento de atividade econômica por meio de incentivos fiscais, bem como não se trata de uma observância impositiva (diferente da intervenção por direção).

A configuração do Repetro-sped comporta diversas formas de incentivos, que vão desde suspensão de tributos, isenções, conversão em alíquota zero e desoneração parcial de carga tributária, como forma de inicialmente estimular a atração de investimentos (sobretudo diante da competitividade global), melhorar os indicadores econômicos dos projetos de petróleo no Brasil e facilitar a entrada de ativos para exploração, desenvolvimento e produção da atividade do petróleo. Ou seja, há extrafiscalidade presente no Repetro-sped com objetivo de estimular economicamente um setor, sendo uma tributação indutora típica.

Todavia, esta análise do que o REPETRO objetiva ainda é restrita, pequena, comparada a regulação total do setor petróleo no Brasil. A premissa que não pode ser perdida de vista é que não há produção e receitas, rendas advindas do petróleo, sem que haja a conclusão das etapas de exploração e de desenvolvimento com sucesso. Por este motivo, o Repetro-sped (continuação do “antigo Repetro”) é uma regulação tão elementar, pois viabiliza o curso da cadeia produtiva do petróleo na sua concepção, na fase mais inicial, no *upstream*.

Não obstante a própria importância da arrecadação da indústria do petróleo em favor do Estado brasileiro, que além de ser vultuosa e repartida entre os entes federativos (União, Estados e Municípios), a regulação do petróleo no Brasil abarca um complexo voltado para o desenvolvimento nacional, como: a Política (ou cláusula) de Conteúdo Local (que também possui relação com o incentivo do Repetro-industrialização), a Cláusula de PD&I (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação), o Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH-ANP) e o Fundo Social do pré-sal.

Iniciando pela Política de Conteúdo Local, é necessário remontar à época da flexibilização do monopólio da União sobre as atividades do petróleo e a promulgação da Lei nº 9.478/97. Em 1999, com a primeira rodada de licitação para exploração do petróleo brasileiro, a entrada da atuação de empresas privadas do setor geraria um grande aumento nas demandas por aquisição de bens e serviços, que na época já era atendida no exterior e os fornecedores brasileiros não estavam preparados para atender tão rapidamente esse aumento de demandas. Por esse motivo, o Estado brasileiro optou por adotar uma política de conteúdo local para garantir que os fornecedores nacionais suprissem demandas do setor, promovendo não só a ampliação da capacidade de fornecimento doméstico como desenvolvendo a indústria nacional em si (Quintans, 2010).

Legalmente, conteúdo local é definido como “proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade”, conforme inciso VIII, art. 2º da Lei 12.351/2010. Ou seja, de todos os serviços e bens adquiridos para exploração, desenvolvimento e produção do petróleo no Brasil, um percentual deve ser obrigatoriamente de origem nacional.

Assim, o TCU (Brasil, 2016), no processo TC 030.511/2015-1, explicou que conteúdo local no setor do petróleo é uma política do governo federal que tem como finalidade promover a participação da indústria nacional no atendimento de demandas das atividades do petróleo, com competitividade, estímulo de capacitação e desenvolvimento da tecnologia nacional, fomento à qualificação profissional, gerando ainda emprego e renda no Brasil. Enquanto as diretrizes são estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a implementação é feita pela ANP por meio de regulação aplicável nas licitações e contratos.

Na realidade, o conteúdo local é uma cláusula inserida na minuta do contrato da ANP, seja a exploração sob o regime de concessão ou de partilha de produção, que a empresa operadora assume o compromisso que parte das demandas de bens e serviços no exercício das suas atividades serão supridas por fornecedores brasileiros. E dessa forma foi estruturada uma regulação para promover o desenvolvimento econômico nacional, inspirando-se no modelo norueguês de instituir obrigações domésticas.

Embora durante muitos anos o compromisso de conteúdo local tenha sido um critério para quantificar a melhor oferta da licitação (entre 1999 e 2016, com peso de oferta variável entre 15%, 20% e 40%, a depender da rodada de licitação), desde 2017, por força da Resolução CNPE nº 7 de 2017, não é mais critério de oferta e teve uma reformulação para simplificação, estabelecendo percentuais mínimos.

Atualmente, o conteúdo local está disciplinado pela Resolução CNPE nº 11, de 20 de dezembro de 2023, que no art. 3º determina o mínimo obrigatório para os próximos ciclos de licitações (continua não sendo um critério de julgamento das ofertas nas licitações): para Blocos em Terra, mínimo de 50% global das demandas da fase de exploração e mínimo de 50% global das demandas da fase de desenvolvimento da produção; enquanto para Blocos no Mar, mínimo de 30% global das demandas da fase de exploração e quanto à etapa de desenvolvimento da produção o mínimo será de 30% para Construção de Poço, mínimo de 40% para Sistema de Coleta e Escoamento, e mínimo de 25% para Unidade Estacionária de Produção.

Portanto, é neste ponto que se deve trazer à tona que o Repetro-industrialização também tem a finalidade de desenvolver a indústria nacional e promover o desenvolvimento econômico. Isso porque o regime não só permite igualar as condições tributárias conferidas pelo Repetro-

sped no caso bens de origem estrangeira (competitividade), como os incentivos fiscais de uma forma geral também atingem a receita auferida pela pessoa jurídica beneficiária (habilitada no regime), bem como vendas de matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem à pessoa jurídica fabricante de produtos finais, assim como a venda do produto final em si.

Logo, observa-se que a política de conteúdo local é um tipo de intervenção por direção, estipulando obrigações e aplicando multa em caso de descumprimento (exceto nas ocasiões abarcadas pela Resolução ANP n° 726/2018), sob a finalidade de assegurar a participação de fornecedores locais no suprimento de demandas do setor petrolífero no Brasil. Já o Repetro-industrialização é uma tributação indutora (incentiva via tributação), que fomenta a atividade econômica da indústria doméstica e estimula o desenvolvimento nacional. Cabe verificar que intervenções por direção e por indução podem se complementar com o intuito de fortalecer o resultado pretendido, como é neste caso, em que ambas as intervenções são incidentes sobre a fase *upstream* da cadeia produtiva do petróleo.

Prosseguindo a ampla análise regulatória do petróleo no Brasil, analisa-se a Cláusula de PD&I (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação), a qual atualmente é regulamentada pela Resolução ANP n° 918 de 2023 e tem a fundamentação nas atribuições legais da ANP conferidas pela Lei n° 9.478/97. A ANP aplica a Cláusula de PD&I nos contratos de exploração e produção desde a Rodada Zero (1998), estabelecendo que os concessionários devem fazer despesas caracterizadas como pesquisa e desenvolvimento no valor correspondente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção dos campos que pagam Participação Especial, ou seja, tal determinação se aplica nos contratos sob o regime de concessão (ANP, 2024e).

Já nos casos do contrato de partilha de produção, o valor da obrigação corresponde a 1% (um por cento) da receita bruta anual, enquanto nos contratos de cessão onerosa corresponde ao percentual de 0,5% (meio por cento) da receita bruta anual, segundo delimitações contratuais (ANP, 2024e). No entanto, deve-se atentar que a referida cláusula não se aplica à PPSA (§ 2º, art. 1º da Resolução ANP n° 918 de 2023).

De acordo com a Resolução ANP n° 918 de 2023 (art. 1º), o cumprimento da obrigação de investimentos da aludida cláusula tem como finalidade promover o “desenvolvimento científico e tecnológico do setor visando o desenvolvimento da indústria nacional, a busca de soluções tecnológicas e a ampliação do conteúdo local de bens e serviços”.

Azevedo (2019) observa que os investimentos em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) decorrem principalmente da parceria entre universidades e sociedades empresariais, com a finalidade de promover avanço tecnológico de um setor estratégico, gerando benefícios

para todos os envolvidos, impulsionando investimentos e desenvolvimento tecnológico e inovação no País. Ou seja, é uma obrigação de investimento que aproxima universidades e centros de pesquisas com a indústria do petróleo para promover soluções inovadoras e avanços tecnológicos para o setor.

É interessante frisar que a Resolução ANP n° 918 de 2023 trouxe a preocupação atualizada de abordar temas relacionados a não só petróleo e gás natural, como também biocombustíveis, fontes de energias renováveis, transição energética e descarbonização (§ 1º do art.1º). De fato, a Resolução ANP n° 918 de 2023 é detalhada, descrevendo a aplicação dos recursos que vão desde projetos de pesquisa, desenvolvimento experimental, construção de protótipos, projetos de estudo de bacias para aquisição de dados, projeto de infraestrutura, projeto industrial, capacitação de fornecedores, formação de recursos humanos, dentre outras modalidades de fomento, englobando uma variedade de áreas que vai desde engenharia, meio ambiente, ciências sociais, humanas e da vida, bem como pesquisa em tecnologia da informação e comunicação.

Então, em razão da aplicação da cláusula de PD&I desde 1998 até 2022, os investimentos oriundos da obrigação da cláusula somaram R\$26,25 bilhões, dos quais só em 2022 atingiu R\$4,4 bilhões por causa principalmente da ampliação sobre a produção do pré-sal, como expressado no gráfico a seguir (ANP, 2024b):

Gráfico 34 – Obrigação de investimento em PD&I – 1998-2022



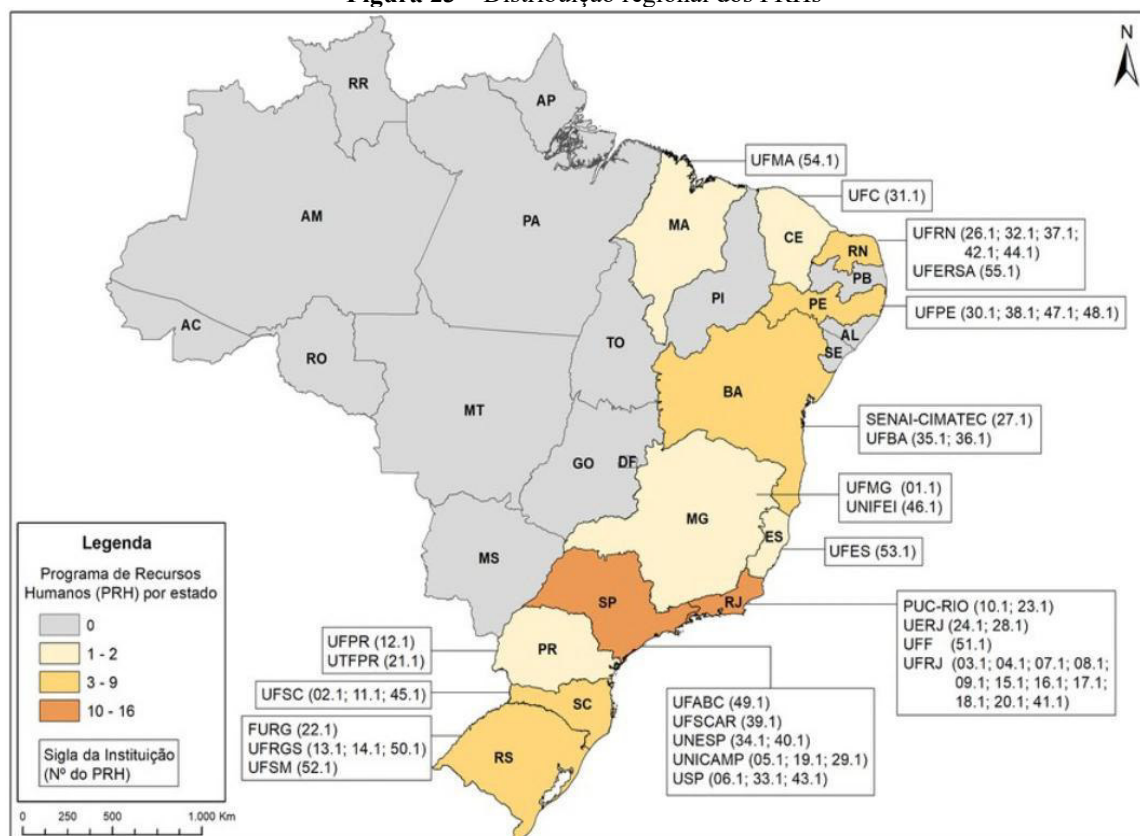
Fonte: ANP, 2024b

Também cabe analisar que é uma regulação de incidência no *upstream* já que tem relação direta com a receita originária da produção (um percentual), além disso, sofre impactos do preço do petróleo no ano referência. Porém, de todo modo são investimentos de montantes expressivos e que contribuem com o desenvolvimento do setor no Brasil.

Por sua vez, analisa-se o Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH-ANP). Este programa da ANP foi implementado desde 1999 para atender os ditames da Lei nº 9.478/97 no que concerne ao estímulo da pesquisa e adoção de novas tecnologias no setor. Dessa forma, o PRH-ANP tem como objetivo promover a organização de instituições de ensino para oferecer aos alunos e profissionais especializações consideradas estratégicas e imprescindíveis ao desenvolvimento do setor de petróleo no Brasil, utilizando como principais instrumentos a concessão de bolsas de estudos e o adicional financeiro de taxa de bancada⁴⁷ (ANP, 2018).

Dessa maneira, o PRH-ANP teve sua primeira fase, compreendida entre 1999 e 2018, sob o financiamento do Fundo Setorial de Petróleo e Gás Natural (CT-Petro), que obteve resultados relevantes como formação de mão de obra especializada para inserção no mercado de trabalho e desenvolvimento de novas pesquisas para o setor. Já na segunda fase, iniciada em 2019 e que se estende até a atualidade, tem aportes originários da Cláusula de PD&I como fonte de recursos financeiros, contando com 55 programas, em 26 instituições de ensino, em 12 estados da federação (ANP, 2025):

Figura 23 – Distribuição regional dos PRHs



Fonte: ANP, 2025

⁴⁷ Taxa de Bancada trata-se um recurso financeiro destinado a cobrir despesas relacionadas à execução de atividades e serviços necessários ao desenvolvimento do programa, especialmente relativos às atividades laboratoriais dos alunos, participação de eventos/congressos, trabalhos de campo e encontros técnicos, excluindo-se gastos em itens da instituição de ensino. A Taxa de Bancada deve ter proporção de 30% em relação ao valor da bolsa de estudos (ANP, 2018).

Nesta segunda fase (a partir de 2019), a estimativa é de conceder 880 bolsas por ano e um orçamento quinquenal estimado em R\$220 milhões. No entanto, entre 2019 e 2023, os aportes realizados pelas petrolíferas no PRH-ANP a título de cláusula de PD&I já atingiram o montante de mais R\$307 milhões⁴⁸ (ANP, 2025). Os valores brutos das bolsas a partir de janeiro de 2019 estão descritos no quadro a seguir, embora haja previsão expressa de reajuste quadrienal (a partir do mês de janeiro) com base no IGP-M (ANP, 2018):

Quadro 27 – Valores brutos das bolsas com vigência a partir de janeiro de 2019 – PRH-ANP

Modalidade de Bolsa	Valor (R\$)
Graduação (GRA)	600,00
Mestrado (MSc)	2.230,00
Doutorado (DSc)	3.280,00
Pós-Doutorado (PDSc)	6.110,00
Coordenador (COO)	2.800,00
Pesquisador Visitante (PV)	7.750,00
Apoio Técnico (AT)	820,00

Fonte: ANP, 2018

Assim sendo, parte das receitas da produção do petróleo tem destinação para financiamento de pesquisa e qualificação de pessoas, por meio da regulação do PRH-ANP, integrando instituições de ensino e indústria do petróleo para fortalecimento do desenvolvimento setorial brasileiro.

Por fim, analisa-se o Fundo Social do pré-sal (FS), o qual foi instituído pela Lei nº 12.351/2010, no art. 47, que tem como “finalidade constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento”. São sete áreas que os programas e projetos de combate à pobreza e de desenvolvimento devem ter destinação: educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente e mitigação e adaptação às mudanças climáticas (incisos do art. 47).

De um modo geral (orientado genericamente pela disposição do art. 49 da Lei nº 12.351/2010), o Fundo Social – FS tem como fonte de recursos: parcela do valor do bônus de assinatura nos contratos de partilha de produção, parcela dos *royalties*, parcela da participação especial (desde que nos contratos de concessão celebrados na área do pré-sal), parte da receita

⁴⁸ Os aportes podem ser visualizados em tabela especificando o ano, o valor do aporte, a empresa e o total exato atualizado até 08 de janeiro de 2025, no seguinte link: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/tecnologia-meio-ambiente/prh-anp-programa-de-formacao-de-recursos-humanos-1/arquivos-2a-fase/aportes.xlsx>

advinda da comercialização do petróleo (conforme disposto em lei), resultados de aplicações financeiras e outros recursos destinados ao Fundo Social – FS por força da lei.

Na verdade, o TCU (Brasil, 2023), no processo TC 028.706/2022-6, expressa que o Fundo Social – FS trata-se de uma espécie de Fundo Soberano de Riqueza (FSR, que em inglês é *Sovereign Wealth Funds – SWF*) que o Brasil idealizou como ferramenta para maximizar os benefícios para o País das receitas originárias das atividades do petróleo na área do pré-sal e mitigar as vulnerabilidades que a extração de recursos naturais ocasionam. Tais vulnerabilidades são: finitude de um recurso não renovável, volatilidade de receitas por causa dos preços de mercado do petróleo e grande volume de investimentos em moeda estrangeira, dependendo de oscilações cambiais e provocando atrofia de setores da economia⁴⁹.

Assim, diante das vulnerabilidades típicas da atividade extrativista, notoriamente o art. 48 da Lei nº 12.351/2010 elenca objetivos do Fundo Social – FS que servem de mitigação desses problemas, como: constituir uma poupança pública de longo prazo com as receitas auferidas pela União, ofertar fontes de recursos para o desenvolvimento social e regional (na forma do art. 47), mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações de renda geradas pelas atividades do petróleo e outros recursos não renováveis.

Historicamente, do ano de 2012 até o ano de 2022, a arrecadação do Fundo Social atingiu aproximadamente R\$146 bilhões, conforme levantamento de dados do TCU (Brasil, 2023):

Quadro 28 – Arrecadação histórica do Fundo Social do pré-sal – 2012 a 2022

<i>Arrecadação do Fundo Social de 2012 a 2022</i>	
Ano	Arrecadação Total
2012	450.000.000,00*
2013	993.532.056,03
2014	3.315.913.223,88
2015	4.620.763.485,08
2016	4.440.882.252,16
2017	9.612.079.228,68
2018	18.584.679.665,18
2019	21.100.318.014,35
2020	17.952.865.708,59
2021	25.638.760.203,77
2022	39.054.168.180,87
TOTAL	145.763.962.018,59

*Valor estimado com base na Nota 3/COFINSUPOF/STN/MF-DF e no Relatório de Consolidação das Participações Governamentais da ANP do ano de 2012.

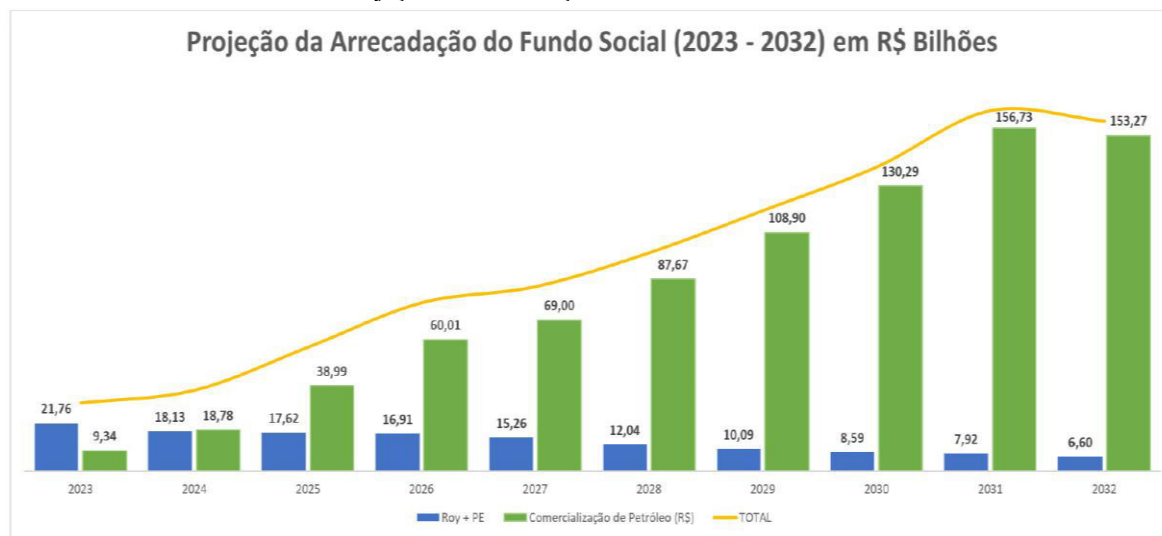
Fonte: TCU, 2023

Nota: Elaboração do TCU com base nos dados do Tesouro Gerencial

⁴⁹ Este ponto específico tem relação direta com o fenômeno da doença holandesa. E constituir uma forma de Fundo Soberano ou internacional como forma de poupança é uma forma de que Bresser-Pereira (2010) aponta como maneira de neutralizar a doença holandesa e desindustrialização dos países que parte da economia depende de *commodities*, como o petróleo.

Em termos de projeção, entre 2023 e 2032, a estimativa é do Fundo Social – FS atingir o valor de aproximadamente R\$968 bilhões, uma quantia que praticamente representa sete vezes o importe arrecadado entre 2012 a 2022 (em torno de R\$ 146 bilhões⁵⁰). A estimativa contida no processo TC 028.706/2022-6, do TCU (Brasil, 2023), é que boa parte do montante projetado seja da parcela da comercialização do petróleo, até mesmo pela crescente produção dos campos localizados no pré-sal sob o regime de partilha de produção:

Gráfico 35 – Projeção da arrecadação do Fundo Social – FS – 2023 a 2032



Fonte: TCU, 2023

Nota: Elaboração do TCU com base nos dados do Painel Interativo Pré-Sal Petróleo (PPSA) e da Nota Técnica 5/2023/SPG/ANP-RJ

Portanto, numa análise abrangente, a fase *upstream* do petróleo tem uma regulação específica não só levando em consideração as peculiaridades do setor e da fase em si, como há a intencionalidade do Estado brasileiro promover a concretização de objetivos constitucionais por meio do campo econômico, sobretudo na promoção do desenvolvimento.

A Constituição federal carrega consigo o dever estatal de ser concretizada para tornar as normas (abarcando regras e princípios constitucionais) eficazes, ao mesmo tempo em que necessita de interpretação e atividade dos órgãos públicos na função administrativa, legislativa e judiciária para obter as decisões necessárias dos problemas práticos que também recai a norma constitucional. Assim, concretizar o que determina a Constituição significa ir atribuindo densidade às normas para reduzir a abstração e dar preenchimento ao ponto de criar

⁵⁰ Embora não seja objeto do presente trabalho analisar com profundidade o Fundo Social do pré-sal, é relevante consignar que atualmente dos quase R\$146 bilhões arrecadados entre 2012 e 2022 (10 anos), só restam disponíveis no Fundo o montante de aproximadamente R\$20 bilhões. Isso porque, por força da Lei nº 12.858/2013, aproximadamente R\$66 bilhões já foram destinados à educação e aproximadamente R\$64 bilhões foram usados para amortização da dívida pública nos anos de 2021 e 2022, por força da Emenda Constitucional 109/2021 C/C a Portaria ME/STN 759/2021. Tais acontecimentos ficaram conhecidos como “o esvaziamento do Fundo Social” enquanto uma forma de representação, bem exposto pelo TCU no processo TC 028.706/2022-6 (Brasil, 2023).

um processo estruturante técnico-normativo, e assim ter soluções jurídicas para as questões constitucionais postas (Canotilho, 2003).

À vista disso, o art. 3º da Constituição federal de 1988 (que contém os objetivos fundamentais da República, dentre eles, o desenvolvimento nacional) é uma ferramenta normativa que transforma finalidades sociais e econômicas em objetivo jurídico, guiando um processo estruturante de normas e de interpretação teleológica de todo ordenamento constitucional, bem como ordena o cumprimento objetivo, uma norma-fim. Assim, a Constituição federal de 1988 compreende características de uma constituição econômica regulamentadora da atividade econômica, bem como a função de reforma ou transformação estrutural (Bercovici, 2005).

É nesse sentido que uma regulação de uma atividade econômica ao mesmo tempo em que normatiza, inclui a concretização dos objetivos constitucionais. A regulação do petróleo no Brasil passa por esse processo estruturante, não só pelos institutos analisados (Repetro-sped, Repetro-industrialização, Política de Conteúdo Local, PRH-ANP, Fundo Social) que contribuem diretamente com o desenvolvimento, mas pelo próprio histórico de atraso no desenvolvimento do setor.

Ademais, o desenvolvimento nacional enquanto objetivo fundamental brasileiro irradia pelo ordenamento jurídico e claramente tem harmonia com os objetivos da política energética brasileira contidos na Lei nº 9.478/97, dos quais destacam-se: preservar o interesse nacional, promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho, proteger os interesses do consumidor, proteger o meio ambiente, atrair investimentos e ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

Desse modo, a regulação do *upstream* possui congruência com a Constituição federal de 1988 e a política energética nacional esculpida na Lei nº 9.478/97, que por meio de uma atividade econômica de um setor, o desenvolvimento nacional é implementado por não se limitar a uma regulação meramente econômica ou voltada ao mero crescimento econômico. Por meio da atividade econômica do petróleo, há direcionamentos para o âmbito social, como investimentos em educação, pesquisa, inovação, mão de obra especializada, criação de postos de trabalho, geração de renda, bem como no âmbito econômico para fortalecimento de fornecedores locais, ampliação de infraestrutura e atração de investimentos para o País. Ou seja, uma série de estímulos que integram uma noção de desenvolvimento.

Para Celso Furtado (2000) o conceito de desenvolvimento pode ter dois sentidos distintos, apresentando dimensões. O primeiro sentido refere-se ao sistema social de produção que promove maior acumulação e progresso de técnicas, tornando-se mais eficaz e elevando a

produtividade do conjunto de forças de trabalho. Enquanto o segundo sentido, trata-se do grau de satisfação das necessidades humanas, objetivamente consideradas aquelas mais elementares como alimentação, vestuário, habitação, aumento na expectativa de vida, até o ponto que subjetivamente “necessidades” tem uma densificação a partir do contexto cultural. É relevante compreender que o aumento da eficiência do sistema de produção não implica por si só que as necessidades elementares da população sejam melhor satisfeitas (apesar da eficiência do sistema produtivo ser comumente utilizado como principal indicador de desenvolvimento).

Entretanto, Celso Furtado (2000) ainda menciona que uma terceira dimensão pode ser acrescentada no que tange ao desenvolvimento, que é a consecução de objetivos que almejam os grupos dominantes da sociedade e que competem na utilização de recursos escassos, demandando a construção de um discurso ideológico, o que evidencia que o desenvolvimento de uma sociedade não é divergente da sua estrutura social e nem da formulação de políticas de desenvolvimento, bem como sua implementação. Todo esse processo demanda fundamentação ideológica.

Nesse enquadramento, o desenvolvimento econômico é um fenômeno que é caracterizado pelo aumento dos níveis de produtividade e melhoria do padrão de vida da população (renda por habitante), com um processo de acumulação de capital (com relação ao produto nacional) e incorporação de progresso técnico à produção; variando o grau do fenômeno conforme razões históricas e estratégias nacionais. Trata-se de um processo de transformação social em três níveis – estrutural, institucional ou cultural, com a sustentabilidade, de maneira que uma sociedade nacional se demonstra capaz de competir internacionalmente, aproveita de melhor forma seus recursos e tem à disposição as instituições necessárias para se desenvolver (Bresser-Pereira, 2006).

Celso Furtado (2009) explica que o processo de desenvolvimento econômico é realizado por meio da combinação de novas técnicas produtivas já existentes ou por introdução de inovações técnicas. Logo a estrutura produtiva também é relevante para identificar o grau de desenvolvimento que um país se encontra: pois se um país apenas absorve técnicas já conhecidas, importando tecnologia, já aponta algum grau de subdesenvolvimento. Isso porque em estruturas econômicas desenvolvidas o aumento de produtividade só ocorre por meio de introdução de novas técnicas (inovação tecnológica). Isso é observável nos casos dos países que estão inseridos no sistema de divisão internacional de trabalho como exportadores de produtos primários, que absorvem tecnologia mais rapidamente no que tange produtos finais do que no dos processos produtivos.

Ou seja, nesses países que ainda apresenta graus de subdesenvolvimento, ocorre tão somente um processo de modernização, ao invés de avanços inovadores de técnicas produtivas. Todavia, o subdesenvolvimento é um processo histórico autônomo (e com peculiaridades), não sendo uma etapa que uma economia deve passar necessariamente para atingir um grau mais elevado de desenvolvimento (Furtado, 2009).

Assim, o Brasil deve direcionar os recursos oriundos da atividade econômica do petróleo para inovação de técnicas de ampliação e aprimoramento de suas estruturas produtivas, para atingir maiores graus de desenvolvimento. Isso implica em desenvolver aparato tecnológico suficiente a ponto de reduzir a dependência de importação tanto de bens e serviços já finalizados industrialmente, como de tecnologia (absorção de técnicas, mera modernização), ampliando a sua autonomia produtiva.

Além disso, a renda do petróleo deve ser utilizada para financiar a diversificação da base econômica em prol de atividades intensivas em infraestrutura, máquinas, equipamentos (capitais físicos) e humano que garantam às gerações presentes e futuras uma dinâmica de desenvolvimento econômico, que progressivamente vão se desvinculando das atividades extrativas como a do petróleo (capital natural). Há então uma lógica de justiça intergeracional⁵¹ que orienta uma justa distribuição de renda petrolífera entre as gerações presentes e futuras, sendo uma das melhores práticas internacionais, comumente chamada de Regra de Hartwick (Tolmasquim; Pinto Jr., 2011).

Aprofundando à análise, também é importante considerar o desenvolvimento na perspectiva dos direitos humanos pela amplitude dimensional social e cultural inclusiva, não apenas um direito econômico do desenvolvimento o qual é passível de fomentar o crescimento do PIB e mesmo assim conservar níveis baixos de IDH. Ou seja, na concepção mais contextualizada na atualidade, o processo de desenvolvimento deve ter dimensões econômicas com estabilidade de crescimento, bem-estar social verificado na efetividade de direitos humanos e ainda sustentabilidade do meio ambiente (Feitosa, 2009).

O direito ao desenvolvimento é reconhecido formalmente como direito humano com a Declaração sobre o Direito ao Desenvolvimento a qual foi adotada pela Resolução nº 41/128 da Assembleia Geral das Nações Unidas, em 4 de dezembro de 1986. A Declaração sobre o Direito ao Desenvolvimento de 1986 anuncia que o desenvolvimento é um direito humano inalienável, o que habilita qualquer pessoa e todos os povos a participação no desenvolvimento

⁵¹ Nesse sentido, além do investimento intensivo na infraestrutura física do país e investimento no aspecto humano, a constituição de um Fundo Soberano é de suma importância para alocar recursos na forma de poupança para garantir a disponibilidade das rendas petrolíferas para as próximas gerações.

econômico, social, cultural e político, para contribuir e dele desfrutar, o que implica na realização de todos os direitos humanos e liberdades fundamentais (art.1º).

Logo, o desenvolvimento na perspectiva dos direitos humanos é um processo inclusivo, em que toda a população deve ter participação e usufruto dos avanços socioeconômicos. Isso implica numa distribuição ampla e justa das riquezas que são produzidas socialmente, elevando o patamar da qualidade de vida de todos os cidadãos.

Assim sendo, ao introduzir os direitos humanos na abordagem do desenvolvimento, um processo multidimensional emerge refutando o indicador econômico como o principal, incluindo-se na discussão políticas públicas de investimento (em esfera nacional e internacional), preocupação com processos de industrialização e consumo que podem causar danos ao meio ambiente, gerando consequências não apenas na geração presente, como nas gerações futuras. Assim, enquanto plural e abrangente, o desenvolvimento pode ser visto na eficiência dos governos na promoção dos direitos humanos, bem como no dinamismo do desenvolvimento setoriais que alavancam tal fenômeno de maneira integral num país. Portanto, a riqueza nacional afinal tem como objetivo o resgate do social e do humano, aferida pelo nível de bem-estar da população, sem discriminação, em ampla inclusão (Feitosa; Silva, 2012).

Em congruência a essa corrente de pensamento, deve-se considerar que a Constituição federal de 1988 abarca a solidariedade como valor ético que promove a coesão e adesão dos cidadãos em função de um objetivo em comum, de maneira que o Estado tenha atuação em conformidade à concretização de objetivos e valores constitucionalmente garantidos. Logo o desenvolvimento é um processo de realização da dignidade da pessoa humana, devendo ter clareza qual é o ponto de chegada pretendido pela sociedade (rumo ao desenvolvimento) e o percurso econômico para incrementar a qualidade de vida para todos. Ou seja, os benefícios sociais devem ser partilhados entre todos os cidadãos, concretamente deve existir um padrão mínimo de bem-estar e a justiça social deve possibilitar a realização de uma liberdade igualitária e incluyente (Araújo, 2018).

Portanto, para Armatya Sen (2008), o desenvolvimento acontece quando há efetivamente a expansão das liberdades, caracterizado pelo acesso a oportunidades econômicas, igualdade nas oportunidades sociais, justiça na distribuição de renda, participação política democrática, atendimento das condições necessárias para viver com dignidade (alimentação, moradia, trabalho, saúde, educação), serviços públicos acessíveis e de qualidade, com todos esses fatores em harmonia com o progresso econômico.

No âmbito normativo internacional, de conteúdo relevante à temática do desenvolvimento, o Pacto Internacional sobre os Direitos Econômicos, Sociais e Culturais

(PIDESC) de 1966⁵² já explicita no Preâmbulo que o ideal do ser humano livre não pode ser concretizado sem que haja condições que possibilitem cada pessoa usufruir de seus direitos econômicos, sociais e culturais, assim como de seus direitos civis e políticos.

E assim, cada Estado Parte do aludido Pacto Internacional de 1966 deverá elaborar programas, normas e técnicas apropriadas para garantir o desenvolvimento (econômico, social e cultural, incluindo gozo de liberdades políticas e econômicas fundamentais), bem como incluir orientações, formações técnicas e profissionais, e pleno emprego produtivo (art. 6º, 2). Para tanto, cada Estado Parte do Pacto se comprometeu a adotar medidas nos planos econômicos e técnicos, adequadas para a realização desses direitos, inclusive medidas legislativas (art. 2º).

Desse modo, a regulação da cadeia produtiva do petróleo no *upstream* representa um processo normativo de concretização em sinergia (intervenções direta, por direção e por indução) para atingir o que determina a Constituição federal de 1988, os objetivos da política energética nacional (Lei nº 9.478/97) e normas internacionais. E o Repetro-sped é parte integrante nesse processo de desenvolvimento não só em termos de atratividade de investimentos, como de viabilidade de projetos de petróleo no Brasil e consequente exercício da atividade econômica do setor.

O TCU, no processo TC 031.800/2016-5, bem pontua que além da importância energética, o petróleo é fonte de riqueza econômica direta e indireta, constituindo uma indústria responsável pela geração de significativo volume de receitas estatais que possibilitam ao estado anfitrião desenvolver a infraestrutura do país e realizar políticas sociais. Ademais, essa indústria movimenta uma vasta cadeia de fornecimento, vultosa e altamente tecnológica, estando na fronteira do desenvolvimento (Brasil, 2024).

Cabe ainda apontar que o REPETRO enquanto regime especial não é exclusividade do setor petrolífero, como se fosse algum tipo de privilégio isolado. Pelo contrário, a estratégia de intuir um regime especial para atração de investimentos e fomento ao desenvolvimento de um setor é comum, instituída para diversos setores, como exemplificado pelo TCU (Brasil, 2024): Reporto (Regime Tributário para Incentivo à Modernização e à Ampliação da Estrutura Portuária), Padis (Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores e Displays), Reidi (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura), Repenec (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura da Indústria Petrolífera nas Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste) e Reiq (o

⁵² O Brasil ratificou esse Pacto Internacional (PIDESC) por meio do Decreto nº 591, de 6 de julho de 1992.

Regime Especial da Indústria Química e Petroquímica brasileira). Todos eles guardam grande semelhança com o REPETRO.

Ademais, há resultados consolidados relevantes associados com a aplicação do REPETRO quanto ao desenvolvimento do setor no Brasil. Nesse sentido, Delgado e Cals (2017), a partir de dados da FIESP e do Valor Econômico de 2017, apontam que desde a implementação do Repetro, um conjunto de resultados do setor estão associados ao regime entre 1999 e 2016, como: o número de trabalhadores passou de 42,3 mil para 108,6 mil (crescimento de 156,6%), o valor bruto de produção industrial passou de R\$ 22,6 bilhões em 1999 (a preços de 2015) para R\$63,3 bilhões (crescimento real de 180,8%), desenvolvimento de vários fornecedores nacionais para fabricação e integração de módulos, implantação de capacidade de dique seco em várias regiões do Brasil e implantação de capacidade de manufatura e P&D das grandes empresas globais de equipamentos *subsea*. Ou seja, o REPETRO foi um fator regulatório contributivo para o impulsionamento do desenvolvimento setorial brasileiro.

5.3 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: E O PETRÓLEO NESSE CONTEXTO?

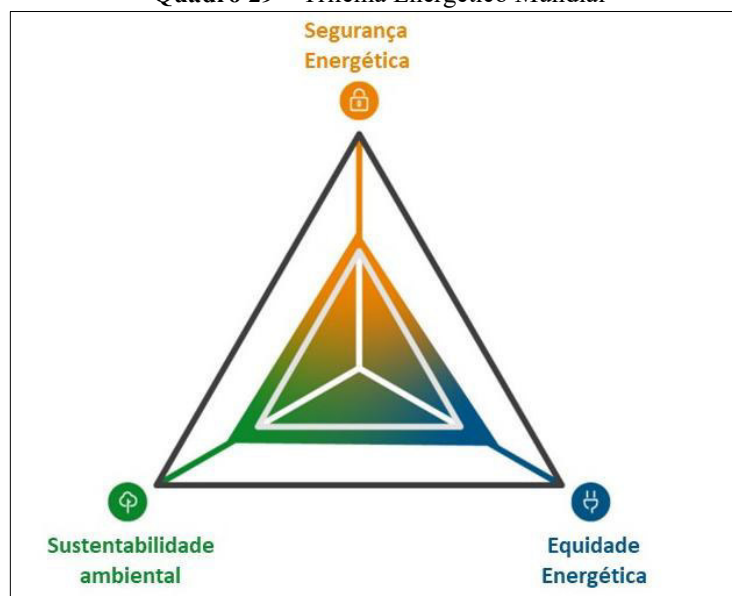
Não se pode negar que atualmente o contexto mundial está se preparando para uma transição energética, com a finalidade de ampliar o uso de fontes energéticas renováveis e limpas, para reduzir a emissão de GEE e combater os efeitos decorrentes das mudanças climáticas. Neste ponto, a tendência de global é de retração da utilização de fontes energéticas fósseis e não renováveis, pelo potencial poluente, como é o caso do petróleo.

Assim, a transição energética está cada vez mais presente na agenda global para mitigar os efeitos das mudanças climáticas e reduzir a emissão de gases estufa, como por exemplo, a Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas ocorrida em Paris, em 2015, que determinou metas para limitar o aumento da temperatura global a 2°C, até 2030, bem como diversos países já estão regulando o mercado que envolve carbono, além de empresas e instituições financeiras que estão incluindo políticas internas de ESG (*Environment Social Governance*, que corresponde a Meio-ambiente, Sociedade e Governança) com metas próprias e estratégias (ABESpetro, 2024).

Souza Frias (2020) disserta que a transição energética é medida mais que necessária para: combater a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera e consequente mudança climática (I); diminuir a dependência dos recursos não renováveis (II); assegurar a segurança energética (III); preservação ambiental (florestas, rios, lagos) (IV); enfrentamento aos impactos sociais negativos (V) e aproveitar as vantagens técnicas e econômicas das novas fontes (VI).

Cabe compreender que a transição energética é um tema integrante de um cenário amplo, em que outros fatores, não só ambientais são considerados no tocante às fontes de energia. Esse cenário amplo remete ao “Trilema Energético Mundial” (*World Energy Trilemma*) que orienta o equilíbrio entre três fatores: segurança energética, equidade energética e sustentabilidade ambiental (World Energy Council, 2024). O trilema energético pode ser representado na seguinte forma:

Quadro 29 – Trilema Energético Mundial



Fonte: World Energy Council, 2024 (tradução própria)

Dessa forma, é importante compreender cada um desses fatores que compõe o trilema. A segurança energética é a capacidade de uma nação em atender de forma confiável a demanda energética atual e futura, além de resistir e se recuperar rapidamente de choques no sistema com interrupção mínima no fornecimento. Já a equidade energética é a avaliação da capacidade de um país de fornecer acesso universal a energia abundante, acessível e com preços justos para uso doméstico e uso comercial. Enquanto a sustentabilidade ambiental representa a transição do sistema energético do país no sentido de mitigar e evitar potenciais danos ambientais e impactos das alterações climáticas (World Energy Council, 2024).

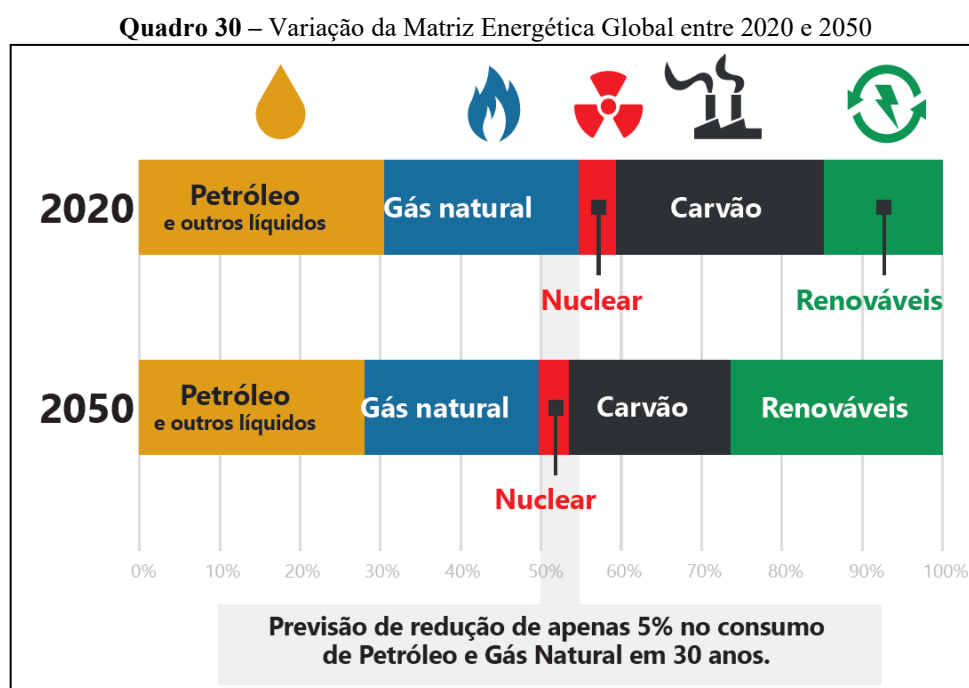
Por isso que as mudanças climáticas, embora de extrema importância que seja mitigada, não é o único fator a ser considerado. A mitigação de impactos ambientais também é fator de preocupação na ampliação e geração das energias renováveis, bem como o elemento econômico do custo e a qualidade e a quantidade da oferta energética dessas fontes (garantia de segurança energética).

De fato, a transição energética, mais do que uma necessidade de conservação da qualidade do meio ambiente, é uma mudança de consciência e de paradigmas de processos produtivos e

de consumo. A tecnologia é o elemento central como vetor dessa transformação, a partir do reconhecimento que a produção de energia passa por uma evolução na forma que é produzida (e consumida), sob a necessidade da sustentabilidade. Ou seja, criticamente as formas de produção e consumo de energia, sobretudo no que toca às energias não renováveis e poluentes, não estão mais restritas ao puro aspecto econômico, mas devem ter a amplitude de mitigação dos impactos ambientais e mudanças climáticas, com a preservação do meio ambiente saudável.

Por esses motivos, a importância da descarbonização e o gerenciamento de questões ambientais fazem com que a produção de petróleo passe por adequações, integrando tecnologias que reduzam cada vez mais os impactos prejudiciais ao meio ambiente. Não se trata de condenar a produção e uso dessa fonte energética (petróleo e derivados), mas de repensar o processo produtivo atual rumo a um processo mais eficiente energeticamente, tanto em termos de redução de consumo sem prejudicar os avanços socioeconômicos que a população usufrui, como em redução dos efeitos poluentes e formas de reaproveitamento.

Outrossim, apesar da transição energética estar sendo debatida e posta em curso, não significa que no futuro o petróleo e seus derivados não serão utilizados ou terão redução drástica. A ABESpetro (2024) aduz que, a partir de indicadores internacionais, o petróleo e o gás irão continuar desempenhando papel significativo na composição da matriz energética mundial até pelo menos 2050, o que justamente para atender as demandas previstas, é relevante garantir que a indústria tenha viabilidade econômico-financeira de seus projetos. Nesse sentido, a estimativa da mudança do consumo mundial nas próximas três décadas:



Fonte: ABESpetro, 2024

Nota: Elaboração com dados da *U.S Energy Information Administration* e *Internacional Energy Outlook*, 2021

Ou seja, a estimativa é de uma retração de 5% do consumo de petróleo e seus derivados (o mesmo é estimado de ocorrer com gás natural) frente às outras fontes energéticas nos próximos 30 anos (da utilização energética total, a previsão é de retração relativa de 5%, aumentando o consumo de outras fontes, sobretudo renováveis). Enfatiza-se que é uma estimativa, pois fatores econômicos e tecnológicos são elementares na exatidão desse cenário futuro.

Logo, como aponta o IBP (2023b), ainda que o mundo tenha que seguir rumo à descarbonização, há o consenso de que o petróleo permanecerá indispensável para garantir a oferta de energia e bem-estar da população nas próximas décadas: ou seja, um futuro descarbonizado não será um futuro sem petróleo. A tendência é das empresas de O&G diversificarem seus investimentos para incluir tecnologias de baixo carbono, associando às suas operações.

Por isso, a ABESpetro (2024), que considera a transição energética como um movimento desejável e inevitável, posiciona-se em prol de adicionar nas atividades do petróleo ações voltadas à transição energética, como: desenvolver tecnologias de descarbonização dos ativos de produção, desenvolver unidades de geração de energia eólica offshore flutuantes ou fixas, aprimorar a tecnologia de equipamentos de CCUS⁵³ para reservatórios, desenvolver tecnologias para exploração de minérios presente na areia do fundo mar, dentre outras inovações ou aprimoramento no âmbito tecnológico.

Então, a ABESpetro (2024) aponta que, embora o petróleo continue sendo uma importante fonte energética nas próximas décadas, a urgência da transição energética trouxe dificuldades adicionais para o financiamento do setor e investimento nos seus projetos (diante do objetivo de redução de emissão de GEE). Diversos impactos econômico-financeiros atingiriam o setor como aumento de juros, volume disponível de recursos para investimentos, o que dificulta a viabilização de projetos de médio porte, e mudanças nos custos de projetos de grande porte, muito embora a velocidade da transição dependa das inovações promovidas principalmente pelas receitas com a venda do petróleo.

Além dos impactos da retração de demandas, por uma postura global mais voltada para financiamento de projetos envolvendo fontes energéticas limpas e renováveis, há uma tendência de um contexto com maiores adversidades para o setor do petróleo isoladamente enquanto atividade econômica (ABESpetro, 2024).

⁵³ “CCUS é a sigla em inglês de *Carbon Capture, Use and Storage*, ou seja, Captura, Uso e Armazenamento de Carbono (tradução para o português). Trata-se de tecnologias para capturar carbono emitido e reinjetá-lo em reservatórios depletados (esvaziados) de petróleo” (ABESpetro, 2024).

Diante disso, lembrando a premissa exposta neste trabalho, que para ter produção e receitas petrolíferas, demanda a conclusão bem sucedida das etapas de exploração e de desenvolvimento, sendo o REPETRO um regime elementar para viabilizar tais etapas, as regulações associadas como a Cláusula de PD&I e o Fundo Social do pré-sal são exemplos da sinergia em favor da transição energética. Trata-se de converter parte das receitas do petróleo em investimentos para o desenvolvimento de tecnologias destinadas à mitigação das mudanças climáticas, sendo então uma importante estratégia a utilização desses recursos.

No que tange à Cláusula de PD&I, regulamentada pela Resolução ANP nº 918 de 2023, o desenvolvimento de parcerias entre universidades, centros de pesquisa e indústria, promove o avanço tecnológico e científico do setor para soluções inovadoras no âmbito de bicomcombustíveis, fontes de energias renováveis, transição energética e descarbonização.

Por sua vez, os recursos que são destinados ao Fundo Social do pré-sal (art. 47 da Lei nº 12.351/2010) é uma fonte para financiamento de programas e projetos nas áreas de ciência e tecnologia, meio ambiente e mitigação e adaptação às mudanças climáticas (incisos V, VI e VII).

Nesse sentido, o REPETRO continua com sua importância na viabilidade econômico-financeira de projetos de petróleo, devendo ocorrer a intensificação no investimento em tecnologia de descarbonização, como por exemplo a imposição regulatória de metas de mitigação (exemplos como a utilização da tecnologia de captura de carbono, aumento de eficiência nos processos produtivos e técnicas de reaproveitamento) ou reparações ambientais.

A questão das mudanças climáticas associadas à emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) resultam da queima direta de combustíveis fósseis como carvão, petróleo e gás natural, que são amplamente utilizados como suprimento mundial de energia. Diante da seriedade em que atualmente o tema é tratado, formas de mitigar as emissões de GEE estão sendo desenvolvidas e aprimoradas, incluindo basicamente três frentes: utilização de tecnologia de eficiência energética e conversão, ampliação de outras formas de energia (renovável e verde) e utilização de tecnologia de captura e sequestro de carbono (Babarindea; Adiob, 2020).

Sobre a eficiência energética, esse aspecto refere-se à eliminação do desperdício de energia, aumentando ao máximo o aproveitamento energético (uso mais eficiente), sendo a maneira mais barata de reduzir a emissão dos gases de efeito estufa e de utilização em variados setores, aprimorando projetos. Enquanto o uso de energias renováveis como hidroelétrica,

eólica e solar são promovidas como forma de reduzir a emissão de carbono⁵⁴. Já a captura e sequestro de carbono (CCS) é uma das melhores opções para redução de GEE, pois neste processo o dióxido de carbono de uma grande fonte estacionária é capturado antes de ser liberado na atmosfera, compreendendo três estágio principais: captura, transporte e armazenamento geológico (Babarindea; Adiob, 2020).

Num contexto geral, a relação entre produção de energia e questões ambientais envolve uma gestão de equilíbrio, de maneira que as fontes energéticas sejam geridas de forma eficiente, sem implicar na idealização que é possível zerar a utilização de fontes não renováveis tão rapidamente, sem comprometer a segurança energética. Até mesmo porque as fontes energéticas renováveis também apresentam desvantagens, inclusive de ordem ambiental.

Dessa maneira, é necessário desmitificar as fontes de energias renováveis, pois por si só não há uma relação com o “sustentável”, pois tais fontes possuem em menor ou maior grau desvantagens, embora não as tonem inadequadas para a transição energética. Não há nenhuma fonte “salvadora da humanidade”, de forma que é importante ter a consciência que não existe “conto de fadas” no setor energético, nenhuma fonte é imune às desvantagens (Frias, 2020).

Assim, neste trabalho serão apontadas as desvantagens das principais fontes energéticas renováveis, não como forma de depreciar a importância ou desestimular a ampliação dessas fontes de energia, mas tão somente para trazer uma visão realista, reiterando que a chave do equilíbrio entre matriz energética e meio ambiente está na evolução tecnológica. Dessa forma, as principais energias renováveis – a hidráulica, a dos biocombustíveis, a eólica e a solar – serão analisadas criticamente.

Iniciando pela energia hidráulica, esta possui um grande impacto ambiental desde a construção da usina hidroelétrica, que requisita uma grande área e com potencial energético, até a alteração do curso de rios, causando danos à biodiversidade local (principalmente peixes) e destruição da vegetação nativa. A área afetada pode ocasionar perda de regiões destinadas à agricultura ou pecuária, bem como atingir populações locais que, eventualmente, podem ser obrigadas a deixar seus lares e migrar, rompendo laços territoriais (aspecto crítico sociocultural, como no caso de indígenas que consideram seus territórios sagrados). Além disso, a construção dos reservatórios sempre irá conviver com o risco ambiental de provocar inundação de áreas que por si só causa um dano irreparável (Frias, 2020).

⁵⁴ Outro foco é o uso de energia nuclear como alternativa de mitigar a emissão de carbono, porém as preocupações ambientais dificultam a expansão e pleno estabelecimento dessa fonte de energia na matriz energética de um país (Babarindea; Adiob, 2020).

Então, a construção de um barramento e a formação do reservatório alteram o regime hídrico local, comumente ocasionando interrupção do curso d'água. Durante a construção há o processo erosivo com a intensificação de tráfego de maquinário, retirada da vegetação (a perda de vegetação também ocasiona supressão de espécimes da flora) e exposição do solo, deteriorando a qualidade da água. Com o enchimento do reservatório há degradação de matéria orgânica submersa, processo que progressivamente altera a qualidade da água no reservatório, além do esperado impacto sobre a fauna aquática, sobretudo peixes (ameaça sobrevivência, altera os processos de alimentação, reprodução e migração) (Tolmasquim, 2016).

E de um modo geral, haverá impacto sobre os modos de vida da população, pois há interferência na organização social, política e cultural da região, por vezes implicando em deslocamento compulsório de pessoas que residem nas áreas do projeto da obra, atingindo uma dimensão psicológica por tocar (ou romper) vínculos afetivos criados com o lugar e a comunidade local onde vivem (como parentes e vizinhos) (Tolmasquim, 2016).

Pontos levantados por Tolmasquim (2016) aprofundam o debate sobre a expansão das usinas hidrelétricas: exigência de alto investimento, prazo para construção das usinas geralmente são maiores do que outras opções energéticas (a postergação do início do recebimento de receitas, impacta negativamente no retorno do investimento), demanda de longos períodos de estudos técnicos e ambientais para a tomada de decisão (conclusão pela viabilidade do projeto), complexo equacionamento de interesses e particularmente no Brasil a questão é complexa, pois o maior potencial hidrelétrico está localizado na Amazônia, com impacto em áreas de proteção ambiental e terras indígenas e/ou quilombolas. O autor (2016) ainda menciona que os projetos são distantes dos grandes centros de consumo, o que gera a necessidade de investimentos adicionais em linhas de transmissão para escoamento da energia produzida.

Embora a hidrelétrica seja um recurso de energia renovável, por utilizar o ciclo da água, esta fonte energética depende diretamente de um fator extremamente importante: o clima. A necessidade de incidência de chuva está diretamente ligada à produção de energia, que pela vazão dos rios promove a movimentação das turbinas (Barros *et al*, 2021). Então há uma relação entre a dependência do clima e a variação da produção energética dessa fonte, o que pode ser visto como uma desvantagem.

Por sua vez, no caso de biocombustíveis, como o álcool e o biodiesel, possuem como desvantagem o fomento de monoculturas, ocasionando a diminuição de oferta de outros produtos na região. Ademais, poderá ocorrer desmatamento de áreas florestais para plantar o insumo (cana-de-açúcar, milho, beterraba) do biocombustível, assim como ocorrer queimadas

locais (para desocupação da área de plantio), que ocasiona poluição atmosférica e o empobrecimento do solo (Frias, 2020).

Além da alteração no uso do solo necessitando de grandes áreas com monoculturas que substituem a vegetação nativa, interferindo na fauna e na flora, o uso de fertilizantes, defensivos agrícolas (que contaminam o solo e a água), utilização de maquinários e queimas para preparo do terreno e colheita são impactos ambientais típicos dessa cadeia produtiva. Somado a estes fatores, a ocupação de grandes áreas pode desencadear conflitos por território, ou outros conflitos sociais, e potencializa os já existentes (Tolmasquim, 2016).

Já a energia eólica gera impactos sobre a fauna (principalmente em pássaros da região e aves migratórias), sobre a paisagem local (diante das hélices gigantescas), sobre o uso do solo (que não permite plantio no local), bem como gera ruídos (que atingem a fauna da região e a população local). Outro ponto é a inconstância dos ventos, que nem sempre são suficientes para gerar energia durante o ano todo (Frias, 2020).

Na realidade, os impactos ambientais das usinas eólicas ocorrem tanto na fase de construção como na operação dos parques. Haverá alteração da paisagem, pois além das torres dos aerogeradores (edifício de comando e subestações), haverá a destruição da cobertura vegetal, presença e circulação de máquinas pesadas, bem como emissão de poeiras associadas à obra. Ademais na fase de construção⁵⁵ não só o desmatamento da área, há perturbação dos locais de repouso, alimentação e reprodução de espécies locais, assim como esmagamento ou ferimento de animais, como répteis, anfíbios e pequenos mamíferos (Moreira, 2021).

Na fase de operação, além dos ruídos (aerodinâmico e mecânico), a ocupação da terra fica restrita exclusivamente ao parque eólico, que necessitará de manutenção e reparo, ocorrendo eventuais despejos de óleos e produtos que ao atingir o solo ou redes de água, promove restrição aos potenciais usos da terra e contaminação da água (Moreira, 2021).

Acerca da energia solar, as principais desvantagens da produção são: a intermitência (grande variação de radiação solar durante o dia e/ou época do ano, assim como a noite não há produção de energia), o custo muito elevado comparado com outras fontes e nem todos os lugares têm propensão à geração dessa energia (Frias, 2020).

⁵⁵ Um ponto paradoxal apresentado por Moreira (2021) é que para a construção e manutenção é utilizado maquinário pesado e há o aumento de tráfego de veículos pesados que contribuem para a emissão de gases de efeito estufa, por utilizar combustível fósseis (por exemplo, caminhões de grande extensão com motor a diesel para transporte de hélices. Muitas vezes acompanhados de veículos menores com motor a gasolina).

Todavia, os impactos ambientais da tecnologia de conversão da energia solar⁵⁶ e eletricidade envolvem o uso e ocupação do solo, que pode ocasionar desmatamento para implantação do parque fotovoltaico ou da usina heliotérmica, interferindo na flora e na fauna, assim como implantação de vias de acesso para a construção e a manutenção, e aumento no fluxo de veículos. Outra questão é o material de composição utilizado na cadeia de produção do sistema fotovoltaico, o silício metalúrgico que desde sua extração até a transformação final em células, impacta ambientalmente, como emissão de material particulado (a exemplo do pó de sílica que pode causar doenças pulmonares em humanos), gases tóxicos, resíduos tóxicos e possível poluição da água (Tolmasquim, 2016).

Embora o Brasil seja principalmente exportador do silício metalúrgico enquanto insumo e importador da célula de silício finalizada, por questões tecnológicas, esse processo de finalização do produto emite gases de efeito estufa, chuva ácida e maior possibilidade de contaminação da água, risco de acidentes (em virtude de produtos químicos corrosivos), gases e resíduos tóxicos (Tolmasquim, 2016).

Por fim, Frias (2020) observa que a energia nuclear, apesar de não ser renovável, é uma fonte alternativa aos combustíveis fósseis em virtude da baixa emissão de GEE. Porém, o temor de acidentes nucleares, a possibilidades danos causados pelos resíduos, o extremo cuidado no descarte (contenção e armazenamento) do lixo radioativo, são fatores ambientais e sociais críticos pelo fato da radiação poder causar câncer, morte de humanos e animais, contaminação severa do solo e de recursos hídricos.

Assim, ainda que a principal preocupação seja a contenção das mudanças climáticas, os desafios da transição energética são mais amplos, pois todas as fontes energéticas possuem algum grau de desvantagem (até as renováveis), equacionando complexamente fatores econômicos, ambientais, sociais, culturais e geográficos. O trilema energético põe em evidência os pontos que harmonicamente devem ser contemplados.

Realmente, os principais desafios da transição energética estão no âmbito econômico e no âmbito tecnológico. A partir da continuação da demanda por petróleo projetada para os próximos anos, os investimentos do setor representam um aproveitamento de uma última “janela de oportunidade”, por ter a tendência de cada vez mais direcionar os investimentos para as fontes renováveis. A importância dessa oportunidade está relacionada à associação existente

⁵⁶ Tolmasquim (2016) explica que duas são as principais tecnologias utilizadas atualmente: a fotovoltaica e heliotérmica. A diferença básica é que o sistema fotovoltaico utiliza a luz solar para produzir eletricidade (e não o calor), enquanto o sistema heliotérmico utiliza o calor solar para fazer a conversão térmica em energia elétrica (Ferreira, 2021).

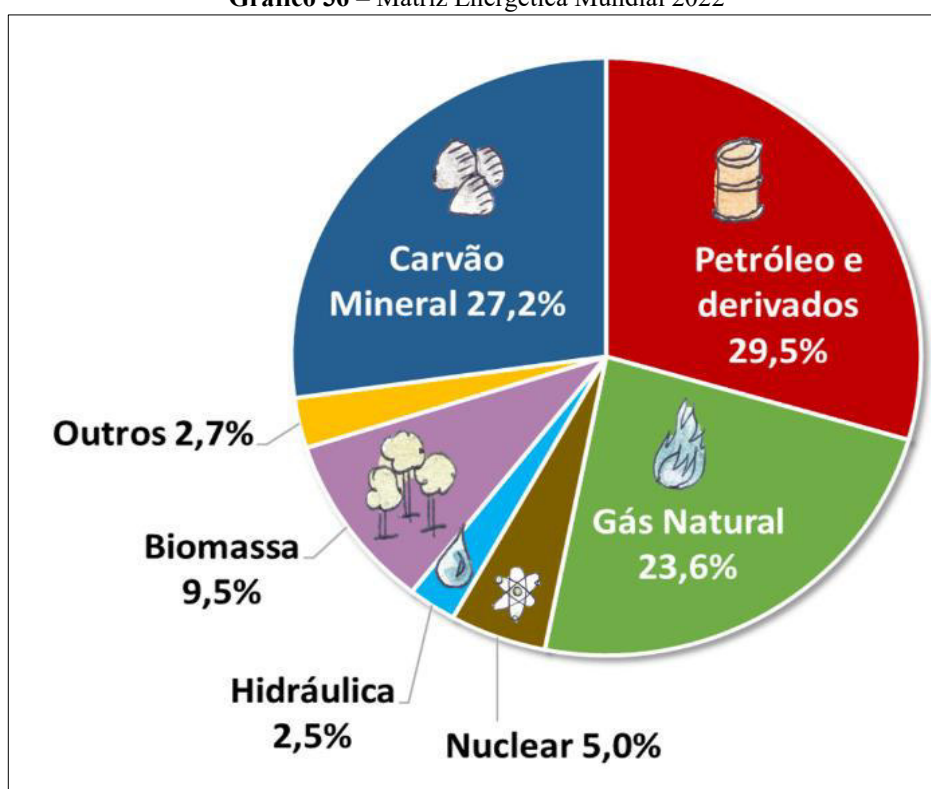
entre o desempenho econômico brasileiro e o grande volume de recursos financeiros (investimentos, emprego, renda, arrecadação estatal) produzidos pelo setor do petróleo (Delgado; Filgueiras, 2022).

Ademais, do ponto de vista do trilema energético, o petróleo tem a vantagem nos quesitos segurança energética (alta capacidade de manutenção de fornecimento em quantidade e qualidade) e equidade energética (ampla acessibilidade em razão do custo), demandando adequações para mitigação de impactos ambientais, que podem ser aprimorados pela tecnologia. A relação entre o petróleo e as fontes energéticas renováveis não são excludentes, mas complementares, na busca de um equilíbrio.

Nesse sentido, Frias (2020) explica que o planejamento é de fundamental importância para que as adequações necessárias permitam formular um modelo sustentável, permitindo que uma fonte atue de forma complementar a outra, ao mesmo tempo que as mudanças climáticas sejam enfrentadas e ocorra a mitigação dos impactos ambientais e sociais.

Outro fator a ser considerado é que diferentemente do resto do mundo, o Brasil utiliza mais fontes renováveis do que não renováveis (considerando a matriz energética e a matriz elétrica somadas). O mundo possui a matriz energética baseada principalmente em carvão, petróleo e gás natural, fontes não renováveis, distribuídas da seguinte maneira (EPE, 2024):

Gráfico 36 – Matriz Energética Mundial 2022

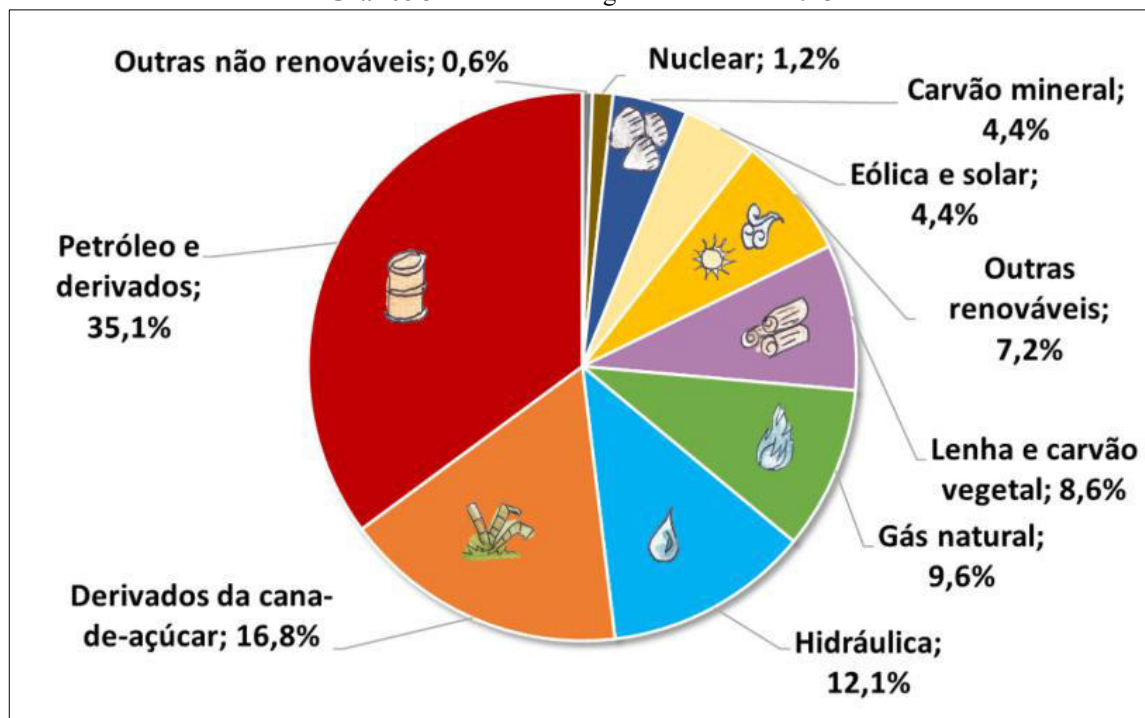


Fonte: EPE, 2024

Nota: elaboração do EPE com dados de 2023 da IEA

O Brasil, por sua vez, as fontes renováveis, como a hidráulica, derivados da cana, eólica e solar, totalizam 49,1%, quase a metade da matriz energética nacional. A distribuição é da seguinte forma (EPE, 2024):

Gráfico 37 – Matriz Energética Brasileira 2023



Fonte: EPE, 2024

Nota: Elaboração do EPE com dados de 2024 da BEN (Balanço Energético Nacional)

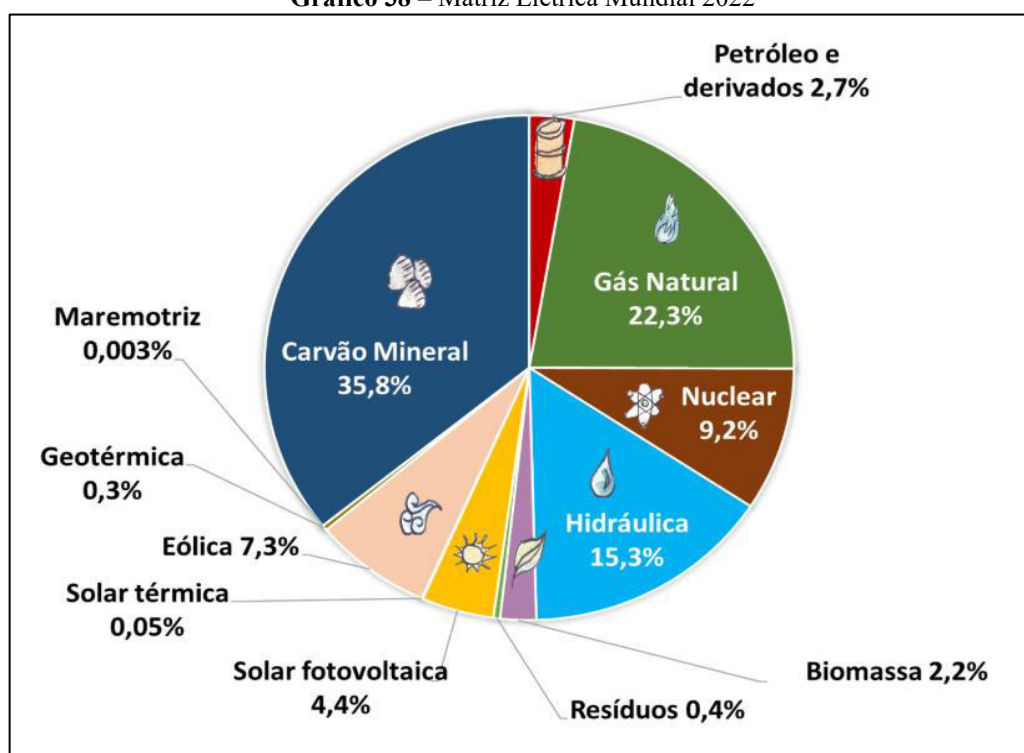
Outra vertente discutida dentro da temática da transição energética é a eletrificação economia como forma alternativa para a descarbonização da sociedade. Além da versatilidade⁵⁷ da eletricidade, o estado atual de maturidade das tecnologias contribui com a eficiência e competitividade dessa forma de suprimento energético (Santos, 2019).

No entanto, Matias Santos (2019) expressa que os diversos desafios ao setor elétrico possuem uma complexidade que as respostas possíveis ainda não estão testadas, em que os Estados-nações enquanto reguladores, o mercado e os consumidores serão os fatores determinantes do trilema energético. A energia elétrica também possui grandes desafios desde a produção até a distribuição, armazenagem, congestionamentos, interrupções, necessidades de ligações físicas para fornecimento instantâneo e necessidade de aumento de investimento em redes elétricas conforme os níveis de necessidade energética.

Todavia, a energia elétrica no mundo é principalmente baseada em combustíveis fósseis como carvão e gás natural, em termelétricas. A distribuição está da seguinte forma (EPE, 2024):

⁵⁷ Matias Santos (2019) exemplifica a introdução de veículos elétricos como o poder da versatilidade da eletricidade, que pode ser utilizada para múltiplos fins.

Gráfico 38 – Matriz Elétrica Mundial 2022

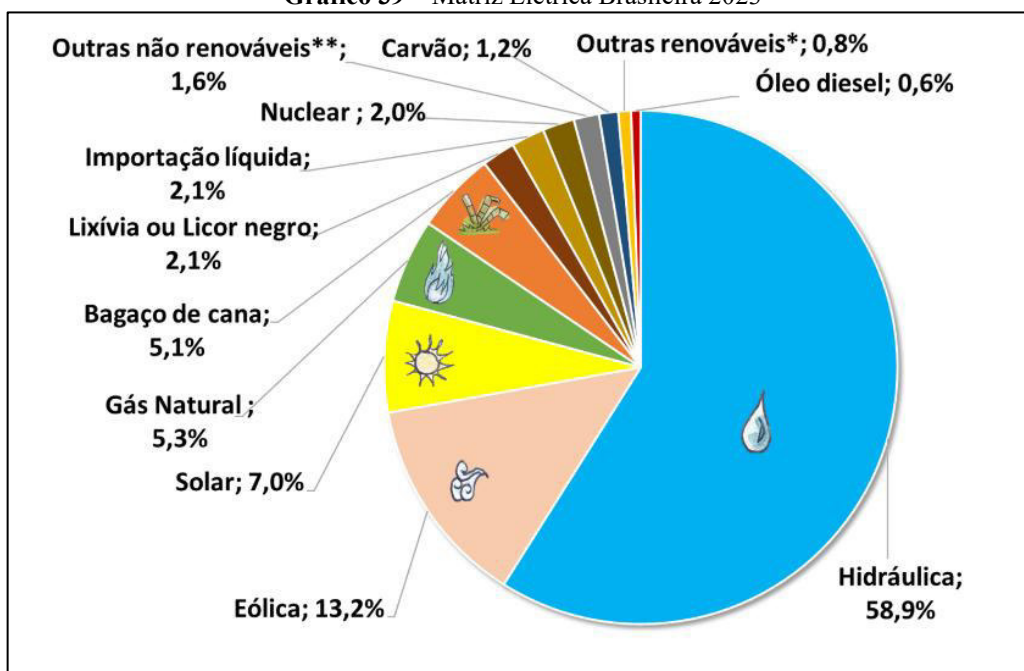


Fonte: EPE, 2024

Nota: elaboração do EPE com dados de 2023 da IEA

Por outro lado, a matriz elétrica brasileira é ainda mais renovável do que a matriz energética, tendo em vista a produção das usinas hidrelétricas brasileiras (58,9%), bem como a expansão da energia eólica (13,2%). A matriz elétrica brasileira fica representada na seguinte distribuição (EPE, 2024):

Gráfico 39 – Matriz Elétrica Brasileira 2023



Fonte: EPE, 2024

Nota: Elaboração do EPE com dados de 2024 da BEN (Balanço Energético Nacional)

Nessa visão geral, apesar de claramente o Brasil ter um grande potencial energético renovável e limpo, contrastando com as matrizes energética e elétrica do mundo (as quais são majoritariamente fontes não renováveis e poluentes), também deve estar inserido nos esforços mundiais da transição energética. Todavia não se pode desconsiderar o equilíbrio brasileiro no uso das fontes (renováveis e não renováveis), o que, por outro viés, não isenta o País de avançar no desenvolvimento sustentável, integrando tecnologias que contribuem com a descarbonização.

Outras estratégias para a transição energética, visando maior eficiência, envolvem: os programas de etiquetagem (exposição de informações sobre consumo de CO₂ ou de energia, para o consumidor escolher o produto mais eficiente e as empresas aprimorarem seus produtos), reciclagem (o uso de material reciclado reduz a emissão de GEE), automação e utilização de Inteligência Artificial (sensores com monitoramento para troca exata de óleos lubrificantes, contribuindo na manutenção preditiva), e o gerenciamento das emissões de metano (como por exemplo, o monitoramento do manuseio adequado do gás natural, principalmente na identificação dos casos de vazamento ou queima incompleta) (Lima; Miroslava, 2022).

Em suma, embora seja importante a realização de uma transição energética a nível global, ampliando a utilização de fontes renováveis e limpas no que tange à emissão de GEE, o tema requer um olhar profundo, visualizando as vantagens e desvantagens de cada fonte, para que de forma devidamente planejada atinja soluções reais, contemplando o trilema energético.

Por isso, considerando que fatores tecnológicos e econômicos são centrais para o desenvolvimento de soluções para a descarbonização. Assim, a renda oriunda do petróleo é relevante instrumento de alavancagem desse processo, que por meio das progressivas adequações, os impactos ambientais dessa fonte energética podem ser mitigados.

5.4 REPETRO SOB A ÓTICA DA ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO

Diante do que foi discorrido até aqui, é relevante estabelecer possíveis relações entre a intervenção estatal e o desenvolvimento econômico, sendo a Análise Econômica do Direito um método que pode ser explorado na verificação de eficiência regulatória e produzir contribuições pertinentes como resultado.

O exame da regulação enquanto reunião de leis e políticas quando realizado sob o prisma da Análise Econômica do Direito (AED) procura responder questões importantes como: custos e benefícios sociais, custos e benefícios privados, diagnóstico de possíveis externalidades (que podem ser negativas à sociedade), investigação dos efeitos desejados socialmente, quais

incentivos gerados e como impactam na tomada de decisão (comportamento) dos agentes. Desta feita, a utilização da AED como método de abordagem é importante na avaliação da regulação em geral (Tabak, 2015).

Há uma interação das normas jurídicas na economia, assim como fatores econômicos refletem no Direito, de maneira que o Direito e Economia (*Law and Economics*) tem contribuição útil, quiçá indispensável, na formulação de regulações que ressalta a eficiência na realização de objetivos (Nobrega, 2020).

Portanto, neste trabalho será investigado o Repetro-sped sob a ótica da Análise Econômica do Direito (AED), partindo da premissa que a regulação é a forma de interação entre o Estado enquanto governo anfitrião proprietário do petróleo (riqueza natural) e a indústria do petróleo como pessoas jurídicas que exercem a atividade econômica do setor capaz de extrair tal recurso natural.

Assim, utiliza-se modelos e instrumentos de análise típicos da economia para debater temas jurídicos na Análise Econômica do Direito (AED) que apesar da vasta amplitude, cinco conceitos centrais da microeconomia são elementares: escassez, maximização racional, incentivos, equilíbrio e eficiência (Salama, 2017).

Inicia-se pelo conceito da escassez, por ser a ideia central da própria Economia, o que reflete em todos os desdobramentos econômicos. A sociedade deve lidar com a gestão de recursos porque estes são escassos, o que significa dizer que há limitação nos recursos e, portanto, não é possível produzir todos os bens e serviços que as pessoas desejam ter. Assim, a Economia é o estudo de como a sociedade administra seus recursos escassos, o que consequentemente investiga planejamentos, comportamentos (como tomada de decisão, trabalho, consumo, ato de poupar, investimentos), preços, crescimentos e tendências (Mankiw, 2019).

Portanto, quando se está diante da indústria do petróleo na sua fase mais inicial de atuação, é necessário decidir onde, ou seja, em que país e área específica deste país, será exercida a atividade de exploração. Logo, levando em consideração que a indústria do petróleo não tem recursos ilimitados para poder explorar todas as reservas petrolíferas disponíveis, até mesmo por envolver vultosos investimentos, longo prazo para um possível retorno, riscos políticos e alto risco exploratório, uma empresa petrolífera deve tomar decisão de onde alocar o investimento.

Uma vez que globalmente há diversas ofertas de países detentores de petróleo, haverá uma competição colocando várias opções à disposição, sendo racionalmente analisada qual é a opção mais vantajosa para investir.

E assim, na Economia chega-se à ideia de maximização racional, que o agente econômico procura escolher pela opção que ao mesmo tempo atinja o maior benefício e menor custo. Por sua vez, a Teoria da Escolha Racional considera o comportamento de tomada de decisão com aspecto instrumental, em que o agente diante de um conjunto de opções (conjunto de oportunidades), irá decidir pela alternativa mais adequada para atingir seus objetivos, “maximizando suas utilidades” (como por exemplo, maior retorno econômico) (Salama, 2017).

É dessa forma que uma empresa petrolífera irá optar explorar perante um país anfitrião que tiver melhores condições, as quais embora complexas e multifatoriais (como discorrido neste trabalho é uma atividade que envolve riscos altos, que podem ser geológicos, financeiros e políticos), são as de maior rentabilidade e segurança jurídica. Praticamente o desdobramento da avaliação e tomada de decisão, em termos econômicos, é a partir da relação risco-recompensa, bem como na acumulação de fatos e dados históricos para a partir da experiência, ter maior segurança na tutela dos seus interesses e investimentos.

Conforme literatura debatida no início deste trabalho (Johnston, 1994; Tordo, 2007; Agalliu, 2011; ONU, 2017), o sistema tributário é de grande relevância na tomada de decisão do investimento, pois tem força para impactar na viabilidade econômica do projeto, ou seja, não só o preço do petróleo, risco geológico, tamanho das reservas e custos são os fatores determinantes de viabilidade, já que um sistema fiscal inadequado pode comprometer economicamente o projeto.

Como foi observado no “Comparativo internacional: *Government Take* por fase de projeto” (Figura 3) exposto pelo IBP (2022c), além do Brasil comparado a outros países possuir uma alta carga tributária incidente sobre a etapa de produção de petróleo (uma das maiores do mundo sob o regime de partilha de produção), possui tributação incidente sobre o investimento, que seria nas etapas de exploração e desenvolvimento.

Tom Pierre (2007) aponta que desde o Repetro anterior (iniciado em 1999), que o modelo regulatório aplicável era alvo de críticas por trazer limitações à atividade econômica do petróleo no Brasil, destacando-se a tributação na fase pré-operacional ou fase de investimento. O autor (2007) já apontava que há um descompasso desse modelo de REPETRO com o modelo internacional, já que no exterior não existe tributação nas fases de exploração e desenvolvimento, mas sim na fase de produção do petróleo.

Assim, como exemplo de lugares que adotam a política de apenas tributar na fase de produção, estão os EUA, a região do Mar do Norte e a Europa, onde os países que tem uma economia forte incentivam essas fases iniciais. Países como Inglaterra e Austrália, os governos também não tributam na fase pré-operacional e o resultado foi o fortalecimento do setor

petrolífero e do mercado interno de fornecedores de bens e serviços para a indústria (Silva, 2007). Outro exemplo também já citado é a Noruega, que tão somente tributa o lucro líquido (ou seja, há receita), com basicamente dois impostos (Norway, 2024).

De fato, a indústria tem grande sensibilidade a tributação nas fases de exploração e de desenvolvimento, pois ainda não há receitas, bem como há um grande risco, vultuoso investimento (especialmente na fase de desenvolvimento) e longo tempo de espera (exploração e desenvolvimento podem atingir 10 anos). Assim, qualquer tributação nessas fases seria desestímulo.

No entanto, em que pese o atual modelo de REPETRO, o Repetro-sped, ainda conter uma carga tributária (3,09% de ICMS), é necessário fazer ponderações. Conforme o comparativo da carga tributária comum (tributação-regra) e carga com o Repetro-sped de um FPSO (Fonti; Guimarães; Murayama, 2021), a carga de tributos que totalizaria 54% (II de 14%, IPI de 0%, PIS de 2,10%, COFINS de 10,65% e ICMS de 18%), resulta em 3,09% (ICMS) com a incidência do Regime. Ou seja, embora não seja uma desoneração total, trata-se de uma desoneração parcial e significativa, que tem como fundamento um incentivo à atratividade de investimento para atividade do setor no Brasil.

Nesse sentido, o incentivo é um princípio na Economia, sendo conceituado como algo que induz uma pessoa a agir, sob a perspectiva de uma punição ou recompensa. Os agentes enquanto racionais tomam decisões comparando o custo e o benefício, respondendo a incentivos. O Estado enquanto formulador de políticas não pode perder de vista que um incentivo pode ter a força de alterar um comportamento e ter uma consequência desejada (Mankiw, 2019).

Portanto, os estudos levantados ao longo do trabalho, como o de Coimbra e Almeida (2012), Thaline Nogueira (2019), IBP (2022c) e ABPIP (2022) apontam que nos cenários que o REPETRO é aplicável, há alteração positiva no VPL e/ou na TIR do projeto, variando a expressividade do impacto conforme o tamanho do campo. Quanto menor o porte do campo, mais crítico é o cenário sem o regime especial, resultando VPL positivos unicamente com o REPETRO, porém baixos, entretanto, quanto maior o tamanho do campo, a incidência do REPETRO conferia VPL positivos mais significativos.

Neste ponto, talvez um regime marcado com a regressividade de alíquotas para projetos de menor porte, pudesse representar um equilíbrio mais justo na rentabilidade de tais projetos e que a avaliação econômica resultasse VPL equitativo. Como exemplo de regressividade de acordo com o projeto, a Resolução ANP n° 749 de 2018 que reduz os *royalties* de 10% para 5% como incentivo à produção incremental em campos maduros, sendo aqueles que já tiveram

produção efetiva por mais de 25 anos (art. 2º, III) e pela produtividade reduzida, para continuar economicamente atrativo (ou a depender do caso apenas viável economicamente), faz-se a redução de alíquota.

De toda forma, diante da competitividade de campos de exploração em diversos países ao redor do mundo, a decisão de investimento enfrentará o custo de oportunidade. Mankiw (2019) explica que o custo de oportunidade “de uma coisa é aquilo de que abrimos mão para obtê-la”, ou seja, optar por investir em determinado projeto significa abrir mão de investir em outros, representando que toda escolha tem um custo.

Logo, de forma abstrata pode-se idealizar que de fato o incentivo pode influenciar no comportamento de uma agente econômico e na sua tomada de decisão, porém há níveis de estímulo, que progressivamente exercem maior influência econômica, o que poderia ser ilustrado da seguinte maneira:



Fonte: Elaboração própria

Em primeiro lugar, o projeto deve ser viável economicamente, apresentando VPL positivo, no entanto, a simples viabilidade não significa que este projeto comparado a outros, é uma alternativa atrativa, significa dizer que teoricamente apresenta condições mínimas de rentabilidade. Por sua vez, um projeto que carrega a característica da atratividade, significa que superou o custo de oportunidade, sendo a alternativa que apresenta rentabilidade acima da média quando comparado a outros projetos semelhantes. Já a alta rentabilidade, é marcante no projeto que conta com condições favoráveis economicamente a ponto do retorno financeiro ser muito acima dos projetos que possuem atratividade (boa rentabilidade para os padrões de mercado, mas não excepcional). A alta rentabilidade seria a proximidade do extraordinário.

Assim, o termo incentivo, enquanto na Economia é o fator que induz uma pessoa a agir sob uma recompensa (ou não agir sob um desestímulo), no Direito, sobretudo na tributação indutora, o incentivo é uma forma de intervenção estatal (por indução) na economia para que, por meio de estímulo, influenciar o comportamento do agente. Neste raciocínio há a intersecção de entre o Direito e a Economia.

Em análise do REPETRO, Giotti de Paula (2017), ao mesmo tempo em que aponta importância elementar do regime, levanta uma forte crítica à presença da carga fiscal tributária estadual, questionando: a política do REPETRO é de âmbito federal ou nacional? Isso porque o regime é um incentivo de um setor estratégico nacional, o petróleo é um bem da União, a exploração da atividade econômica é monopólio da União e que de fato o exercício sendo num dado Estado e Município, cabe compensação financeira, como *royalties* (e outras compensações financeiras, mas estas são geradas na fase de produção, quando há receitas). Porém, uma carga fiscal exclusivamente estadual, no caso o ICMS, incidindo sobre a fase de exploração e desenvolvimento, é questionável já que restringe o incentivo de uma política nacional.

De fato, como visto, a prática internacional é não tributar na fase pré-operacional, já que seria o mesmo que onerar o investimento, sendo a isenção enquanto desoneração completa um incentivo de atratividade de investimento. Porém, Giotti de Paula (2017) esclarece que o federalismo fiscal desenhado na Constituição Federal de 1988 confere a competência tributária dos Estados e Distrito Federal regulamentar o ICMS, o que para dirimir a questão, poderia se fazer via CONFAZ, por exemplo, entretanto a sede arrecadatória faz com que politicamente não seja reconhecido o caráter nacional da política de incentivo ao setor de petróleo e ocorra desarmonia entre as esferas administrativas (federal e estadual), limitando o REPETRO enquanto incentivo⁵⁸.

Prosseguindo a análise econômica a partir dos conceitos básicos delimitados, analisa-se o conceito de equilíbrio. Salama (2017) define que é o padrão de comportamento interativo que é atingido quando todos os atores estão maximizando seus próprios interesses simultaneamente.

Nessa ideia então, aplicável ao setor do petróleo, seria equivalente a, resumidamente, a fatia da participação governamental (*Government take*) estar adequada com relação à fatia da companhia (*Company Take*), fatias em equilíbrio. Ou seja, os interesses do governo anfitrião e os interesses da companhia do petróleo estão equilibrados, sendo atendidos na interação entre estes atores, o que significa dizer que há termos justos na repartição das receitas.

Tanto Tordo (2007) quanto Johnston (1994) explicam que a negociação dos interesses para chegar num equilíbrio variam de acordo com a fase do projeto (inclusive anteriormente a qualquer investimento) e perdura continuamente até o fim completo do projeto. Isso porque há

⁵⁸ Nesse contexto, Giotti de Paula (2017) relembra a diferenciação clássica entre benefício fiscal e incentivo fiscal. Enquanto o primeiro é meramente uma renúncia fiscal sem nenhuma contrapartida do contribuinte (o que eventualmente pode ser visto como um privilégio), o segundo é uma desoneração tributária para estimular o contribuinte para realizar atividade considerada de interesse público, com uma racionalidade de fomento, esperando intrinsecamente alguma contrapartida de interesse social ou econômico.

uma variação do grau de riscos conforme a fase do projeto e variação do poder de negociação em maior favor de um agente (ora mais a favor da companhia, ora mais a favor do governo).

Assim, Johnston (1994) constata que inicialmente o poder de negociação está favorável à companhia por deter o aparato necessário para exercer a atividade de exploração, e esta circunstância favorável vai até a descoberta, quando os riscos geológicos diminuem. Outro ponto forte em favor da companhia é a fase de desenvolvimento que implica na tomada de decisão de investimento e alocação de instalações, representando um alto custo. No entanto, com a descoberta da reserva, viabilidade econômica do projeto e a fase de produção em si em execução, o poder de negociação passa para o governo (riscos políticos) e há vulnerabilidade dos riscos financeiros. Logo, riscos geológicos diminuem enquanto após a descoberta riscos políticos e financeiros intensificam-se.

Sendo então a fase de produção a fase operacional (com todo aparato já instalado, de valor bilionário), a renda do petróleo torna-se um marco para o aumento do poder de negociação em favor do governo, que é o ente que define os termos fiscais (define os critérios de sua própria participação sobre a renda petrolífera via tributação e compensações financeiras) e a rentabilidade do projeto pode ser vista pelo Estado como excessiva, demandando reajustes (Johnston, 1994). Essa é uma parte do risco político.

No entanto, a parte mais expressiva que impacta na rentabilidade do projeto é o preço do petróleo, já que a volatilidade⁵⁹ dos preços proporcionam a possibilidade de que um mesmo projeto com lucros normais possa ter períodos de lucros excessivos (Tordo, 2007). Por outro lado, um valor baixo do petróleo por determinados períodos pode tornar um projeto comum, rentável, em economicamente inviável. Portanto, essa é uma parte que compreende o risco financeiro e que sempre a indústria terá que lidar, que por sua vez demandará a sensibilidade do governo anfitrião em conferir a flexibilidade necessária nos termos fiscais (que compreende o risco político).

Assim, Irena Agalliu (2011) arremata com a grande questão: o que é uma partilha justa? Questionando então quais seriam os parâmetros para estabelecer o equilíbrio (enquanto conceito econômico) entre a fatia de participação governamental e a fatia da companhia na renda produzida do petróleo. Para o questionamento, infelizmente a resposta da autora (2011) é inconclusiva ao afirmar que, embora seja um consenso universal que o governo (como

⁵⁹ A volatilidade de preço é um dos maiores riscos que os investimentos *upstream* de petróleo enfrentam ao longo da vida do projeto. Enquanto preços em alta do petróleo enquanto *commodities* podem levar a um aumento significativo de lucros, preços deprimidos podem ter um impacto devastador na economia do projeto e podem, às vezes, causar a cessação prematura das atividades *upstream* (Igalliu, 2011).

representante de uma sociedade) deva receber uma receita justa dos recursos do petróleo, não há um padrão ou referência do que isso significa.

Então, “partilha justa” é uma opinião, um julgamento, que nem pode ser provada ou refutada. Nem sequer pode-se considerar métricas internacionais ou regionais para afastar a subjetividade no conceito do que é uma “partilha justa”, todavia, pode-se apontar que um retorno é justo a partir de uma regulação que consegue manter uma vantagem competitiva do investimento em energia, já que é um setor estratégico essencial (Agalliu, 2011). Ou seja, de uma forma geral continua uma vagueza do que é justo e equilibrado.

De todo modo, é possível buscar parâmetros mínimos para que dentro de um cenário aceitável se aproximar de uma situação de equilíbrio. Iniciando com os extremos, embora juridicamente o Estado seja aquele que detém o poder de produzir a regulação, não é aceitável a nacionalização dos ativos da indústria petrolífera, muito embora isso já tenha ocorrido algumas vezes ao longo da história⁶⁰, sendo o risco político arbitrário e injusto. Do outro extremo, uma alta relevante no preço do petróleo por longo período, tornando a rentabilidade caracterizada por lucros extraordinários, também não é justo que a parcela da companhia aumente em detrimento de uma redução proporcional da participação governamental, necessitando de um termo fiscal que incida eventualmente sobre essa parcela excessiva. Da mesma forma que uma baixa relevante de preços, também possa necessitar de uma redução proporcional da carga fiscal para manter os níveis de rentabilidade do projeto.

Dessa forma, Tordo (2007) afirma que apesar de muitas variáveis afetarem a rentabilidade de um projeto petrolífero, inclusive fatores que estão fora do controle do governo anfitrião e das empresas investidoras, o governo anfitrião pode tomar medidas para minimizar a incerteza, como: fornecer aos potenciais investidores acesso a dados geológicos e geofísicos já existentes, reforçar a estabilidade macroeconômica e fiscal, melhorar a transparência e segurança jurídica, promover a estabilidade contratual e assinar/ratificar convenções internacionais relevantes com boas práticas. Logo, um dos principais desafios da política fiscal é desenvolver um sistema capaz de distribuir os riscos de forma equitativa, que a relação risco-recompensa seja equilibrada.

Entretanto, em se tratando de Repetro-sped, por ter incidência de maior expressividade sobre a fase de exploração e desenvolvimento, o regime abarca fases do projeto que não há receita, pelo contrário, há grande risco geológico para saber se haverá descoberta e ainda se esta

⁶⁰ Caso notório historicamente foi a Bolívia que nacionalizou ativos da Petrobrás, durante o governo de Evo Morales, em 2006. Também ocorreu o fenômeno de nacionalização na Venezuela, durante o governo de Hugo Chávez.

será comercial. Por esse motivo peculiar da indústria na fase *upstream*, é justificável a ausência de tributação (ou no caso brasileiro, desoneração fiscal parcial), pois diante do risco (incerteza de sucesso exploratório), alto investimento e longo ciclo de duração (média de 10 anos), a ausência (ou redução significativa) do ônus tributário equilibra a situação dos agentes envolvidos.

Do ponto de vista mais prático, a ONU (2017) aponta que as taxas de sucesso na fase de exploração variam globalmente de um a cada três ou um em cada quatro (média entre 33% e 25%), sendo tipicamente um negócio arriscado. Cada tentativa atinge milhares de dólares, então a presença de estabilidade fiscal afeta o equilíbrio entre risco e retorno.

Assim, o TCU (Brasil, 2024) destaca que a desoneração tributária do REPETRO recai sobre investimentos de alto risco que podem não ter qualquer retorno no caso de fracasso exploratório (mesmo envolvendo um alto custo com atividades sísmicas e perfuração de poços exploratórios), bem como recai sobre os vultosos investimentos (bilhões de dólares) com retorno de longo prazo, concluindo que é um cenário marcado por uma série de incertezas. A desoneração tributária do capital de risco é contribuição relevante para atração de investimentos, estímulo de demandas de fornecedores nacionais e competitividade global.

Dessa maneira, o Repetro-sped é uma tributação que mantém o equilíbrio de interesses entre o governo brasileiro que deseja atrair investimentos e explorar as riquezas do petróleo no país e as empresas que precisam da desoneração tributária para minimizar os custos sobre a fase do *upstream* que envolve alto risco, alto investimento e longa espera, embora sempre esteja presente a incerteza acerca do sucesso econômico do projeto nesta fase (necessidade de, inicialmente, ocorrer a descoberta e posteriormente haver a declaração de comercialidade, ou em caso de revés, devolução da área embora todo investimento despendido).

Finalmente, parte-se para a análise do conceito de eficiência. Das diversas atribuições possíveis ao significado do termo “eficiência”, na Análise Econômica do Direito comumente eficiência refere-se à maximização dos ganhos e minimização dos custos. Um processo eficiente é aquele que aumenta os benefícios sem implicar no aumento dos custos (Salama, 2017).

Uma concepção amplamente conhecida é a Eficiência de Kaldor-Hicks, a qual compara os benefícios sociais frente aos custos sociais de uma dada norma. Parte-se da premissa que uma norma gera benefícios para uns agentes (ou grupos) e custos para outros, e a eficiência está presente quando há a maximização do bem-estar geral da sociedade (Tabak, 2015).

Para Posner (2007), a eficiência tem forte relação com a maximização da riqueza na sociedade, em que há adequação de meios e fins das instituições jurídicas e racionalmente a

relação de custo-benefício para guiar a formulação de leis e políticas públicas é levada em consideração. A ineficiência irá impor custos sociais (gera “desperdício social”) maiores do que aqueles impostos por normas eficientes, tais custos nem sempre pecuniários (por exemplo, uma política atinge um menor alcance ou menor resultado social que poderia ter, beneficia menos pessoas por causa da ineficiência).

Em análise mais detida do Repetro-sped em relação à eficiência, surgirão várias acepções do que é uma regulação eficiente, que por sua vez refletirá na regulação brasileira do petróleo e desempenho da indústria como um todo. Inicialmente, rememora-se qual é a justificativa elementar do regime: atração de investimentos, permitindo a entrada de ativos no Brasil para exploração do petróleo, na fase *upstream*, com desoneração tributária parcial (incentivo fiscal).

Embora já debatido neste trabalho, o TCU (Brasil, 2024) também constatou que o Repetro-sped incide para melhorar pelo menos quatro fatores de avaliação dos ativos brasileiros, pois: “reduz o *government take* (arrecadação estatal), melhora a *internal rate of return* (taxa interna de retorno), melhora o *profit to investment ratio* (relação lucro por investimento) e posterga o *timing of government revenue* (momento de arrecadação estatal)”.

Ademais, embora o Repetro-sped seja uma continuidade do Repetro original, alguns acréscimos foram incluídos a partir da Lei n. 13.586/2017 (art. 5º) como a modalidade de importação definitiva de bens destinados às atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo. Nesse sentido, o TCU (Brasil, 2024) pontuou que o Repetro-sped foi eficiente na nacionalização de bens (ativos) que antes dessa alteração, tinha operações realizadas no exterior (sobretudo na Holanda) por questão exclusivamente de planejamento tributário, o que gerou simplificação de operações, facilidade de mensuração da dimensão do regime e fim da distorção na contabilização das estatísticas de importação.

Logo, como Tom Pierre (2007) já frisava, o regime especial destina-se a incentivar o ingresso de ativos no Brasil, sendo a alteração da Lei n. 13.586/2017 (art. 5º) que permite a importação definitiva, uma eficiente adequação do regime para melhor representação da realidade e cumprimento de um dos objetivos primordiais do REPETRO.

Nesse sentido, os dados da importação no Gráfico 23 – Evolução das desonerações tributárias federais associadas ao REPETRO (2000-2021), elaborado pelo TCU (Brasil, 2024), no período entre 2018 e 2021 houve uma elevação considerável, nunca vista anteriormente, totalizando R\$450 bilhões de investimentos empregados no setor neste período de 3 anos, sob uma desoneração tributária conferida pelo regime de R\$125 bilhões. Conforme cálculos demonstrados pelo TCU (Brasil, 2024), as desonerações conferidas pelo regime se compensam com 5 anos de arrecadação durante a fase de produção (consoante expressado no Gráfico 22 –

Evolução estimada das receitas governamentais (2022-2031)), cabendo lembrar que o ciclo de produção de um campo de petróleo é médio 20 anos (podendo alcançar 35 a 40 anos). Não obstante, esse período de 5 anos coincide, em média, com o tempo de *payback* do projeto para empresa, demonstrando uma racionalidade econômica de equilíbrio.

No entanto, uma das principais formas de comprovação da eficiência do Repetro-sped está na relação entre desoneração dada pelo regime e aumento da viabilidade econômica dos projetos, conforme ficou demonstrado nos estudos realizados por Coimbra e Almeida (2012), Thaline Nogueira (2019), IBP (2022c) e ABPIP (2022).

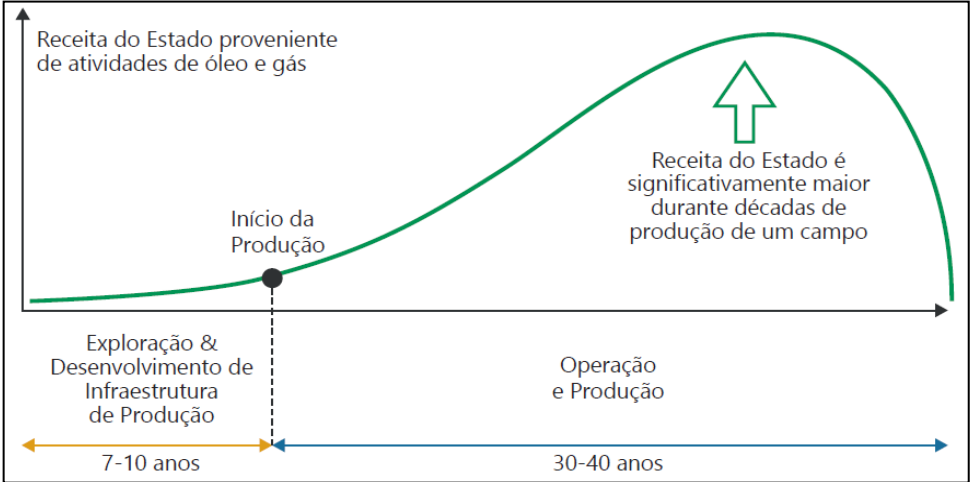
Outrossim, o IBP (2022c) aponta que sem o REPETRO, dos 95 projetos na fase *upstream* desenvolvidos no Brasil até 2030, somente 26 continuariam viáveis economicamente sem o regime, ocasionando perda de rentabilidade nos projetos ainda viáveis e perda de competitividade a nível global.

A ABESPetro (2024) explica que as petroleiras investem cerca de 4 a 6 bilhões de dólares em atividades de exploração e no desenvolvimento de infraestrutura de produção, sendo boa parte desses investimentos para contratar sondas de perfuração, plataformas de produção e equipamentos complexos que praticamente necessitarão ser importados para o Brasil, seja temporariamente ou permanentemente. Então o REPETRO faz a desoneração necessária para redução de custos numa fase crítica do investimento e viabilizar a produção de campos ao mesmo tempo em que torna os projetos mais atrativos.

Há uma lógica econômica por trás do REPETRO, que vai além de uma mera renúncia fiscal. A ideia de atratividade compreende que quanto mais campos estiverem em produção implicará em maior arrecadação de tributos, *royalties* e participação especial, do mesmo modo que os projetos mais atrativos implicam em maior competição para arrematação em leilões. Por isso, países que criam um ambiente atrativo de negócios exercem influência sobre a tomada de decisão do investimento, reduzindo ônus ou custos excessivos. Deve-se levar em consideração que diversos leilões simultâneos estão acontecendo mundialmente, como por exemplo, o Brasil competindo simultaneamente com projetos no Canadá, na Guiana, no Reino Unido, em Angola, em Moçambique e na Noruega. Logicamente, o investimento terá destino para aqueles países que tiverem condições mais vantajosas para explorar, desenvolver a infraestrutura e realizar a produção (ABESPetro, 2024).

Assim, a lógica econômica do REPETRO leva em consideração o próprio funcionamento da indústria e a necessidade de não onerar o investimento, quando não há receita. Nesse sentido a receita que Estado captura é mais adequada na fase de produção:

Quadro 31 – Funcionamento do REPETRO – Lógica econômica do REPETRO



Fonte: ABESPetro, 2024

Observa-se então que a lógica econômica do funcionamento do REPETRO é a seguinte: a curva arrecadatória do Estado aumenta e atinge o pico no período da produção do campo, quando há receitas do petróleo, na fase de Operação e Produção (duração de 30 a 40 anos). Na fase de Exploração & Desenvolvimento de Infraestrutura de Produção (duração de 7 a 10 anos) a arrecadação é mínima, só aumentando com o início da produção. Ou seja, a receita do Estado proveniente das atividades de óleo e gás são significativas durante a produção. Qualquer tributação que incidir sobre a fase de exploração e desenvolvimento implica na prática de tributar o investimento, na fase pré-operacional, uma lógica que contraria a prática internacional de incentivar, ao contrário, onera (aumenta o custo). Nessa perspectiva o detalhamento das etapas do *upstream* e a relação com a tributação:

Quadro 32 – Etapas do *upstream*, caracterização e sensibilidade à tributação

Fase de exploração	Fase de desenvolvimento	Fase de Produção
Fase de alto risco e de investimento:	Fase de alto investimento:	Fase operacional e de renda:
•Riscos geológicos – altos	•Riscos políticos e de receita – moderados	•Riscos políticos e de receita – Existentes (Estabilidade fiscal e volatilidade de preço do petróleo)
•Incerteza de declaração de <u>comercialidade</u>	•Importância do tamanho das reservas estimadas e perfil da produção	•Importância do tamanho das reservas estimadas e perfil da produção
• Investimento – entre milhões e bilhões de dólares (US\$), a depender do tamanho do projeto.	• Investimento (CAPEX) – bilhões de dólares (US\$), com o desenvolvimento da <u>infraestrutura</u> de produção (FPSO, poços de desenvolvimento, <u>subsea</u> , outros)	• Custos operacionais (OPEX) – no entanto, dedutíveis (inclusive de CAPEX) – necessários para produção e perduráveis até o fim do projeto.
•Em caso de fracasso exploratório, devolução do campo e perda do investimento (risco assumido)	•Custos irre recuperáveis	•Rentabilidade do projeto
• Tempo médio: 5 anos	• Tempo médio: 5 anos	• Tempo médio: 20 anos, podendo alcançar de 35 a 40 anos
• Ausência de receitas	• Ausência de receitas	• Produção de receitas
Tributação não recomendável (Prática internacional de não tributar)	Tributação não recomendável (Prática internacional de não tributar)	Tributação adequada (Participação governamental)

Fonte: Elaboração própria

Em que pese todos os avanços do setor no Brasil sob manto do REPETRO, sendo um regime que se demonstra vital para a viabilidade econômica dos projetos de petróleo no País, além de ter uma relação imbricada com outras políticas de fomento ao desenvolvimento nacional, estudadas ao longo deste trabalho, destacando-se a política de conteúdo local, Repetro-industrialização, Cláusula de PD&I, PRH-ANP e Fundo Social – FS, o regime pode melhorar em se tratando de eficiência enquanto incentivo (de atratividade de investimentos, objetivo primário de sua razão de ser).

Como o IBP (2022c) pontua, ao comparar às práticas internacionais, mesmo com o REPETRO para mitigar os impactos da tributação brasileira, dois pontos importantes devem ser verificados: (I) o Brasil apresenta uma das maiores cargas fiscais para projetos de O&G no mundo; e (II) é o único país que tem incidência de tributação durante a fase de investimento comparando internacionalmente. Embora o REPETRO possa ser visto como uma mera renúncia fiscal, essa visão simplista é um equívoco, pois o regime busca compatibilizar a tributação brasileira internacionalmente, reduzindo a assimetria dos termos fiscais em relação aos demais países produtores de petróleo, os quais não tributam o investimento.

É evidente que entre a tributação-regra de 40% de carga tributária na estimativa da ABESPetro (2024) ou especificamente de 54,57% sobre um FPSO (Fonti; Guimarães; Murayama, 2021), sobre uma fase de incertezas e investimentos bilionários (em dólares), e a aplicação do regime especial que reduz a carga fiscal para 3,09%, a desoneração, embora parcial, é significativa. No entanto, sob a ótica da prática mundialmente exercida, considerar desonerar completamente a fase de investimento ou estabelecer alíquotas regressivas conforme o tamanho do projeto e respectiva avaliação de viabilidade econômica, não se trata de uma perspectiva radical, pelo contrário, pode ser a efetiva atratividade e alocação da participação governamental na fase adequada do projeto (na produção, quando há renda).

Nessa perspectiva internacional, diferente do que o TCU (Brasil, 2024) considera, não há uma postergação arrecadatória em si, mas sim uma antecipação arrecadatória e exclusivamente de âmbito estadual (ICMS). Seria uma antecipação considerando que a etapa adequada de tributar é na produção, na etapa operacional, e não na etapa de investimento, como nas etapas de exploração e desenvolvimento de infraestrutura.

Desta feita, mesmo com uma lógica econômica de incentivo e atração ao investimento, há uma carga fiscal colocando uma dinâmica arrecadatória dos Estados-membros que aumenta o custo do projeto, cabendo ressaltar que o ICMS é sem direito a crédito, embutindo despesas não associadas a equipamentos ou serviços necessários para atividade econômica propriamente dita e onerando o projeto como um todo.

Nesse contexto, os resultados das rodadas de licitação promovidas pela ANP deveriam indicar os níveis de atratividade ou exposição das possíveis justificativas da não arrematação, pois deve-se considerar que a quantidade de blocos oferecidos e não arrematados poderiam estar em produção, gerando riqueza. Evidentemente que a arrematação de 100% de blocos oferecidos é um cenário ideal que, apesar de eventualmente acontecer em licitações ou oferecimento de exploração ao redor do mundo, não é sempre que ocorre. Ademais, nem todos os blocos necessariamente são economicamente viáveis de se explorar.

Conforme dados levantados anteriormente das licitações promovidas pela ANP, em se tratando do regime de concessão a taxa média de sucesso foi de 34,47%, entre 1999 e 2021, enquanto sob o regime de partilha de produção a taxa média de sucesso é de 74,16% (porém com devolução de 20% dos blocos), entre 2017 e 2019 (média de sucesso total de 54,31%).

Rememora-se que o regime de partilha de produção é aplicável a área do pré-sal que tem a característica de reservas grandes ou gigantes e óleo de excelente qualidade, o que indica alta rentabilidade do projeto. Por outro lado, nos contratos de concessão, regime regra, abarca projetos dos mais variados tamanhos, inclusive áreas de exploração *onshore* (em terra), que são caracterizadas por menores reservas comparadas aos projetos *offshore*, óleo com determinadas especificações e também menor custo de investimento (também aplicável a relação risco-recompensa nesse cenário).

Portanto, realizando o balanço dos resultados das licitações, dos blocos oferecidos sob o regime de concessão, entre 1999 e 2021, nas rodadas de licitações, 4.027 blocos não foram arrematados⁶¹, logo não entraram na fase de exploração e a depender do sucesso exploratório e viabilidade econômica, poderiam estar em produção, gerando riquezas. Em complemento, nos Ciclos de Oferta Permanente de Concessão - OPC, realizados entre 2019 e 2023, 599 blocos não foram arrematados⁶².

Já nas licitações da ANP ofertando blocos sob regime de partilha de produção, realizadas entre 2017 e 2019, apenas 7 blocos não foram arrematados, dos 22 blocos oferecidos. Enquanto, nos Ciclos de Oferta Permanente de Partilha – OPP, realizados em 2022 e 2023, 5 blocos não foram arrematados, dentre os 16 blocos oferecidos.

Desta feita, considerando ainda que a competição por áreas de exploração de petróleo é a nível global, é importante realizar uma análise comparativa taxa de sucesso de blocos oferecidos no mundo, visualizando o desempenho de pelo menos uma amostra de países, mesmo sendo de extrema complexidade determinar com precisão os resultados, já que para

⁶¹ Dentre os 5.077 blocos ofertados (total de 1.050 blocos arrematados).

⁶² Dentre os 900 blocos ofertados (total de 301 blocos arrematados).

estabelecer relações de causalidade, além da necessidade de maior detalhamento de informações, as diversas causas são multifatoriais. No entanto, a complexidade não é impeditiva a ponto de inviabilizar análises e pontos de destaques serem apontados.

Destarte, o IBP (2016) fez o levantamento dos resultados dos leilões realizados globalmente em 2015, comparando o desempenho do Brasil, Moçambique, Canadá e México⁶³, assim como detalhou importantes características de cada leilão. Os resultados foram os seguintes:

Quadro 33 – Resultados de leilões no Mundo: comparativo de 2015 (13ª Rodada de licitações da ANP no Brasil)

Resultados de Leilões no Mundo				
Ano: 2015				
	BRASIL – R13	MOÇAMBIQUE	CANADÁ	MÉXICO
Blocos ofertados	266	15	11	25
Blocos arrematados	37	6	7	25
% Sucesso	14%	40%	64%	100%
Área arrematada (km²)	33.625	34.430	16.299	815
Bônus (USD)	31.2 milhões	N/A	N/A	N/A
Investimento (USD)	55.7 milhões	691 milhões	1.2 bilhões	623 milhões

Fonte: IBP, 2016

Cabe ainda complementar que em 2015 ocorreu a *Lease Sale* 246 nos EUA (espécie de rodada de licitação), em que 33 blocos foram ofertados na área do Golfo Ocidental do México (*Western Gulf of Mexico*) e os 33 blocos foram arrematados, com pagamento de US\$22.6 milhões em bônus, totalizando 100% de taxa de sucesso (*United States of America*, 2015). Essa informação é importante para descartar a relação necessária entre cobrança de bônus de assinatura e taxa de sucesso de arrematação de blocos ofertados, como o quadro anterior poderia sugerir.

Ademais, o levantamento de dados acerca das ofertas de áreas nos EUA, nos anos subsequentes, realizado pela EPE⁶⁴ (2020) fortalece que há não relação entre exigência de bônus

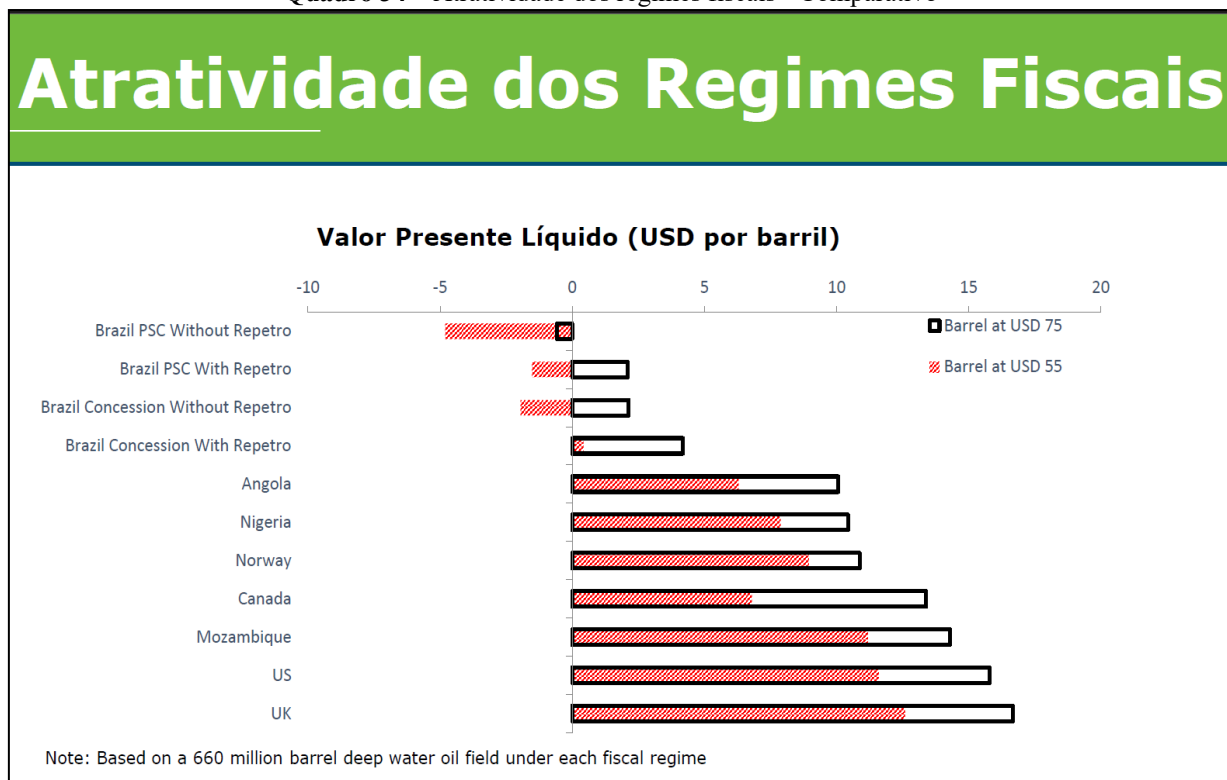
⁶³ É importante ressaltar que 2015 praticamente foi a primeira rodada de licitações do setor neste país, tendo em vista que a Constituição do México, no art. 27, determinava que o petróleo era um bem da nação e instituía o monopólio estatal de exploração do setor, até que houve uma Emenda Constitucional de 2013 admitindo a flexibilização e promulgação em 2014 da *Ley de Hidrocarburos* e a *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos* (regulamentando o art. 27). Até que em 2015, a *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH), órgão regulamentador do setor, autorizou a realização da licitação (a primeira do País). Antes desse período, o monopólio era exercido pela *Petróleos Mexicanos* – Pemex (EPE, 2016).

⁶⁴ Dados divulgados pela EPE (2020) coletados da BOEM/EUA (Bureau of Ocean Energy Management/USA).

de assinatura e menor arrematação de blocos, bem como descarta a relação necessária entre a quantidade de blocos ofertados e arrematação como a menção comparativa da Rodada 13 da ANP poderia sugerir comparada aos outros países (quadro anterior): em abril de 2018 foi realizado *Lease Sale 250*, em que 148 blocos ofertados foram arrematados (taxa de sucesso de 100%) e com arrecadação de US\$ 125 milhões de bônus; em agosto de 2018, foi realizado *Lease Sale 251*, em que 144 blocos ofertados foram arrematados (taxa de sucesso de 100%) e com arrecadação de US\$ 178 milhões; em março de 2019 foi realizado *Lease Sale 252*, em que 244 blocos ofertados foram arrematados (taxa de sucesso de 100%) e com arrecadação de US\$ 244 milhões; em agosto de 2019 foi realizado *Lease Sale 253*, em que 151 blocos ofertados foram arrematados (taxa de sucesso de 100%) e com arrecadação de US\$ 159 milhões; e em março de 2020 foi realizado *Lease Sale 254*, em que 71 blocos ofertados foram arrematados (taxa de sucesso de 100%) e com arrecadação de US\$ 93 milhões.

Dessa forma, o melhor indicativo para taxa de sucesso das licitações pode estar direcionado para a atratividade conferida ao investimento pelo país anfitrião, recaindo sobre os termos fiscais e como estes impactam na rentabilidade do projeto (fator de influência). Nessa ótica, cabe a análise do seguinte quadro comparativo:

Quadro 34 – Atratividade dos regimes fiscais - Comparativo



Fonte: IBP, 2016

Nota: Elaboração a partir de dados da *Wood Mackenzie*; *fiscal changes made in 2014-2015*

Em primeira análise, o comparativo da atratividade dos regimes fiscais, leva em consideração um campo de petróleo com reserva de 600MM/boe, no ambiente de águas profundas, considerando como regime fiscal o regime fiscal de cada país citado impacta no Valor Presente Líquido – VPL, em USD por barril. Foram considerados dois cenários de preços do barril, sendo um de US\$75 (representado no gráfico com bordas pretas e fundo transparente/branco) e outro de US\$55 (representado no gráfico em vermelho).

Assim, verifica-se que o preço do barril do petróleo (o risco de receita) impacta diretamente no VPL, por esse motivo que *breakeven* (preço de equilíbrio) para viabilidade econômica do projeto é tão importante e deve-se levar em consideração as médias históricas do preço vendido internacionalmente (geralmente utilizando o Brent como parâmetro) para tentar reduzir os impactos da volatilidade dos preços.

Outro ponto no quadro comparativo, que é de grande relevância para o presente estudo, é de além de ter o VPL de outros países interagindo com seus respectivos regimes fiscais, e com dois cenários de preço do barril de petróleo, há o detalhamento do regime contratual da exploração no Brasil (concessão ou partilha de produção), bem como há a demonstração dos cenários com e sem REPETRO.

Além disso, embora sejam dados com projeções de VPL de 2014-2015, deve-se lembrar pelo ciclo de um projeto de petróleo médio, com a média de 10 anos de duração das etapas de exploração e desenvolvimento, provavelmente as tomadas de decisão da época na arrematação de blocos, sucesso exploratório (desde descoberta até comercialidade do campo), agora em 2024-2025 que tais campos estão entrando na fase de produção e começando a gerar receitas. Ademais, é interessante observar que mesmo sendo modelagens de 2014-2015 (10 anos atrás), o preço do petróleo em 30 setembro de 2024 do Brent é de US\$72,35 e em 27 janeiro de 2025 é de US\$77,30 (Ipea, 2025), o que corresponde com parâmetros bem aproximados da realidade.

Então, em sequência da análise, verifica-se que o Brasil no regime partilha de produção sem o REPETRO apresenta VPL negativo, seja o barril custando US\$75 ou US\$55, sendo o resultado expressamente negativo quando o barril está US\$55 (é como se cada barril vendido por esse preço, acarretasse o prejuízo de US\$5, o que multiplicando por uma produção diária acima de 100mil barris, por exemplo, seria um resultado desastroso). Todavia, em se tratando do regime partilha de produção com REPETRO, embora seja inviável o projeto com o barril custando US\$55 (VPL negativo), com o barril custando US\$75 o VPL apresenta-se positivo e o projeto se torna economicamente viável.

Sequencialmente, sob o regime de concessão, sem o REPETRO e com o preço do barril a US\$55, tem como o resultado VPL negativo, enquanto o preço do barril sendo US\$75, mesmo sem REPETRO, o VPL é positivo. Já no cenário do regime de concessão com o REPETRO, o VPL é positivo, sendo o barril custando US\$75 ou US\$55, apesar do VPL positivo do preço a US\$55 ser irrisório e o preço a US\$75 ter uma margem positiva bem mais significativa.

Dessa maneira, demonstra-se claramente que o REPETRO é eficiente enquanto regulação fiscal que promove atratividade, impactando positivamente no Valor Presente Líquido (VPL) do projeto. A aplicação do regime tem a importância comprovada nesta análise, principalmente no que tange o regime de partilha de produção, por ter o condão de tornar o projeto viável economicamente num cenário de US\$75, o que este mesmo preço, sem o REPETRO tornaria o VPL negativo e o projeto economicamente inviável.

No entanto, quando parte para a análise global, verifica-se que comparativamente com outros países o nível de atratividade dos projetos realizados no Brasil é baixo (comparando o VPL). Daí a possível relação que a atratividade conferida pelos regimes fiscais impactem na arrematação de blocos (e taxa de sucesso), afinal: os recursos das empresas são escassos (escassez) o que não permite explorar todos os blocos do mundo, devendo existir um equilíbrio entre risco-recompensa, e os termos fiscais interagem nesta equação. Enquanto empresas, as operadoras do setor estão buscando as oportunidades mais rentáveis (maximização racional), os incentivos conferidos pelo governo anfitrião influencia na tomada de decisão de investir e a eficiência sob a perspectiva empresarial é maior rentabilidade a menor custo.

Dessa forma, não é surpreendente, de acordo com o VPL apresentado comparativamente, que a taxa de sucesso de ofertas de blocos do Brasil é historicamente baixa (relativamente, comparada) e a taxa de sucesso de ofertas de blocos nos EUA é alta. Portanto, os termos fiscais de um país têm força para impactar no VPL conforme demonstrado, que por sua vez vai interagir com a atratividade (obviamente, não é o único e exclusivo fator, como por exemplo, tamanho de reserva e perfil de produção também são fatores muito importantes na composição da atratividade do projeto, por serem parâmetros positivos de rentabilidade).

Diante disso, apesar da complexidade do sistema fiscal brasileiro como um todo, tanto a delimitação do quadro analisado, quanto a delimitação do objeto de estudo deste trabalho, que é a análise do REPETRO enquanto termo fiscal e forma incentivo que objetiva a atratividade, duas propostas podem ser formuladas para aumentar a eficiência do regime: desoneração total e/ou regressividade de alíquotas conforme o tamanho do projeto (quanto menor o projeto, menor a alíquota aplicada em termos de carga fiscal).

Em se tratando de ambas as propostas, dois cenários são possíveis, desde que a premissa de não aumento da carga fiscal total seja observada: a primeira é desoneração total e/ou regressividade de alíquotas sem alteração expressiva do sistema fiscal (ou seja, sem alterar expressivamente nem a tributação e nem as compensações financeiras), enquanto a segunda é desoneração total e/ou regressividade de alíquotas com alteração expressiva do sistema fiscal. A questão da alteração do sistema fiscal é importante, pois na primeira hipótese (cenário) acarretaria em perda arrecadatória imediata dos Estados-membros (ICMS), enquanto na segunda hipótese (cenário), a alteração do sistema fiscal seria direcionada às compensações financeiras, como *royalties* e/ou participação especial (ou até mesmo parcela do bônus de assinatura) para compensar a perda arrecadatória decorrente da desoneração total ou regressividade de alíquotas da tributação estadual contida no REPETRO (ICMS, de alíquota de 3,09%).

Além disso, em ambos os cenários deve-se ter a alteração no Convênio ICMS nº 03/2018 (por meio do CONFAZ) para autorizar a isenção de ICMS enquanto desoneração total ou autorizar a regressividade de alíquotas de acordo com o tamanho do projeto, e os Estados fazerem a internalização dos novos termos fiscais nas suas respectivas legislações estaduais (legislação em sentido lato).

Nenhum dos cenários (modelos) apresentados são facilmente, em termos práticos (do ponto de vista político), de ter implementação, sobretudo por alterar o sistema fiscal sem aumentar a carga tributária e tendo como consequência necessária a perda de arrecadação de algum ente federativo, seja apenas os Estados perdendo arrecadação ou a União perdendo arrecadação, reduzindo sua parcela fiscal em favor dos Estados. Neste último caso, ocorreria um aumento do percentual da distribuição das compensações financeiras em favor do Estado, reduzindo os percentuais da União, até o ponto de compensar a perda arrecadatória pela desoneração total ou regressividade de alíquotas do ICMS contido no REPETRO.

Porém, iniciando pelo cenário mais dificultoso politicamente de acontecer, a desoneração total sem alteração expressiva do sistema fiscal (em questão de estruturação jurídica), com perda arrecadatória imediata dos Estados, surge o contraste extremo entre a teoria e a prática: embora seja o cenário mais difícil de ocorrer no Brasil, uma desoneração total (isenção), internacionalmente já é uma prática comum não tributar nas etapas de exploração e desenvolvimento, conferindo isenção nestas etapas para atrair o investimento. A discussão teórica aqui já é uma realidade de décadas em outros países. Assim, a desoneração total seria simplesmente zerar a tributação de ICMS sobre o *upstream* e o REPETRO (especialmente o “Repetro estadual”) iria conferir isenção ao invés da carga de 3,09%, atualmente vigente.

Em sequência, o cenário de desoneração total com alteração expressiva do sistema fiscal, demandaria que as compensações financeiras, pela maior facilidade de mudança em virtude do regime jurídico, fossem reconfiguradas no que tange a distribuição de cada ente federativo, reduzindo um percentual da União em favor do Estado para equilibrar a perda arrecadatória do ICMS. Dentre as compensações, a alteração mais indicada seria na distribuição dos *royalties*, já que incidem constantemente sobre as receitas da produção, pagos mensalmente (constância). Não seria indicado recair sobre bônus de assinatura, pois pela Lei nº 9.478/97, já integra o orçamento de funcionamento da ANP e também não seria indicado recair sobre a participação especial, pois esta só ocorre esporadicamente nos casos de extraordinária produção ou grande rentabilidade.

Desse modo, sendo os *royalties* uma compensação financeira que inclusive dispõe de maior margem de alteração, poderia ser a forma de equilibrar a perda arrecadatória da desoneração total do ICMS no REPETRO. Normalmente as alíquotas dos *royalties* nos contratos de concessão e nos contratos de cessão onerosa, são de 10% (art. 47, da lei nº 9.478/97 C/C art. 5º da Lei nº 12.276/2010), com a possibilidade excepcional de redução para 5%, em razão dos riscos geológicos, expectativas de produção e outros fatores pertinentes (§ 1º do art. 47, lei nº 9.478/97). Enquanto nos contratos de partilha de produção, os *royalties* são fixados em 15% (§ 1º do art. 42, Lei 12.351/2010).

À vista disso, pelo quadro elaborado pela ANP (2020) (Quadro 10 - Tabela de distribuições de *royalties*), nos termos da legislação vigente, rememora-se que em se tratando de exploração em terra, sob o regime de concessão, com alíquotas acima de 5%, a distribuição é de 52,5% do Estado produtor, 15% do Município produtor, 7,5% do Município com Instalação de embarque e desembarque de petróleo (IED) e 25% da União. Nos casos de exploração em mar, seja considerando qualquer regime contratual (Concessão, Cessão Onerosa ou Partilha), se alíquota dos *royalties* for de 5%, a distribuição 30% dos Estados, 30% dos Municípios, 10% dos Municípios IED, 10% do Fundo Especial (Estados e Municípios) e 20% da União. Entretanto, se alíquota dos *royalties* for acima de 5% (10% ou 15%), a distribuição 22,5% dos Estados, 25% dos Municípios, 7,5% dos Municípios IED, 7,5% do Fundo Especial (Estados e Municípios) e 40% da União.

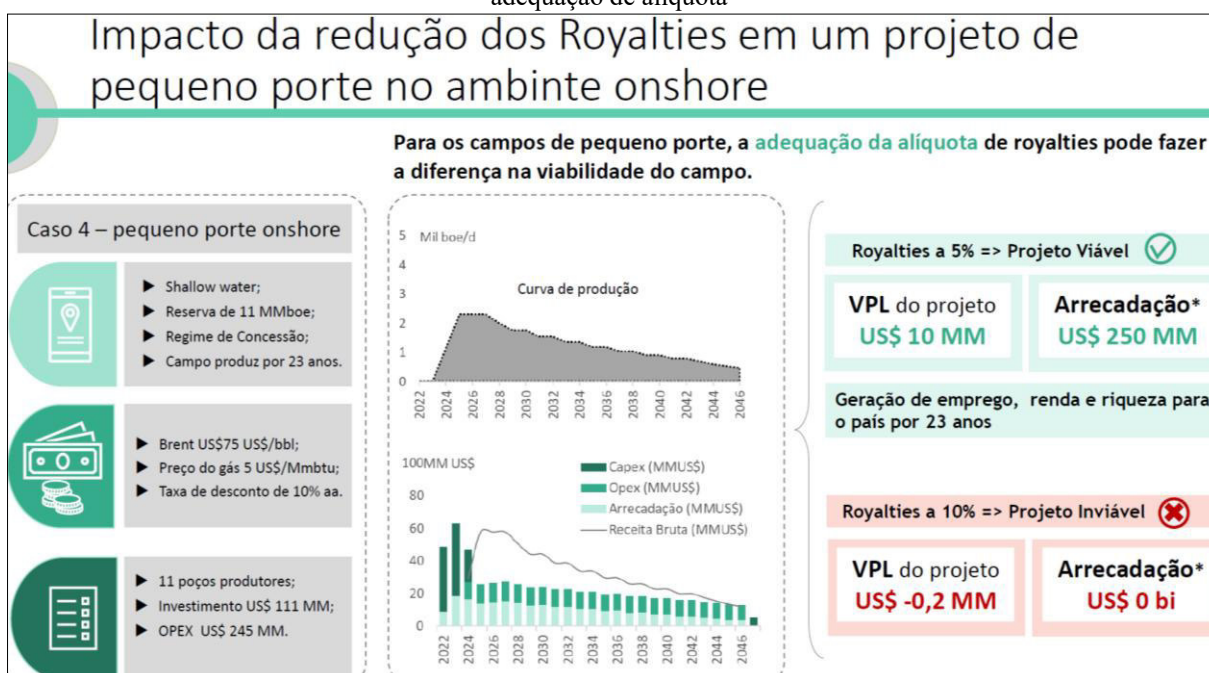
Desse modo, como pode-se observar, há margem de reconfiguração nos percentuais de distribuição de *royalties* conforme o ente federativo, existindo margem para redução de percentual da União em favor do Estado, como forma de obter uma compensação de recursos em razão da desoneração total de ICMS no REPETRO. Obviamente esta alternativa requisitaria

um grande esforço político e estudos técnicos para equalizar alíquotas com as receitas arrecadadas de cada origem.

Concluída a análise dos cenários possíveis de desoneração total, passa-se para a análise de uma possível regressividade de alíquotas. Conforme já analisado, quanto maior é o porte do projeto (tamanho do campo), maior a diferença positiva do REPETRO, de maneira que conforme o porte do projeto vai diminuindo, o REPETRO com sua carga de tributária de ICMS vai impactando com menores resultados positivos.

Dessa forma, pode acontecer de campos de pequeno porte ter a inviabilidade econômica justamente por existir um custo estatal que o torna inviável de explorar economicamente, necessitando de uma menor carga arrecadatória para viabilidade, como no exemplo a seguir:

Quadro 35 – Impacto da redução dos Royalties em um projeto de pequeno porte no ambiente *onshore* – adequação de alíquota



Fonte: ABPIP, 2022

No quadro acima, simulado pela ABPIP (2022), trata-se de um projeto de pequeno porte no ambiente *onshore*, com reserva de 11MMboe, sob regime de concessão, com produção estimada de 23 anos, considerando o preço do barril a US\$75 (Brent), taxa de desconto de 10% a.a., CAPEX de US\$111 milhões e OPEX de US\$245 milhões. Dois cenários foram estimados, um com alíquota de 5% de *royalties* e outro com alíquota de 10% de *royalties*. No cenário com alíquota de 5% de *royalties*, resultou US\$10 milhões de VPL (positivo) do projeto, arrecadação de US\$ 250 milhões, bem como geração de emprego, renda e riqueza par o país por 23 anos (ou seja, projeto viável). Enquanto no cenário com alíquota de 10% de *royalties*, resultou US\$ -0,2 milhões de VPL (negativo), arrecadação US\$ 0 bilhões, concluindo pela inviabilidade

econômica e consequente não prosseguimento do projeto, o que culmina em não geração em emprego, renda e riqueza.

Assim, a simulação da ABRIP (2022), que teve por finalidade demonstrar que a adequação da alíquota dos *royalties* pode fazer diferença na viabilidade econômica do campo, é um raciocínio que também pode ser aplicado ao Repetro-sped no que tange à alíquota existente de ICMS. Ou seja, uma ideia própria de regressividade (redução de alíquotas na medida que diminui o tamanho do projeto) tem a força de impactar na viabilidade econômica do projeto e contribuir para que mais campos tenham a possibilidade de entrar em campanhas exploratórias e eventuais operação, desde que minimamente rentáveis. Isso, por sua vez gera riqueza na sociedade por produzir mais petróleo, gerar emprego, renda, bem como uma arrecadação que não existiria por uma possível inadequação da carga fiscal imposta (tanto em questão de tributos, quanto de compensação financeira).

Neste ponto, a regressividade de alíquotas para adequação conforme o tamanho do projeto adentra como uma relação de eficiência, semelhante a cunhada por Posner (2007), por maximizar a riqueza na sociedade por meio da adequação das instituições jurídicas, considerando os meios e os fins racionalmente numa lógica custo-benefício. Afasta-se então um “desperdício social” pelo custo imposto da ineficiência da configuração normativa, tendo em vista o maior ganho frente a um menor custo, o que implica em maximização de benefícios para a sociedade (como maior produção de petróleo, mais emprego, mais renda e maior arrecadação estatal, ao mesmo tempo que também gera lucro privado, todos ganham).

Desse modo, a eficiência do Repetro-sped poderia ser ampliada, diante de alguma forma de alteração que mais se aproximasse da prática internacional de isenção total sobre os investimentos, seja por meio da alteração normativa brasileira dos termos fiscais para desoneração total da tributação estadual (com reconfiguração da distribuição de *royalties*, por exemplo) ou regressividade de alíquotas conforme o tamanho do projeto, estimulando a produção de pequenos campos. De todo modo, além dos esforços políticos para alteração dos termos fiscais, demandaria estudos técnicos para que houvesse uma equalização para que os Estados-membros não sofressem um impacto na arrecadação decorrente da tributação embutida no REPETRO (ICMS de 3,09%) a ponto de comprometer, ainda que minimamente, o orçamento estadual. No entanto, o quadro sobre o impacto da redução dos *royalties* demonstra que mesmo baixando alíquota é possível arrecadar mais.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O petróleo é um recurso natural que já possui um mercado de proporção global, com parâmetros que tiveram consolidação ao longo de décadas, representando não só uma grande riqueza de uma nação que possui esse hidrocarboneto em abundância, como é um setor estratégico que impulsiona e desenvolve as economias. A energia literalmente move a economia, sendo o petróleo uma fonte energética com grande importância no mundo e que serve ainda de insumos para diversos processos produtivos industriais.

Logo, por se tratar de um mercado global e competitivo, não é possível analisar isoladamente um único país e desprezar as experiências e práticas internacionais, sobretudo pelos riscos inerentes e pelo próprio funcionamento da cadeia produtiva que necessitará de uma regulação específica para ter um bom desempenho. Por esse motivo, foi importante ter analisado as experiências e práticas internacionais para obter uma visão geral e examinar comparativamente a regulação do setor no Brasil de maneira mais profunda.

Além disso, a análise de atratividade de investimentos e desenvolvimento do setor petrolífero deve ter uma visão global, pois embora ainda existam empresas estatais explorando em regime de monopólio, as empresas multinacionais escolhem os projetos mais rentáveis numa competição de condições atrativas entre diversos países no mundo, ao mesmo tempo. Ou seja, há uma competitividade global de onde os blocos serão arrematados, os projetos serão desenvolvidos e os investimentos serão aplicados.

Nesse contexto, os termos fiscais de um governo anfitrião faz toda a diferença na atratividade do investimento, além da necessidade de aliar um sistema fiscal que tenha estabilidade e flexibilidade, tendo em vista a grande volatilidade do preço do petróleo (risco de receitas).

Daí um regime fiscal ótimo, que atinge o máximo de eficiência, é aquele que apresenta o equilíbrio entre arrecadação estatal e os interesses das empresas petrolíferas, que sofre influência do potencial petrolífero e a parcela do governo (por sua vez, esses fatores influenciam na rentabilidade dos projetos). Esse cenário pode ser representado conforme exposto por Tomasquim e Pinto Jr (2011), como um Dilema de Escolha (*trade off*).

Então, no que tange aos termos fiscais, o Brasil tem duas questões em destaque, conforme exposto pelo IBP (2022c): uma alta carga fiscal no setor do petróleo (comparada a outras ao redor do mundo) e ser um país que tributa na fase de investimento, fase pré-operacional que ainda não há receitas, destoando da prática internacional de não tributar. É nesse sentido que o REPETRO não é uma simples renúncia fiscal, que acarreta uma perda arrecadatória para

simplesmente beneficiar a indústria petrolífera, mas sim um incentivo fiscal que é utilizado para atrair investimento e, diante de uma maior proximidade da prática internacional (de não tributar o investimento), aumentar a competitividade brasileira no cenário global.

Assim, diante do problema inicialmente levantado, questionando se o REPETRO é um incentivo fiscal justificável, tendo em vista o montante que o Estado brasileiro deixa de arrecadar, a resposta é sim, o REPETRO não só é justificável como é vital para atração de investimentos, viabilidade econômica dos projetos, execução das atividades econômicas da indústria do petróleo no País e elementar para o desenvolvimento do setor no Brasil.

Não obstante a alta carga fiscal brasileira sobre o setor petrolífero e a tributação na fase pré-operacional, ao longo do capítulo 4 deste trabalho, a análise dos impactos do REPETRO sobre a viabilidade econômico-financeira dos projetos de petróleo desenvolvimentos no Brasil deixa evidente a importância do regime. A necessidade de compreender que as atividades do petróleo possuem peculiaridades em seu funcionamento, principalmente num fluxo de caixa típico de um projeto de exploração, desenvolvimento e produção (além da necessidade de considerar a fase de abandono), explica o porquê dos termos fiscais se adequarem à realidade e às práticas do setor.

Desse modo, compreender que durante a fase de exploração, há uma grande exposição a riscos geológicos, que podem resultar em fracasso exploratório e ter todo investimento perdido⁶⁵, assim como em caso de sucesso exploratório, necessitará de investimentos que atingem bilhões de dólares para o desenvolvimento de uma infraestrutura para produção, e todo esse tempo (fases de exploração e desenvolvimento) leva em média entre 5 a 10 anos, sem receitas, deve ser levado em consideração pelo governo anfitrião que define os termos fiscais.

Então, toda decisão de investimento é precedida de uma avaliação econômico-financeira para verificar se é viável economicamente aquele projeto ou não, sempre acompanhando graus de incertezas que vão desde riscos geológicos, riscos políticos e principalmente riscos de receitas, pela grande volatilidade do preço do petróleo (por exemplo, uma avaliação de um projeto hoje considerando o barril a US\$75,00, se o projeto for executado e ter um sucesso exploratório, pelo ciclo típico, 10 anos depois o preço do petróleo deve estar próximo a esse valor para a avaliação ter sido acertada). Apesar das diversas variáveis, normalmente a metodologia usada é o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) para ter como resultado o Valor

⁶⁵ Obviamente esse caso é um risco típico do setor, da natureza da atividade. Além disso, o fracasso exploratório de uma área provavelmente será compensado com o sucesso de outra, trazendo um equilíbrio. Mas de qualquer forma essa realidade não altera o tempo típico do ciclo do projeto (que é longo) e necessidade de aplicação de grandes investimentos com graus de incerteza (inclusive quando chega na fase de produção, com a empreitada exploratória bem sucedida, a volatilidade do preço do petróleo sempre deixa a economia do projeto exposta a riscos).

Presente Líquido (VPL) e/ou a Taxa Interna de Retorno (TIR), verificando viabilidade econômico-financeira do projeto.

Dessa forma, foram levantadas modelagens econômicas demonstrando cenários com e sem REPETRO e o resultado foi que o impacto do regime é significativo na viabilidade econômico-financeira dos projetos (positivamente), ao passo que, caso houvesse a cobrança da carga tributária comum, a arrecadação a mais não seria tão significativa com a retirada do REPETRO (Gráfico 12). Ademais, essa cobrança da carga tributária comum é num cenário hipotético, já que provavelmente não haveria essa arrecadação na prática diante da inviabilidade econômico-financeira de inúmeros projetos. É como o IBP (2022c) apontou: sem o REPETRO, dos 95 projetos na fase *upstream* desenvolvidos no Brasil até 2030, somente 26 continuariam viáveis sem o regime, além do que, com a perda drástica do VPL, os projetos ainda viáveis perderiam grande rentabilidade e perderiam competitividade a nível global.

Além disso, a aplicação do REPETRO demonstrou resultados positivos do ponto de vista da arrecadação estatal, mesmo com a desoneração fiscal parcial promovida pelo regime, já que mais projetos viáveis, mais campos entram na fase de produção e há maior arrecadação (tributária e de compensações financeiras), criando ainda postos de trabalho e renda no setor. Pelo levantamento do TCU (Brasil, 2024), a partir de dados da RFB, as desonerações ocorridas entre 2000 e 2021 (mesmo com a curva atípica de importações definitivas sob o Repetro-sped) totalizaram um pouco mais de R\$241 bilhões em desonerações tributárias. Por outro lado, a arrecadação governamental entre 2009 a 2021 atingiu mais de R\$2,1 trilhões em participações governamentais e tributos, conforme o gráfico elaborado pelo IBP (2022a), a partir de dados da Receita Federal, CONFAZ e ANP (Gráfico 24).

Ademais, o TCU (Brasil, 2024) constatou que o REPETRO seria uma postergação arrecadatória que se compensaria por volta de cinco anos de produção, o que, por outro lado, os autores Ferreira e Duque (2020) apontam que o tempo de *payback period* (tempo de recuperação do investimento do projeto) também é por volta do 5º ano de produção, representando um equilíbrio entre os interesses do Estado e da indústria (inclusive financeiramente).

Cabe enfatizar, com clareza e dando a devida atenção, que essa ideia de postergação arrecadatória é no sentido exclusivamente fiscal, puramente de arrecadar, impactando econômica-financeiramente sobre a indústria, independentemente sob qual justificativa jurídica-fiscal. Ou seja, desconsiderando qual é o fato gerador em si, o tipo de tributação ou tipo de compensação financeira, mas considerando tão somente o montante arrecadado e seus reflexos sobre o projeto. Então nessa ótica, o REPETRO promoveria uma postergação

arrecadatória por estratégia de uma política fiscal para capturar receitas no melhor momento de arrecadar, que é a na fase de produção (quando há receitas da atividade petrolífera).

Todavia, sob a perspectiva das práticas internacionais, o REPETRO não seria uma postergação arrecadatória, mas sim uma tributação na fase que antecede a produção, momento em que normalmente não incide carga tributária, já que é caracterizado por incerteza exploratória, alto investimento e ausência de receitas. A prática internacional faz mais sentido (de não tributar), já que não obstante os obstáculos (chances de fracasso exploratório, grande espera até a fase de produção, alto investimento), a finalidade tanto do Estado quanto da companhia do setor é ter o petróleo extraído e transformar esse recurso natural em riqueza.

Uma perspectiva mais arrojada, que pode soar incomum, é que o REPETRO pode até ser formalmente, do ponto de vista dogmático-jurídico, categorizado como um incentivo fiscal (ideia resumida do regime), porém, do ponto de vista enfaticamente prático, o regime especial é simplesmente uma adequação econômico-financeira conforme o funcionamento específico da atividade petrolífera. Ou seja, o REPETRO tem mais relação prática com uma forma de regime econômico do que uma ideia reducionista teórica de uma renúncia fiscal concedida por um complexo de regimes especiais fiscais e aduaneiros.

Por isso, o Estado receberá as receitas devidas, independentemente da justificativa fiscal (qual fato gerador, qual tributo ou qual compensação financeira), sendo o momento mais oportuno arrecadar na fase de produção, de acordo com o funcionamento econômico próprio da atividade petrolífera (até mesmo para não inviabilizar os projetos). Então, não há uma perda arrecadatória ou renúncia fiscal em si, mas um deslocamento de carga fiscal, por razões econômicas.

Então, o mais importante é que haja o incentivo necessário para que, superadas todas as adversidades iniciais típicas da atividade econômica do setor, consiga-se produzir petróleo, que em média um projeto atinge vinte anos de produtividade, podendo atingir de trinta e cinco a quarenta anos, a depender da reserva. Ou seja, transformar o petróleo em receita e assim tanto a empresa ter a rentabilidade de sua atividade econômica como o Estado capturar uma parte da renda do petróleo (*Government Take*). Para tanto, quanto mais campos entrando em produção, melhor, o que os termos fiscais podem influenciar na viabilidade econômico-financeira dos projetos, tornando-os mais atrativos.

Porém, não só os termos fiscais são fatores importantes na atratividade do projeto, pois o tamanho da reserva e o perfil da produtividade também são fatores de alta relevância. Isso fica certamente demonstrado no caso brasileiro do pré-sal, que apesar dos termos fiscais apresentarem uma grande captura da renda do petróleo via fatia governamental

(comparativamente, uma das maiores do mundo), ainda assim, pelo tamanho da reserva e perfil da produção, ainda há interesse em explorar essa área. O peso dos termos fiscais, no entanto, pode ter onerado com maior intensidade sobre o regime de concessão brasileiro, diante do resultado geral das licitações promovidas pela ANP ao longo dos anos (taxa de sucesso de 34,47%, relativamente baixo, ao longo de 20 anos), especialmente por envolver uma variedade de tamanhos de reserva e perfis de produção, como blocos *onshore* ou outras pequenas reservas.

Desse modo, foram constatados que dentre os 5.077 blocos ofertados sob regime de concessão nas rodadas de licitação da ANP, entre 1999 e 2021, o total de 1.050 blocos foram arrematados. Ou seja, um total de 4.027 blocos não foram arrematados, logo não entraram em campanha exploratória, não tiveram a constatação se eram economicamente viáveis (declaração de comercialidade) e não entraram em produção, conseqüentemente sem gerar emprego, renda e riqueza. Em caminho parecido, os Ciclos de Oferta Permanente de Concessão - OPC, realizados entre 2019 e 2023, 599 blocos não foram arrematados, dentre os 900 ofertados (301 blocos foram arrematados).

Portanto, a referida quantidade de blocos não arrematados ao longo dos anos pode ser vista como uma “janela de oportunidade” não aproveitada, apesar de ser importante ter cautela nesta análise já que nem todos os blocos necessariamente seriam um sucesso exploratório ou seriam economicamente viáveis. Apesar de ser um percentual ideal uma taxa de sucesso atingir 100%, dos quais todos os blocos ofertados são arrematados, neste trabalho foi exposto, como exemplo ilustrativo⁶⁶, o caso dos EUA que por anos atingiram essa taxa máxima (100%) e quando analisada a atratividade dos regimes fiscais no mundo, em comparativo, tal país demonstrou possuir um alto grau de atratividade fiscal (Quadro 34).

Por outro lado, o Brasil demonstrou um dos menores níveis de atratividade de regime fiscal em comparativo com diversos outros países (como visto no Quadro 34). Todavia, como dito, termos fiscais não são determinantes absolutos, já que os termos fiscais do regime brasileiro de partilha de produção são menos atrativos que os termos fiscais do regime de concessão, porém diante do tamanho da reserva e do perfil de produção, estes fatores geram uma vantagem comparativa em favor do regime de partilha de produção (aplicável às reservas do pré-sal).

Conforme demonstrado pelo IBP (2023a), atualmente no Brasil, a produção do pré-sal já representa 75% da produção total brasileira, mesmo em tão pouco tempo e basicamente com 8 contratos em fase de produção (regime de produção de partilha), enquanto os outros 25% da

⁶⁶ Não se trata de comparar diretamente o Brasil com os EUA, pois tais países obviamente são muito diferentes. O ponto é demonstrar ilustrativamente que existem casos reais de 100% de arrematação (taxa de sucesso máxima).

produção estão sob o regime de concessão, sendo 20% *offshore* (pós-sal) e 5% *onshore* (em terra). Daí a conclusão que o volume e a qualidade da produção, representados pelo tamanho da reserva e perfil da produção, podem compensar no que tange à atratividade, mesmo possuindo termos fiscais mais onerosos, como é o caso do pré-sal.

Porém, não se deve perder de vista que dos 20 contratos firmados na área do polígono do pré-sal (sob regime de partilha de produção), 4 blocos arrematados estão em processo de devolução ou já foram devolvidos, na fase de exploração e sem declaração de comercialidade, por falta de atratividade econômica, conforme exposto pela PPSA (2024).

De todo modo, os termos fiscais exercem uma grande importância na atratividade do projeto, por impactar diretamente na viabilidade e rentabilidade dos projetos, não só na hora da avaliação como durante todo o ciclo de vida do projeto, que está exposto à volatilidade dos preços do petróleo. Assim, o Estado enquanto ente que detém o poder de alteração das regras regulatórias e fiscais possui o poder de equilibrar a equação risco-recompensa, tanto para adequar a fatia governamental nos períodos de baixa dos preços do petróleo, como para capturar rendas extraordinárias em casos de períodos de alta de preços.

Dessa forma, no contexto brasileiro, o REPETRO, embora não seja uma desoneração total como comumente é na prática internacional, promove uma redução expressiva da carga tributária nas etapas críticas que é a exploração e o desenvolvimento de infraestrutura (estendendo ainda à etapa operacional). O REPETRO reduz uma carga tributária média de 40% ou em alguns casos de 54,57% (Figura 8), para uma alíquota efetiva de 3,09%, (tributação estadual, o ICMS) e essa redução foi elementar para tornar projetos viáveis economicamente, conferindo atratividade de investimento para o setor no Brasil.

Entretanto, a regressividade de alíquotas conforme o tamanho do projeto pode ser uma ferramenta importante para adequação na viabilidade econômico-financeira dos projetos, espelhando a experiência de alguns países que fazem a redução da carga fiscal a depender do contexto (como exemplos, o Reino Unido e a Rússia). Além disso, no Brasil também existe o exemplo em se tratando dos *royalties* nos contratos de concessão, que tem alíquota de 10%, podendo ser reduzido para 5% excepcionalmente, em virtude dos riscos geológicos, expectativas de produção e outros fatores pertinentes (§ 1º do art. 47, lei nº 9.478/97) ou ainda o exemplo de redução de alíquota para 5% como incentivo à produção incremental em campos maduros (art. 2º, III, Resolução ANP nº 749 de 2018). Essas medidas de redução de alíquotas sob os *royalties* têm grande impacto sobre os projetos de pequeno porte em ambiente *onshore*, conforme demonstrado neste trabalho (Quadro 35), tornando um projeto viável economicamente (VPL positivo), gerando emprego, renda e riqueza ao país por décadas.

Neste ponto, a ideia da regressividade de alíquotas é uma boa alternativa para ser incluída no REPETRO a partir do tamanho do projeto, principalmente pelo fato de, conforme for menor o tamanho, o impacto do REPETRO sobre a viabilidade econômica é menor, em contraste que nos projetos de maior porte, o REPETRO possui maior impacto. Logo, é um ponto de reflexão avaliar se os termos fiscais caso adaptados numa relação regressividade e tamanho de projeto poderiam ter aumentado a taxa de sucesso das licitações promovidas no Brasil (ou ainda podem, nos Ciclos de Oferta Permanente).

Destarte, a regressividade de alíquotas da maneira ora abordada, adentra na discussão acerca da possibilidade de ampliação da eficiência do REPETRO enquanto regime que tem como finalidade primordial atrair os investimentos para o setor do petróleo brasileiro, que justamente se faz por meio de uma regulação que propicia a viabilidade econômico-financeira do projeto e promove boas margens de rentabilidade. E a regressividade de alíquotas pode sim ser uma possibilidade para ampliar a eficiência do REPETRO, desde que, por meio de estudos técnicos, seja possível estabelecer uma estimativa entre a regressividade de alíquotas e o tamanho do projeto, para adequar o VPL equitativamente (ou seja, o VPL restando positivo, significaria viabilidade econômico-financeira e algum nível de rentabilidade do projeto)⁶⁷.

Ainda na questão da possibilidade de ampliação da eficiência do REPETRO, existe a alternativa de desoneração total proporcionada pelo regime, semelhante com o que acontece na prática internacional de não tributar o investimento. Dentre as alternativas, de não mudar expressivamente o sistema fiscal e culminar em perda arrecadatória instantânea aos Estados-membros ou de mudar expressivamente o sistema fiscal reconfigurando a distribuição de *royalties*, esta última demonstra-se mais viável politicamente, pois há margem de alteração nos percentuais de distribuição.

Embora nesse cenário a União perdesse parte de sua fatia em favor dos Estados, o “prejuízo federal” não seria teoricamente tão significativo, porque a União já captura grande montante com a exploração econômica do petróleo no Brasil (como por exemplo, o sistema de captura governamental no regime de partilha de produção). Além disso, a desoneração total, parecida com a prática internacional de não tributar o investimento, poderia (cenário hipotético) estimular mais campos a entrarem em produção e consequentemente aumentar a arrecadação, bem como gerar mais emprego e renda.

⁶⁷ O Quadro 35 é um exemplo ilustrativo de estudo técnico que estabeleceu uma relação entre adequação de alíquotas e alteração drástica de VPL: a adequação de alíquotas transformou VPL negativo em VPL positivo.

Apesar de parecer propostas de ampliação de eficiência idealísticas, dois cenários as tornam mais possíveis de serem discutidas no mundo real: a Reforma Tributária e o prazo máximo do Repetro-sped, previsto para ter vigência até 2040.

No que tange à Reforma Tributária, o Brasil passa pela efervescência de discutir profundamente o sistema tributário como um todo, com a missão de conferir simplicidade, transparência, justiça tributária, cooperação e defesa ao meio ambiente. Nesse contexto, há muitas incertezas no que a Reforma irá ocasionar, seja no que tange ao aumento ou diminuição da carga tributária efetiva, seja nas leis complementares que irão materializar essa transição de sistema.

Porém, a certeza é que o Imposto Seletivo (IS) já está instituído na Constituição federal de 1988, no art. 153, inciso VIII, e incidirá sobre “produção, extração, comercialização ou importação de bens e serviços prejudiciais à saúde ou ao meio ambiente, nos termos de lei complementar”, ou seja, atinge a atividade econômica do petróleo.

Todavia, nos termos do art. 126 da Constituição, só a partir de 2027 o referido Imposto Seletivo poderá ser cobrado, sendo não cumulativo e com alíquota máxima de 1% (art. 123, § 6º da CF). Apesar disso, até 2027 a batalha na arena política para saber qual será o resultado da instituição do IS é uma incógnita, pairando a incerteza se de fato será aplicado, de quanto será a efetiva alíquota ou se haverá judicialização acerca da constitucionalidade do dispositivo (e ocorrendo a judicialização, qual será o resultado).

De todo modo, o IS traz consigo diversas controvérsias, cabendo longa discussão. Isso porque a justificativa central é a prejudicialidade ao meio ambiente das atividades relacionadas ao petróleo e seus derivados, bem como o uso dessa fonte energética, porém os desdobramentos da cobrança do IS são vários, necessitando uma análise mais apurada dos efeitos consequentes da exação.

Embora, a princípio, seja compreensível a ideia de internalização de custos ambientais (internalização de custos de externalidades negativas) e o fundamento extrafiscal de desincentivo de práticas danosas ao meio ambiente, não se pode descartar que haverá impacto econômico-financeiro na economia doméstica do brasileiro (inclusive as famílias mais pobres serão mais afetadas) e na economia geral do Brasil, diante da forte dependência nacional do modal rodoviário para transporte de pessoas, logística de produtos e serviços e escoamento da produção.

Por outro lado, os efeitos danosos do petróleo, como alta emissão de GEE (combustível fóssil não renovável e poluente) e riscos de desastres ambientais, também não podem ser desconsiderados.

Apesar disso, em suma, a cobrança do IS parece não ser a melhor das alternativas, já que outras opções podem ser implementadas, como: exigência estatal de aumento de eficiência energética, desenvolvimento de tecnologias para redução emissões de carbono, ampliação de medidas preventivas e de redução de impactos ambientais, além da responsabilização devida em caso de dano ambiental (responsabilidade de reparar). O foco deve ser o problema ambiental em si, estabelecendo a relação entre recursos oriundos da atividade econômica ambientalmente impactante e mitigação efetiva dos efeitos adversos ambientais, algo que pelo princípio da não afetação contido no art. 167, IV, da Constituição federal de 1988, não se pode vincular a receita de um imposto a um órgão, fundo ou despesa. Então não se pode estabelecer uma relação direta e necessária entre IS e ampliação de ações estatais para enfrentamento dos impactos ambientais nefastos.

Ainda na temática do meio ambiente, a transição energética é uma pauta prioritária na agenda global, já em curso, promovendo a mudança de paradigmas de produção e consumo de fontes energéticas, no sentido de reduzir a emissão de GEE e preservar um meio ambiente equilibrado. Isso implica dizer que a tendência das fontes energéticas renováveis e consideradas limpas terão maior uso, enquanto as fontes energéticas não renováveis e poluentes tenderão a ter menor utilização e/ou passarão por adequações.

Apesar do contexto de transição, como visto, até 2050 o petróleo continuará sendo uma das mais importantes fontes energéticas (ABESPetro, 2024). Ao invés de enxergar o petróleo como uma fonte energética nefasta, a transição energética trouxe desafios que promovem a necessidade do setor se adaptar e inovar tecnologicamente, integrando novos processos produtivos na indústria petrolífera com tecnologias de redução de emissão de carbono e diversificação de fonte energética. Como afirmado pelo IBP (2023b), o futuro descarbonizado não será um futuro sem petróleo.

Ademais, todas as fontes energéticas, inclusive as renováveis e ditas como limpas, possuem vantagens e desvantagens, sempre causando algum impacto ambiental. Realmente, as fontes energéticas renováveis estudadas, como a hidráulica, a eólica, a solar e os biocombustíveis, apesar de apresentarem desvantagens, inclusive de ordem ambiental, não se tornam impróprias para realizar uma transição energética que resulte em maior equilíbrio ambiental e mitigação das mudanças climáticas. Porém, é necessário ter a consciência que todas as fontes energéticas possuem suas desvantagens, todas podem ser utilizadas de maneira equilibrada e racional (as fontes renováveis e não renováveis podem ser usadas de maneira complementar e com estratégia sinérgica) e que o Trilema Energético deve ser contemplado de forma balanceada.

Então, enfatiza-se que o petróleo continua sendo uma fonte energética indispensável, que, no entanto, vai precisar passar por adequações quanto à produção e quanto ao consumo, diante da transição energética. Por isso, pelos próximos 30 anos talvez sejam uma “última janela de oportunidade” de explorar o petróleo nos padrões atuais, no que tange aos blocos brasileiros que não foram arrematados, mas que estão à disposição, na Oferta Permanente.

Para tanto, os motivos da não arrematação dos blocos ofertados devem ser revistos e analisados cuidadosamente, pois podem apontar de alguma maneira para os termos fiscais praticados pelo Brasil, já que termos fiscais impactam diretamente na atratividade e rentabilidade dos projetos, em menor ou maior grau.

Contudo, a tendência é da indústria do petróleo direcionar sua visão para a diversificação, por causa da transição energética e interesse em ter um “selo verde” no que concerne a ter socialmente uma imagem não poluente do meio ambiente (ou não tão poluente). A exemplo disso foi a explicação dada pelo IBP (2021), diante do resultado da última rodada realizada, a 17ª (em 2021), que houve um dos menores resultados registrados na indústria desde a abertura de mercado (taxa de sucesso de 5,43%, de 92 blocos ofertados, apenas 5 foram arrematados).

Uma estratégia importante pode ser considerada: o direcionamento de parte das receitas do petróleo para investimento em tecnologias para a mitigação das mudanças climáticas e inovação de técnicas. O REPETRO continua então com sua importância para viabilizar economicamente os projetos, permitindo que estes cheguem até a etapa de produção e as receitas petrolíferas sejam constituídas, que por sua vez, parte dos recursos financeiros sejam direcionados para a Cláusula de PD&I e o Fundo Social do pré-sal, regulações que expressamente objetivam promover a transição energética no Brasil.

Como explicou Babarindea e Adiob (2020), as formas de mitigar as emissões de GEE possuem três frentes: utilização de tecnologia de eficiência energética e conversão, ampliação de outras formas de energia (renovável e verde) e utilização de tecnologia de captura e sequestro de carbono. Logo, o aprimoramento da tecnologia de eficiência energética e da tecnologia de captura e sequestro de carbono precisa de recursos para realizar um alto investimento. Tais recursos podem ter como fonte as rendas do petróleo, que possuem montantes vultuosos.

Deve-se também dar atenção que a matriz energética brasileira, diferente da restante do mundo, já é bem equilibrada entre fontes renováveis e não renováveis, conforme demonstrado pelo EPE (2024). Apesar disso não ser fato impeditivo do Brasil melhorar seus aspectos energéticos rumo à preservação ambiental mais ampla, porém, não se deve descuidar de fatores como segurança energética e questões econômicas nacionais. Ou seja, a efetividade da transição

energética deve partir de um esforço mundial, em conjunto, não se restringindo a determinados países.

De qualquer forma, seja qual for o cenário acerca do petróleo, o REPETRO necessariamente será revisitado, pois a previsão de vigência do Repetro-sped é de ir até 2040. Assim como o Repetro de 1999, o Repetro-sped também possui a incerteza se será prorrogado, sobretudo nesse contexto de transição energética.

Cabe lembrar que o REPETRO foi prorrogado num contexto de alta instabilidade política no Brasil, com o *impeachment* (2016) da então Presidente Dilma Rousseff e ascensão do Vice-Presidente Michel Temer, que foi quem aprovou a Lei 13.586 de 2017 (resultado da conversão da Medida Provisória nº 795 de 2017), houve a regulamentação por meio da IN RFB nº 1.781 de 2017 e o regime teve a prorrogação, com vigência até 31 de dezembro de 2040 (prorrogação antes de 2020, que era o prazo previsto para o Repetro terminar). Além da prorrogação, ainda ocorreram alterações que ampliaram o regime, como a importação definitiva e o Repetro-industrialização (normatizado em 2019, pela IN RFB 1.901/2019).

E como visto, o ciclo de um projeto de petróleo é longo, durando décadas (podendo alcançar em média entre 30 a 50 anos num todo, desde o início da exploração até o fim da produção e descomissionamento), o que gera uma grande incerteza caso o regime não for prorrogado em dezembro de 2040 e os projetos que foram iniciados sob o amparo do regime estejam em execução. O correto, do ponto de vista da segurança jurídica, é, em caso de não prorrogação do regime em 2040, este continuar tendo suas regras aplicáveis aos projetos que foram iniciados sob a vigência do regime e não se admitindo novas habilitações.

Seja qual for a justificativa pela não prorrogação do regime em 2040 (como proteção ao meio ambiente), juntando com a previsão de retração da participação do petróleo na matriz energética mundial por causa da transição energética, os impactos sobre a viabilidade econômico-financeira dos projetos serão imensuráveis, a ponto de apenas grandes projetos possuírem VPL positivo. Num cenário hipotético tão extremado como esse, não seria surpreendente se a flexibilização do monopólio sobre as atividades do petróleo no Brasil ser praticamente revogada e voltar uma era de monopólio a ser exercido pela Petrobras (como perdurou por mais de 40 anos).

Contudo, enquanto muitas incertezas preponderam sobre o futuro do setor do petróleo, o REPETRO historicamente cumpriu o seu relevante papel de atrair investimentos e desenvolver o setor no Brasil, não só pelos dados e motivos expostos neste trabalho, como o fato do Brasil ser o 7º maior produtor de petróleo do mundo em 2023 (Quadro 24), colocação significativa

para um país que começou a explorar o hidrocarboneto com aproximadamente 90 anos de atraso comparado ao mundo.

Dessa maneira, o REPETRO pode ser analisado sob a ótica da tributação indutora que tem por objetivo promover o desenvolvimento nacional previsto na Constituição Federal de 1988, sendo um incentivo fiscal utilizado para intervir no âmbito econômico (atratividade de investimento e fomento ao desenvolvimento).

Como visto, sob a premissa de que a produção do petróleo e geração de riqueza ocorreu por causa do sucesso nas etapas de exploração e de desenvolvimento, pode-se concluir que o REPETRO contribui enfaticamente enquanto incentivo fiscal para grande arrecadação estatal com as atividades do setor, uma ideia aparentemente paradoxal: desonerar fiscalmente para arrecadar mais. Como já amplamente discutido, isso se dá por uma postergação intencional e estratégica de não arrecadar num momento crítico para deslocar a arrecadação para um momento mais oportuno e com maior intensidade (fase de produção).

Outro fator sobre desenvolvimento é que o REPETRO funciona em sinergia com outras regulações, como a Política (ou cláusula) de Conteúdo Local, Repetro-industrialização, Cláusula de PD&I (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação), Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH-ANP) e Fundo Social do pré-sal. O conjunto dessas regulações operam para promover o desenvolvimento nacional.

Á vista disso, o petróleo é uma riqueza natural que não pode ser considerada apenas no aspecto econômico-financeiro, mas sim uma riqueza de grande impacto socioeconômico de uma nação, que se bem utilizada, num contexto de planejamento, pode transformar uma sociedade.

Cabe ainda dar atenção que a preocupação de um meio ambiente equilibrado integra a ideia de desenvolvimento, então, o petróleo deve ter o aproveitamento racional e adequado, equacionando os fatores socioeconômicos e ambientais (daí a importância de um planejamento bem estruturado).

No tocante à Análise Econômica do Direito enquanto ótica de exame, o diálogo de conceitos econômicos e a regulação jurídica contribuiu para não só compreender a lógica econômica do REPETRO, como entender a dinâmica das interações entre a indústria e o Estado, bem como subsidiou a compreensão das motivações que justificam as normas regulatórias e fiscais, para além da mera dogmática jurídica.

Portanto, da relação risco-recompensa, uma complexa equação surge para materializar aspectos regulatórios e fiscais que sejam congruentes com o funcionamento da atividade

econômica, sendo então a Análise Econômica do Direito (AED) uma ferramenta viável para examinar a regulação com intersecções entre Direito e Economia.

Finalmente, o destaque conclusivo vai para as críticas à gestão do REPETRO. Não pode ser normalizado que num Estado Democrático de Direito, as ações governamentais e informações sobre seus resultados não estejam públicos e de fácil acesso ao cidadão. A falta de transparência, ausência de monitoramento e avaliação, assim como a falta de metas e objetivos formam um conjunto de violações do sistema jurídico como um todo, desde a Constituição federal de 1988 (princípio da publicidade, esculpido no caput do art. 37) até diversas legislações infraconstitucionais (como a Lei de Acesso à Informação, a Lei de Responsabilidade Fiscal e o CTN alterado pela LC 187/2021). Principalmente por se tratar de dados sobre renúncias fiscais e faltar metas e objetivos claros de uma política econômico-tributária implementada pelo Estado brasileiro.

Não há justificativa plausível para tais falhas de gestão, até mesmo pelo nível tecnológico atual permitir desenvolver sistemas eletrônicos com capacidade de monitoramento de dados. O que ficou demonstrado no processo TC 031.800/2016-5 do TCU (Brasil, 2024), é que há uma falta de articulação entre os órgãos estatais responsáveis, os quais se limitam em realizar somente os aspectos operacionais do regime.

O TCU (Brasil, 2024) denominou essa falha de gestão como “falta de articulação transorganizacional”, explicando que o alinhamento transorganizacional acontece quando há uma atuação conjunta entre organizações com objetivos de formulação, implementação, monitoramento e avaliação de políticas públicas transversais, multidisciplinares e/ou descentralizadas. De fato, tais pontos levantados não estão sendo observados pelos órgãos relacionados ao regime (em destaque, a Receita Federal do Brasil).

Então, este trabalho reforça a necessidade de acompanhamento das políticas enquanto ações estatais que devem ser planejadas para atingir os níveis devidos de eficiência. Numa reflexão de maior magnitude, o Estado brasileiro deve ter uma diretriz que norteie as ações governamentais rumo a um conjunto de objetivos, com um caminho claramente definido e justificado.

Assim, discussões futuras repletas de complexidades farão com que o tema deste trabalho seja revisitado constantemente, pois envolve tributação e política de incentivos a combustíveis fósseis e recursos não renováveis (de montante vultosos), transição energética e questões ambientais referentes a produção e consumo de energia, segurança energética, dentre outros subtemas que impactam fortemente no âmbito socioeconômico brasileiro e geopolítico mundial.

REFERÊNCIAS

ABESPETRO. **Caderno 2024**. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Bens e Serviços de Petróleo, 2024. Disponível em:

https://abespetro.org.br/caderno/ABESPetro_caderno2024.pdf. Acesso em: 16 jul. 2024.

ABPIP. **Repetro Importância da sua continuidade para a rentabilidade dos projetos e para o futuro da indústria de petróleo no Brasil**. Salvador: Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás, 2022.

ABRAHAM, Marcus; THIEBAUT BAYER LANNES, Camila. Incentivos Fiscais ao Meio Ambiente na Reforma Tributária e o Imposto Seletivo. **Revista Direito Tributário Atual**, [S. l.], n. 57, p. 369–388, 2024. DOI: 10.46801/2595-6280.57.15.2024.2583. Disponível em: <https://revista.ibdt.org.br/index.php/RDTA/article/view/2583>. Acesso em: 11 dez. 2024.

AFONSO, José Roberto; PINTO, Vilma da Conceição; Vivian Vicente de Almeida. Imposto Seletivo: um balanço para o setor de petróleo e gás natural. **Revista Conjuntura Econômica FGV/IBRE**, Vol. 78 nº 07 - julho 2024. Disponível em: https://ibre.fgv.br/sites/ibre.fgv.br/files/arquivos/u65/07ce2024_ze_roberto.pdf. Acesso em: 09 dez. 2024.

AGALLIU, Irena. *Comparative assessment of the federal oil and gas fiscal systems*. U.S. Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management Herndon. VA. OCS Study, BOEM: 2011.

AGÊNCIA SENADO. **Reforma tributária promulgada: principais mudanças dependem de novas leis**. 2023. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2023/12/21/reforma-tributaria-promulgada-principais-mudancas-dependem-de-novas-leis>. Acesso em: 9 mar. 2024.

AKERBP. *Tax manual – March 2023*. Disponível em: <https://akerbp.com/wp-content/uploads/2023/03/aker-bp-tax-manual-2023.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2024.

ALIER, Joan Martínez. **O ecologismo dos pobres: conflitos ambientais e linguagens de valoração**. Tradutor Maurício Waldman. 2ª ed. São Paulo: Contexto, 2014.

ALMEIDA, Edmar Luiz F. de; COIMBRA, Vinícius. Modelagem econômica e fiscal de projetos petrolíferos: impacto do Repetro sobre a rentabilidade de projetos. **Texto para Discussão**. BNDES, Rio de Janeiro, n. 001, maio 2012. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/261992862_Modelagem_Economica_e_Fiscal_de_Projetos_Petroliferos_Impacto_do_REPETRO_sobre_a_Rentabilidade_de_Projetos Acesso em: 09 jan. 2024.

ALVES, Fabio Silva. **Tributação na Distribuição de Combustíveis: Mercado, Tributação e Reforma**. São Paulo: APET, 2023.

ANGOTTI, Marcello; BISPO, Oscar Neto de Almeida, MOREIRA, Rafael de Lacerda. Impacto da internalização dos custos ambientais decorrentes da emissão de gases do efeito estufa no resultado das empresas. **Revista del Instituto Internacional de Costos**, ISSN

1646-6896, Nº. 10, 2012, págs. 5-24. Disponível em:
<https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4172174.pdf> Acesso em: 07 dez. 2024.

ANP. **Guia dos royalties do petróleo e do gás natural**. Superintendência de Controle das Participações Governamentais SPG. Rio de Janeiro: ANP, 2001. Disponível em:
https://royaltiesdopetroleo.ucam-campos.br/wp-content/uploads/2017/05/Guia_Royalties.pdf. Acesso em: 20 ago. 2023.

ANP. **Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015**. Aprova o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção, o Regulamento Técnico da Revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção e o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Pequena Produção. Diário Oficial da União, Brasília, 23 abr. 2015. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-17-2015> Acesso em: 05 ago. 2024.

ANP. **PRH-ANP - Manual do Usuário - Informações Gerais - Versão de 001/2018**. Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico – SPD/ANP, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/tecnologia-meio-ambiente/pesquisa-desenvolvimento-inovacao/prh-anp-programa-de-formacao-de-recursos-humanos-1/arquivos-2a-fase/manual-usuario-prh.docx> Acesso em: 20 ago. 2024.

ANP. **Resolução ANP nº 726, de 11 de abril de 2018**. Estabelece os critérios, requisitos e procedimentos aplicáveis à Isenção de cumprimento da obrigação de Conteúdo Local, bem como as regras gerais dos Ajustes de percentual de Conteúdo Local comprometido e das Transferências de Excedente de Conteúdo Local relativos aos Contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural de Concessão a partir da Sétima até a Décima Terceira Rodada de Licitações, de Cessão Onerosa, da Primeira Rodada de Partilha de Produção, e do Contrato da Segunda Rodada de Partilha de Produção referente à área unitizável adjacente a Gato do Mato. Faculta aos operadores a possibilidade de realização de aditamento contratual. Diário Oficial da União, Brasília, 12 abr. 2018. Disponível em:
<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-726-2018> Acesso em: 02 ago. 2024.

ANP. **Resolução ANP nº 749, de 21 de setembro de 2018**. Regulamenta o procedimento para concessão da redução de royalties como incentivo à produção incremental em campos maduros. Diário Oficial da União, Brasília, 24 set. 2018. Disponível em:
<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-749-2018> Acesso em: 05 ago. 2024.

ANP. **Kit de imprensa sobre Participações Governamentais**. Rio de Janeiro: ANP, 2020. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/kits-de-imprensa-1/kit-imprensa-part-govern.pdf Acesso em: 20 mai. 2024.

ANP. **Resolução ANP nº 817, de 24 de abril de 2020**. Dispõe sobre o descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural, a inclusão de área terrestre sob contrato em processo de licitação, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes, a devolução de área e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 27 abr. 2020. Disponível em:
<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-817-2020>. Acesso em: 05 ago. 2024.

ANP. **Resolução ANP nº 807, de 23 de janeiro de 2020**. Estabelece a especificação da gasolina de uso automotivo e as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas

pelos agentes econômicos que comercializarem o produto em todo o território nacional. Diário Oficial da União, Brasília, 27 jan. 2020. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-807-2020> Acesso em: 05 ago. 2024.

ANP. Resolução ANP nº 845, de 14 de junho de 2021. Dispõe sobre o Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural, o Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural e a Declaração de Comercialidade. Diário Oficial da União, Brasília, 15 jun. 2021. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-845-2021> Acesso em: 05 ago. 2024.

ANP. Resolução ANP nº 870, de 24 de março de 2022. Estabelece os procedimentos para a apuração, pelos concessionários das atividades de produção de petróleo e gás natural, da participação especial prevista no art.50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, em complementação ao Capítulo VII do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. Diário Oficial da União, Brasília, 25 de mar. 2022. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-870-2022-estabelece-os-procedimentos-para-a-apuracao-pelos-concessionarios-das-atividades-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural-da-participacao-especial-prevista-no-art-50-da-lei-no-9-478-de-6-de-agosto-de-1997-em-complementacao-ao-capitulo-vii-do-decreto-no-2-705-de-3-de-agosto-de-1998?origin=instituicao>. Acesso em: 05 ago. 2024.

ANP. Resolução ANP nº 874, de 18 de abril de 2022. Estabelece os critérios para fixação do preço de referência do petróleo produzido mensalmente em cada campo. Diário Oficial da União, Brasília, 19 abr. 2022. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-874-2022> Acesso em: 05 ago. 2024.

ANP. Resolução ANP nº 918, de 10 de março de 2023. Regulamenta o cumprimento da obrigação de investimentos decorrente da cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação dos contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural. Diário Oficial da União, Brasília, 14 de março de 2023. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-918-2023> Acesso em: 02 ago. 2024.

ANP. Resolução ANP nº 955, de 05 de outubro de 2023. Regulamenta a autorização para o exercício da atividade de empresa comercial exportadora de combustíveis. Diário Oficial da União, Brasília, 10 out. 2023. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-955-2023-regulamenta-a-autorizacao-para-o-exercicio-da-atividade-de-empresa-comercial-exportadora-de-combustiveis> Acesso em: 05 ago. 2024.

ANP. Avaliação de descoberta. 2023a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/fase-de-exploracao/avaliacao-de-descoberta> Acesso 19 jul. 2024.

ANP. Ciclos OPC – encerrados. 2023b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/ciclos-opc-encerrados>. Acesso em: 19 jul. 2024

ANP. Programa Exploratório Mínimo. 2023c. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/fase-de-exploracao/programa-exploratorio-minimo>. Acesso em: 19 jul. 2024

ANP. Cartilha da oferta permanente de concessão – versão 1.0 – março/2024. 2024a.

Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/cartilha-opc.pdf> Acesso em: 24 ago. 2024.

ANP. Cláusula que determina investimentos em PD&I completa 25 anos. 2024b.

Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/clausula-que-determina-investimentos-em-pd-i-completa-25-anos. Acesso em: 10 set. 2024.

ANP. Desenvolvimento e Produção. 2024c. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao>. Acesso em: 19 jul. 2024.

ANP. Devolução de áreas. 2024d. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/devolucao-de-areas#:~:text=Nomina%C3%A7%C3%A3o%20de%20%C3%81reas%20em%20Devolu%C3%A7%C3%A3o%20ou%20Devolvidas&text=Para%20nominar%20uma%20%C3%A1rea%20C%20basta,Sistema%20Eletr%C3%B4nico%20de%20Informa%C3%A7%C3%B5es%202D%20SEI>. Acesso em: 19 jul. 2024.

ANP. Investimento em PD&I. 2024e. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/tecnologia-meio-ambiente/pesquisa-desenvolvimento-inovacao/investimentos-em-pd-i>. Acesso em: 10 set. 2024.

ANP. Oferta Permanente de Partilha. 2024f. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opp#:~:text=A%20Oferta%20Permanente%20consiste%20na,permanentes%20desse%20campos%20e%20blocos>. Acesso em: 20 jul. 2024.

ANP. Óleo Diesel. 2024g. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/oleo-diesel> Acesso em: 09 set. 2024.

ANP. Plano de Desenvolvimento. 2024h. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/planos-de-desenvolvimento> Acesso em: 19 jul. 2024.

ANP. Polígono do Pré-Sal. 2024i. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/mapas-e-p/poligono-do-pre-sal> Acesso em: 05 de set. 2024.

ANP. Rodada Zero. 2024j. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/rodada-zero>. Acesso em: 05 de set. 2024.

ANP. PRH-ANP: Segunda Fase (2019 – 2025). 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/tecnologia-meio-ambiente/pesquisa-desenvolvimento-inovacao/prh-anp-programa-de-formacao-de-recursos-humanos-1/prh-anp-segunda-fase> Acesso em: 30 jan. 2025.

ANTUNES, Flávia. O ciclo de Políticas Públicas. **Gestão em Pauta**. E05. Recife: 2016. Disponível em: https://www.comissaodaverdade.pe.gov.br/uploads/r/arquivo-publico-estadual-jordao-emerenciano/f/0/a/f0ab28bc2a2b49906c785fe12057e9cbdef859bb00a5e3e62da83fe5bcd27d8/cb6250b5-5f32-4d14-a52c-0b3f3bdf5f81-E05_O_ciclo_das_politicas_publicas.pdf. Acesso em 09 jan. 2025.

ARAUJO, Jailton Macena de. Constituição, cidadania e trabalho: premissas para o reconhecimento de uma racionalidade estatal pautada na solidariedade. **Direito, Estado e Sociedade**, n. 52, p. 134-158, 2018. Disponível em: <https://direitoestadosociedade.jur.puc-rio.br/media/art%206%20direito%2052.pdf> Acesso em 29 nov. 2024.

AZEVEDO, Paola. **A Petrobras e o Sistema de Inovação Brasileiro: análise dos impactos da interação da estatal com universidades e empresas a partir dos indicadores tecnológicos e industriais**. Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Inep, 2019. Disponível em: https://inep.org.br/wp-content/uploads/2020/06/TD_n.13_A-Petrobras-e-o-Sistema-de-Inova%C3%A7%C3%A3o-Brasileiro_Azevedo.pdf. Acesso em: 20 ago. 2024.

BABARINDE, Funsho; ADIO, Mayowa Ayodele. *A Review of Carbon Capture and Sequestration Technology*. **Journal of Energy Technology and Environment**, Nigeria. Vol. 2, pp. 1-11, 2020. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Funsho-Babarinde/publication/347836540_A_Review_of_Carbon_Capture_and_Sequestration_Technology/links/5fe47ac4299bf140883b9938/A-Review-of-Carbon-Capture-and-Sequestration-Technology.pdf Acesso em: 05 dez. 2024.

BAHIA. SEFAZ-BA. **Manual de tributação: petróleo, nafta petroquímica, combustíveis e lubrificantes**. Salvador: 2013. Disponível em: https://intranet.sefaz.ba.gov.br/scripts/gestao/comunicacao/combustivel_modulo_vii.pdf Acesso em: 09 set. 2024.

BARROS, Diego Luiz Torres *et al.* O impacto da chuva na geração de energia elétrica na usina hidrelétrica de ITAIPU. **Revista Científic@ Universitas**, Itajubá v.8, n.1, p.46-53, 2021. Disponível em: http://revista.fepi.br/revista/index.php/revista/article/view/780/pdf_133 Acesso em: 07 dez. 2024.

BERCOVICI, Gilberto. **Constituição econômica e desenvolvimento**. São Paulo: Malheiros, 2005.

BNDS. **Panorama da Tributação Brasileira no Setor de Petróleo e Gás**. Rio de Janeiro: Booz&co.VIERIAREZENDE, 2012.

BRASIL. CNPE. **Resolução CNPE nº 11, de 20 de dezembro de 2023**. Autoriza a licitação dos blocos de Itaimbezinho, Ametista, Ágata, Mogno, Jaspe, Amazonita, Safira Leste, Safira Oeste, Citrino, Larimar e Ônix no Sistema de Oferta Permanente, sob o regime de partilha de produção, aprova os parâmetros técnicos e econômicos do certame, e estabelece diretrizes para definição de Conteúdo Local nos próximos ciclos de licitações sob o regime de concessão e partilha de produção, no âmbito da Oferta Permanente. Diário Oficial da União, Brasília, 27 dez. 2023. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2023/Resolu11_Publicada.pdf. Acesso em: 15 jul. 2024.

BRASIL. CNPE. **Resolução CNPE nº 17, de 08 de junho de 2017**. Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência. Diário Oficial da União, Brasília, 06 jul. 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/arquivos/resolucao-cnpe-17-2017.pdf> Acesso em: 05 jul. 2024.

BRASIL. CNPE. **Resolução CNPE nº 7, de 11 de abril de 2017**. Estabelece diretrizes para definição de Conteúdo Local em áreas unitizáveis e aprova as exigências de Conteúdo Local para Rodadas de Licitações de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural a serem conduzidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Diário Oficial da União, Brasília, 09 de mai. 2017. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2017/resolucao_cnpe-7-cnpe_conteudo_local.pdf. Acesso em: 05 ago. 2024.

BRASIL. CONFAZ. **Convênio ICMS 03/18, de 16 de janeiro de 2018**. Dispõe sobre a isenção e redução de base de cálculo do ICMS em operação com bens ou mercadorias destinadas às atividades de pesquisa, exploração ou produção de petróleo e gás natural. Diário Oficial da União, Brasília, 17 jan. 2018. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2018/CV003_18. Acesso em: 11 jan. 2023.

BRASIL. CONFAZ. **Convênio ICMS 110, de 28 de setembro de 2007**. Dispõe sobre o regime de substituição tributária relativo ao Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviço de Transporte Interestadual Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) devido pelas operações com combustíveis e lubrificantes, derivados ou não de petróleo, relacionados no Anexo VII do Convênio ICMS 142/18, e estabelece os procedimentos para o controle, apuração, repasse, dedução, ressarcimento e complemento do imposto. Diário Oficial da União, Brasília, 03 out. 2007. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2007/CV110_07 Acesso em: 27 jan. 2023.

BRASIL. CONFAZ. **Convênio ICMS nº 15, de 31 de março de 2023**. Dispõe sobre o regime de tributação monofásica do ICMS a ser aplicado nas operações com gasolina e etanol anidro combustível, nos termos da Lei Complementar nº 192, de 11 de março de 2022, e estabelece procedimentos para o controle, apuração, repasse e dedução do imposto. Diário Oficial da União, Brasília, 06 abr. 2023. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2023/CV015_23#:~:text=Disp%C3%B5e%20sobre%20o%20regime%20de,repasse%20e%20dedu%C3%A7%C3%A3o%20do%20imposto. Acesso em: 20 fev. 2024.

BRASIL. CONFAZ. **Convênio ICMS nº 198, de 22 de dezembro de 2022**. Dispõe sobre a base de cálculo do ICMS nas operações sujeitas ao regime de substituição tributária para Diesel S10, Óleo Diesel, Gás Liquefeito de Petróleo GLP/P13 e GLP, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 23 dez. 2022. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2022/CV198_22#:~:text=CONV%C3%80ANIO%20ICMS%20198%2F22,-Tweet&text=Disp%C3%B5e%20a%20base%20de,GPL%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A7%C3%A7%C3%A3o&text=Publicado%20no%20DOU%20de%2023.12,30.04.23%2C%20pelo%20Conv. Acesso em: 20 fev. 2024.

BRASIL. CONFAZ. **Convênio ICMS nº 199, de 22 de dezembro de 2022**. Dispõe sobre o regime de tributação monofásica do ICMS a ser aplicado nas operações com combustíveis nos termos da Lei Complementar nº 192, de 11 de março de 2022, e estabelece procedimentos para o controle, apuração, repasse e dedução do imposto. Diário Oficial da União, Brasília, 23 dez. 2022. Disponível em:

https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2022/CV198_22#:~:text=CONV%C3%80NIO%20ICMS%20198%2F22,-

Tweet&text=Disp%C3%B5e%20sobre%20a%20base%20de,GLP%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAs.&text=Publicado%20no%20DOU%20de%2023.12,30.04.23%2C%20pelo%20Conv. Acesso em: 20 fev. 2024.

BRASIL. [Constituição (1988)]. **Constituição da República Federativa do Brasil**. Diário Oficial da União, Brasília, 5 out. 1988. Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 11.158, de 29 de julho de 2022**. Aprova a Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados - TIPI. Diário Oficial da União, Brasília, 30 jul. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/decreto/d11158.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%2011.158%2C%20DE%2029%20DE%20JULHO%20DE%202022&text=Aprova%20a%20Tabela%20de%20Incid%C3%AAncia,vista%20o%20disposto%20no%20art

%2029%20DE%20JULHO%20DE%202022&text=Aprova%20a%20Tabela%20de%20Incid%C3%AAncia,vista%20o%20disposto%20no%20art. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 6.759, de 05 de fevereiro de 2009**. Regulamenta a administração das atividades aduaneiras, e a fiscalização, o controle e a tributação das operações de comércio exterior. Diário Oficial da União, Brasília, 06 fev. 2009. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/decreto/d6759.htm Acesso em: 16 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998**. Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 07 ago. 1998. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2705.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%202.705%2C%20DE%203,natural%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAs. Acesso em: 14 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004**. Reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de gasolina, óleo diesel, gás liquefeito de petróleo (GLP) e querosene de aviação. Diário Oficial da União, Brasília, 30 abr. 2007. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5059.htm Acesso em: 24 jan. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 7.212, de 15 de junho de 2010**. Regulamenta a cobrança, fiscalização, arrecadação e administração do Imposto sobre Produtos Industrializados - IPI. Diário Oficial da União, Brasília, 16 jun. 2010. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7212.htm Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Decreto nº 9.580, de 22 de novembro de 2018. Regulamenta a tributação, a fiscalização, a arrecadação e a administração do Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza. Diário Oficial da União, Brasília, 23 nov. 2018. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/d9580.htm Acesso em: 13 jan. 2023.

BRASIL. Decreto-Lei nº 2.404, de 23 de dezembro de 1987. Dispõe sobre o Adicional ao Frete para a Renovação da Marinha Mercante (AFRMM) e o Fundo da Marinha Mercante, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 24 dez. 1987. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/del2404.htm#:~:text=DECRETO%2DLEI%20No%202.404,23%20DE%20DEZEMBRO%20DE%201987.&text=Disp%C3%B5e%20sobre%20o%20Adicional%20ao,Mercante%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%Aancias. Acesso em: 13 jan. 2023.

BRASIL. Decreto-Lei nº 37, de 18 de novembro de 1966. Dispõe sobre o imposto de importação, reorganiza os serviços aduaneiros e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 21 nov. 1966. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/Del0037.htm. Acesso em: 16 jan. 2023.

BRASIL. Lei Complementar nº 123, de 14 de dezembro de 2006. Institui o Estatuto Nacional da Microempresa e da Empresa de Pequeno Porte; altera dispositivos das Leis no 8.212 e 8.213, ambas de 24 de julho de 1991, da Consolidação das Leis do Trabalho - CLT, aprovada pelo Decreto-Lei no 5.452, de 1º de maio de 1943, da Lei no 10.189, de 14 de fevereiro de 2001, da Lei Complementar no 63, de 11 de janeiro de 1990; e revoga as Leis no 9.317, de 5 de dezembro de 1996, e 9.841, de 5 de outubro de 1999. Diário Oficial da União, Brasília, 14 dez. 2006. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/Lcp123.htm. Acesso em: 22 jan. 2023.

BRASIL. Lei Complementar nº 155, de 27 de outubro de 2016. Altera a Lei Complementar no 123, de 14 de dezembro de 2006, para reorganizar e simplificar a metodologia de apuração do imposto devido por optantes pelo Simples Nacional; altera as Leis nos 9.613, de 3 de março de 1998, 12.512, de 14 de outubro de 2011, e 7.998, de 11 de janeiro de 1990; e revoga dispositivo da Lei no 8.212, de 24 de julho de 1991. Diário Oficial da União, Brasília, 29 dez. 2016. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/Lcp155.htm#art2. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Lei Complementar nº 192, 11 de março de 2022. Define os combustíveis sobre os quais incidirá uma única vez o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), ainda que as operações se iniciem no exterior; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 11 mar. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp192.htm. Acesso em: 21 jan. 2023.

BRASIL. Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022. Altera a Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966 (Código Tributário Nacional), e a Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996 (Lei Kandir), para considerar bens e serviços essenciais os relativos aos combustíveis, à energia elétrica, às comunicações e ao transporte coletivo, e as Leis Complementares nºs 192, de 11 de março de 2022, e 159, de 19 de maio de 2017. Diário Oficial da União, Brasília, 05 ago. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/LCP/Lcp194.htm. Acesso em: 20 fev. 2024.

BRASIL. Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996. Dispõe sobre o imposto dos Estados e do Distrito Federal sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, e dá outras providências. (LEI KANDIR). Diário Oficial da União, Brasília, 16 de set. 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp87.htm Acesso em: 25 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 10.168, de 29 de dezembro de 2000. Institui contribuição de intervenção de domínio econômico destinada a financiar o Programa de Estímulo à Interação Universidade-Empresa para o Apoio à Inovação e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 30 dez. 2000. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/110168.htm. Acesso em: 12 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002. Dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptidão de inscrição de pessoas jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 31 dez. 2002. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110637.htm. Acesso em: 22 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003. Altera a Legislação Tributária Federal e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 30 dez. 2003. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/110.833.htm. Acesso em: 23 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 10.893, de 13 de julho de 2004. Dispõe sobre o Adicional ao Frete para a Renovação da Marinha Mercante - AFRMM e o Fundo da Marinha Mercante - FMM, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 14 jul. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.893.htm. Acesso em: 13 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010. Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 30 jun. 2010. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112276.htm. Acesso em: 11 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 2.004, de 03 de outubro de 1953. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, de 03 out. 1953. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1950-1959/lei-2004-3-outubro-1953-366242-publicacaooriginal-1-pl.html#:~:text=Disp%C3%B5e%20s%C3%B4bre%20a%20Pol%C3%ADtica%20Nacional,An%C3%B4nima%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A2ncias>. Acesso em: 11 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988. Institui contribuição social sobre o lucro das pessoas jurídicas e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 16 dez. 1988.

Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L7689.htm Acesso em: 13 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 07 ago. 1997. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l2004.htm#:~:text=LEI%20No%202.004%2C%20DE%203%20DE%20OUTUBRO%20DE%201953.&text=Disp%C3%B5e%20s%C3%B4bre%20a%20Pol%C3%ADtica%20Nacional,An%C3%B4nima%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A2ncias. Acesso em: 10 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004. Dispõe sobre a Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social incidentes sobre a importação de bens e serviços e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 30 abr. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.865.htm. Acesso em: 21 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 23 dez. 2010. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/L12351.htm?origin=instituicao. Acesso em: 11 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017. Dispõe sobre o tratamento tributário das atividades de exploração e de desenvolvimento de campo de petróleo ou de gás natural; institui regime tributário especial para as atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos; altera as Leis nº 9.481, de 13 de agosto de 1997, e 12.973, de 13 de maio de 2014; e revoga dispositivo do Decreto-Lei nº 62, de 21 de novembro de 1966. Diário Oficial da União, Brasília, 28 dez. 2017. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/lei/L13586.htm. Acesso em: 08 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 4.502, de 30 de novembro de 1964. Dispõe Sobre o Imposto de Consumo e reorganiza a Diretoria de Rendas Internas. Diário Oficial da União, Brasília, 19 jul. 1965. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L4502.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966. Dispõe sobre o Sistema Tributário Nacional e institui normas gerais de direito tributário aplicáveis à União, Estados e Municípios. Diário Oficial da União, Brasília, 27 out. 1966. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l5172compilado.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993. Dispõe sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 29 out. 1993. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8723.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%208.723

%2C%20DE%2028%20DE%20OUTUBRO%20DE%201993.&text=Disp%C3%B5e%20sobre%20a%20redu%C3%A7%C3%A3o%20de,automotores%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%Aancias. Acesso em: 14 jan. 2023.

BRASIL. **Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996.** Dispõe sobre a legislação tributária federal, as contribuições para a seguridade social, o processo administrativo de consulta e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 30 dez. 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9430.htm. Acesso em: 13 jan. 2023.

BRASIL. **Lei nº 9.718, de 27 de novembro de 1998.** Altera a Legislação Tributária Federal. Diário Oficial da União, Brasília, 28 nov. 1998. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9718compilada.htm. Acesso em: 20 jan. 2023.

BRASIL. Ministério da Agricultura e Pecuária – MAPA. **Portaria MAPA nº 75, de 05 de março de 2015.** Fixa, o percentual obrigatório de adição de etanol anidro combustível à gasolina. Diário Oficial da União, Brasília, 06 mar. 2015. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=281775>. Acesso em: 20 jan. 2023.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei nº 123, de 19 de janeiro de 2004.** Regulamenta o parágrafo único do art. 146 e o inciso IX do art. 170 da Constituição Federal e dá outras providências. Brasília: Câmara dos Deputados, 2004a. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=150559>. Acesso em: 27 jan. 2024.

BRASIL. Ministério da Fazenda. **Exposição de Motivos Nº 00111/2004 – MF.** Altera a tributação do mercado financeiro e de capitais, institui o Regime Tributário para Incentivo à Modernização e Ampliação da Estrutura Portuária - REPORTE, e dá outras providências. Brasília, DF: Ministério da Fazenda, 2004b. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=236458&filename=Tramitacao-MPV%20206/2004. Acesso em: 27 jan. 2024.

BRASIL. Receita Federal do Brasil – RFB. **Manual do Repetro – Estatísticas.** 2020. Disponível em: <https://portalspedbrasil.com.br/forum/e-manual-do-repetro-sped-publicado/>. Acesso em: 09 Dez. 2024.

BRASIL. Receita Federal do Brasil – RFB. **Instrução Normativa RFB nº 1781, de 29 de dezembro de 2017.** Dispõe sobre o regime tributário e aduaneiro especial de utilização econômica de bens destinados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção das jazidas de petróleo e de gás natural (Repetro-Sped) e altera as Instruções Normativas RFB nºs 1.415, de 4 de dezembro de 2013, e 1.600, de 14 de dezembro de 2015. Diário Oficial da União, Brasília, 02 jan. 2018. Disponível em: <http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?idAto=89204>. Acesso em: 10 fev. 2023.

BRASIL. Receita Federal do Brasil – RFB. **Instrução Normativa RFB nº 1901, de 17 de julho de 2019.** Dispõe sobre o regime especial de industrialização de bens destinados às atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos (Repetro-Industrialização). Diário Oficial da União, Brasília, 19 jul. 2019. Disponível em:

<http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?idAto=102368>. Acesso em: 12 fev. 2023.

BRASIL. Receita Federal do Brasil – RFB. **Instrução Normativa RFB nº 2121, de 15 de dezembro de 2022**. Consolida as normas sobre a apuração, a cobrança, a fiscalização, a arrecadação e a administração da Contribuição para o PIS/Pasep, da Cofins, da Contribuição para o PIS/Pasep-Importação e da Cofins-Importação. Diário Oficial da União, Brasília, 20 de dez. 2022. Disponível em: <http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?idAto=127905>. Acesso em: 24 jan. 2023.

BRASIL. Receita Federal do Brasil – RFB. **Manual do Repetro**. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/aduana-e-comercio-exterior/manuais/repetro>. Acesso em: 10 ago. 2023.

BRASIL. Secretaria de Comércio Exterior – SECEX. **Portaria Secex nº 23, de 14 de julho de 2011**. Dispõe sobre operações de comércio exterior. Diário Oficial da União, Brasília, 19 de jul. 2011. Disponível em: https://www.gov.br/siscomex/pt-br/arquivos-e-imagens/2022/02/Portaria-SECEX-n-23-de-14-07-2011-Alterada-pela-159_160_161-de-2021-e-163-de-2022.pdf. Acesso em: 14 jan. 2023.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal - STF. **Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) 5.481/DF**. Ementa: EMENTA Ação direta de inconstitucionalidade. Preliminares afastadas. Tributário. ICMS. Leis nºs 4.117/03 (Lei Noel) e 7.183/15 (nova Lei Noel) do Estado do Rio de Janeiro. Extração de petróleo. Inconstitucionalidade. Ausência dos elementos "operação" e "circulação", necessários para a incidência válida do imposto. Aplicação da imunidade tributária recíproca caso o vício anterior seja considerado inexistente. Órgão julgador: Tribunal Pleno, Relator(a): Min. DIAS TOFFOLI. Julgamento: 29/03/2021, DJE Publicação: 04/05/2021. Disponível em: <https://jurisprudencia.stf.jus.br/pages/search/sjur445562/false>. Acesso em: 22 jan. 2024.

BRASIL. Tribunal de Contas da União - TCU. **Política pública em dez passos**. Brasília: Secretaria-Geral de Controle Externo (Segecex); Secretaria de Orientação, Métodos, Informações e Inteligência para o CE e o Combate à Corrupção (Soma), 2021. Disponível em: https://portal.tcu.gov.br/data/files/1E/D0/D4/DF/12F99710D5C6CE87F18818A8/Politica%20Publica%20em%20Dez%20Passos_web.pdf. Acesso em 09 jan. 2025.

BRASIL. Tribunal de Contas da União – TCU. **TC 030.511/2015-1**. Auditoria operacional. Avaliação da sistemática vigente da política de conteúdo local. Análise das implicações e dos impactos da ausência de regulamentação do instrumento de *waiver*. Determinações e recomendações. Plenário. Relator: José Mucio Monteiro. Sessão: 30/11/2016. Brasília: Diário Oficial da União, 2016.

BRASIL. Tribunal de Contas da União – TCU. **TC 028.706/2022-6 (Apenso: TC 022.475/2022-2)**. Relatório de levantamento no fundo social do pré-sal. Avaliação dos aspectos contábeis, financeiros, orçamentários, operacionais e patrimoniais. Identificação e análise dos eventos de risco envolvidos. Ciência. Arquivamento. Acórdão nº 984/2023 – TCU – Plenário. Relator: Ministro Antônio Anastasia. Data da Sessão: 17 de maio de 2023. Brasília: Diário Oficial da União, 2023.

BRASIL. Tribunal de Contas da União – TCU. **TC 031.800/2016-5**. Auditoria operacional. Avaliação dos processos de concessão, de controle e da eficácia dos regimes tributários e aduaneiros especiais de utilização econômica e de industrialização de bens destinados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção das jazidas de petróleo e de gás natural (Repetro-sped e Repetro-industrialização). Propostas de medidas indutoras para o aperfeiçoamento dos mecanismos de governança do Repetro-sped e o Repetro-industrialização. Natureza: Relatório de Auditoria Operacional Entidades: Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil e Petróleo Brasileiro S.A. (CNPJ 33.000.167/0001-01). Interessados: Ministério da Economia (extinto), Casa Civil da Presidência da República, Ministério de Minas e Energia, Ministério da Fazenda, Ministério do Planejamento e Orçamento, Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil e Petróleo Brasileiro S.A. Acórdão nº 524/2024 – TCU – Plenário. Relator: Aroldo Cedraz. Data da Sessão: 27 de março de 2024. Brasília: Diário Oficial da União, 2024.

BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos. Doença holandesa e sua neutralização: uma abordagem ricardiana. *In*: Luiz Carlos Bresser-Pereira. (Org.). **Doença holandesa e indústria**. 1ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2010, v. 1, p. 123-124.

BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos. **O conceito histórico de desenvolvimento econômico** - TD 157. FGV EESP - Textos para Discussão / Working Paper Series. São Paulo: FGV EESP, 2006. Disponível em: <https://desenvolvimentoeconomico2016.files.wordpress.com/2015/02/conceitohistc3b3rico-de-desenvolvimento.pdf>. Acesso em: 27 dez. 2023.

CALDAS, Luiza Queroga; AMARAL, Natalia Bernardi. **Análise de viabilidade econômica de projetos de Exploração e Produção no regime de partilha de produção: Um estudo de caso do campo de Libra no Pré-Sal**. 2015. Monografia. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <https://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10014403.pdf>. Acesso em: 09 fev. 2024.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Os desafios do pré-sal. Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica**. Cadernos de Altos Estudos 05, Brasília: 2009. Disponível em: https://www2.camara.leg.br/a-camara/estruturaadm/altosestudios/pdf/desafios_pre_sal_conselho.pdf. Acesso em: 07 jun. 2024.

CANOTILHO, José Joaquim Gomes. **Direito constitucional e teoria da constituição**. 7. ed. Coimbra: Almedina, 2003.

CARVALHO, Paulo de Barros. Parecer. *In*: CARVALHO, Paulo de Barros, et. al., **Crédito-prêmio de IPI: estudos e pareceres**. Barueri: Manole, 2005, pp. 1-32.

CORIOLOANO, Ana Catarina Fernandes; REIS, Edjane Melo; DELGADO, Regina Celia de Oliveira Brasil. A indústria do petróleo e os modelos de contrato para exploração e produção no Brasil. **RUnPetro** -ISSN 2316-6681, v. 2, n. 1, p. 21-30, 2013. Disponível em: <https://repositorio.unp.br/index.php/runpetro/article/view/444/396>. Acesso em: 20 jul. 2023.

DANIEL, Philip; KEEN, Michael; MCPHERSON. **The taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice**. Toutledge: London and New York, 2010.

DELGADO, Fernanda; CALS, Mariana. **Considerações sobre o cenário petrolífero brasileiro: o REPETRO e suas recentes alterações**. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2017. Disponível em: https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/19540/Coluna%20Opinia_o_Dezembro-Repetro_v2.pdf. Acesso em: 26 dez. 2023.

DELGADO, Fernanda; FILGUEIRAS, Raquel. A crise do setor de óleo e gás e os desafios da transição energética brasileira. **Revista Conjuntura Econômica**, p. 38-41, abr. 2022. Disponível em: https://ibre.fgv.br/sites/ibre.fgv.br/files/arquivos/u65/04ce2022_fernanda_delgado.pdf. Acesso em: 07 dez. 2024.

DELGADO, Fernanda; GAUTO, Marcelo. **Petróleo: qualidade físico-químicas, preços e mercados – O caso das correntes nacionais**. FGV Energia, 2021. Disponível em: <https://repositorio.fgv.br/server/api/core/bitstreams/57495871-ed00-4f15-b3e1-7b5bf032bb74/content> Acesso em: 01 de set. 2024.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. **Direito administrativo**. 32ª ed. São Paulo: Atlas, 2019.

DONATO, Vitório. **Logística para a Indústria do Petróleo, Gás e Biocombustíveis**. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2012. E-book. ISBN 9788536517865. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788536517865/>. Acesso em: 19 ago. 2024.

EIA - *Energy Information Administration*. **What countries are the top producers and consumers of oil?** 2024. Disponível em: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=709&t=6>. Acesso em: 20 set. 2024.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Marco Regulatório da Indústria do Petróleo no México**. Nota Técnica SPT-Abast Nº 1/2016. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-306/NT_Mexico%202016set%5B1%5D.pdf Acesso em: 04 de out. 2024.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Rodadas de licitação no mundo: 2020 e 2021**. Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-517/Leil%C3%B5es%20de%20Petr%C3%B3leo%202018%20-%202021.pdf> Acesso em: 04 de out. 2024.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Matriz Energética e Elétrica**. ABCDEnergia (Online). 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica> Acesso em: 20 dez. 2024.

EUZÉBIO, Camila Szerman; RANGEL, Giovana da Silveira; MARQUES, Rejane. Córrea. DERRAMAMENTO DE PETRÓLEO E SEUS IMPACTOS NO AMBIENTE E NA SAÚDE HUMANA. **Revista Brasileira de Ciências Ambientais**, Rio de Janeiro, n. 52, p. 79–98,

2019. DOI: 10.5327/Z2176-947820190472. Disponível em:
https://www.rbciamb.com.br/Publicacoes_RBCIAMB/article/view/588. Acesso em: 12 dez. 2024.

EY-Global. **Global oil and gas tax guide**. 2019. Disponível em:
https://www.ey.com/en_gl/tax-guides/global-oil-and-gas-tax-guide-2019 Acesso em: 10 jul. 2024.

FEITOSA, Maria Luiza Pereira de Alencar Mayer. Desenvolvimento econômico e direitos humanos. **Boletim de Ciências Econômicas**, v. LII, p. 173-187, 2009.

FEITOSA, Maria Luiza Pereira de Alencar Mayer; SILVA, Paulo Henrique Tavares da. Indicadores de desenvolvimento humano e efetivação de direitos humanos: da acumulação de riquezas à redução da pobreza. **Revista de Direitos e Garantias Fundamentais (Eletrônica)**, v. 11, p. 119-148, 2012. Disponível em:
<https://sisbib.emnuvens.com.br/direitosegarantias/article/view/205/126> Acesso em 30 nov. 2024.

FERREIRA, Helder Rodrigues. **Energia solar heliotérmica: componentes da tecnologia concentrating solar power adequadas às características do nordeste brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2021. Disponível em:
https://repositorio.ufrn.br/bitstream/123456789/52056/1/Energiasolarheliotermica_Ferreira_2021.pdf Acesso em: 07 dez. 2024.

FERREIRA, Pedro França; DUQUE, Maria Clara Machado de Almeida. Análise da Viabilidade Financeira de um Projeto de Desenvolvimento de um Campo de Petróleo. **Revista Boletim do Gerenciamento**, [S.l.], v. 13, n. 13, p. 38-45, abr. 2020. ISSN 2595-6531. Disponível em: <https://nppg.org.br/revistas/boletimdogerenciamento/article/view/308>. Acesso em: 16 jul. 2024.

FLEISCHHAKER, Cornelius; NAVIA, Daniel, RIOS, Heron. **Tributação De Combustíveis: Oportunidades Ambientais Na Reforma Tributária Do Brasil**. The World Bank Group. Washington DC/USA: World Bank Publications, 2024. Disponível em:
<https://documents1.worldbank.org/curated/en/099081924124548249/pdf/P17949511a251009c1872e11068a94fd50e.pdf> Acesso em: 12 dez. 2024.

FONTI, Bruno; GUIMARÃES, Diogo; MURAYAMA, Janssen. **Repetro-Sped e Repetro-industrialização**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2021.

FRIAS, Lígia de Souza. **Transição energética e as soluções jurídicas para a construção de um modelo sustentável de desenvolvimento: realidade ou simulacro?**. Dissertação (Mestrado em Direito) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2020. Disponível em:
https://bib.pucminas.br/teses/Direito_LigiaDeSouzaFrias_8252_Textocompleto.pdf Acesso em: 04 dez. 2024.

FURTADO, Celso. **Desenvolvimento e subdesenvolvimento**. Rio de Janeiro: Contraponto, 2009.

FURTADO, Celso. **Introdução ao desenvolvimento: enfoque histórico-estrutural** – 3ª ed.; Rio de Janeiro: Paz e Terra, 2000.

GONÇALVES, Pedro Guilherme de Souza. **Regimes Especiais Tributários – Legitimação e condicionantes de segurança jurídica e de governança na perspectiva constitucional**. 1ª Ed. São Paulo: Quartier Latin, 2019.

GRAU, Eros. **A ordem econômica na Constituição de 1988: interpretação e crítica**. São Paulo: Malheiros, 2010.

HOMSY, Leonardo. **REPETRO: O paradigma para atração de investimento e métodos de controle**. Rio de Janeiro: IBP, 2015. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2015/09/O-Paradigma-do-REPETRO-Leonardo-Homsy.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2023.

IBP. **Política brasileira de Conteúdo Local: propostas de aprimoramento**. Ciclo de Debates. Rio de Janeiro: IBP, 2016. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/eventos/custos-e-beneficios-da-atual-politica-de-conteudo-local/>. Acesso em: 06 nov. 2020.

IBP. **Raio-X IBP – 17ª Rodada de Concessão**. 2021. Disponível em: https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2021/10/raio-x-rodada-17.pdf?utm_source=PortalAssociados&utm_medium=Noticia&utm_campaign=RaioXRodada. Acesso em: 02 de ago. 2024.

IBP. **Agenda da indústria – Edição março 2022**. Rio de Janeiro, 2022a. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2022/04/agenda-da-industria-ibp-2022.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2024.

IBP. **Evolução dos preços internacionais do petróleo e projeções 2022-2025**. 2022b. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/evolucao-dos-precos-internacionais-do-petroleo-e-projecoes-para-2025/>. Acesso em: 09 fev. 2024.

IBP. **Nota técnica - REPETRO - Relevância para competitividade dos ativos brasileiros**. 2022c.

IBP. **Produção global de petróleo e participação da OPEP**. 2022d. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/producao-global-de-petroleo-e-participacao-da-oep/>. Acesso em: 02 de set. 2024.

IBP. **Evolução da produção de petróleo e gás natural por ambiente**. 2023a. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/evolucao-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural-por-ambiente/>. Acesso em: 02 de set. 2024.

IBP. **Panorama geral do setor do petróleo e gás: uma agenda para o futuro**. Rio de Janeiro: IBP, junho de 2023b. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2023/04/panorama-geral-do-setor-og-22-03-2023-web.pdf>. Acesso em: 04 de out. 2024.

IBP; UFRJ. **Custos e competitividade da atividade de E&P no Brasil**. Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia. Texto para Discussão. Rio de Janeiro: Grupo de Economia da

Energia, 2016. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2016/11/TD-custos-vers%C3%A3o-SITE.pdf> Acesso em: 10 mar. 2024.

IPEA. **Preço por barril do petróleo bruto Brent (FOB) (EIA366_PBRENT366)**. 2025. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?module=m&serid=1650971490&oper=view>. Acesso em: 01 de fev. 2025.

JOHNSTON, Daniel. *Petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. PennWell Publishing Company Tulsa: Oklahoma, 1994.

LAWAND, Antonio; DUTRA DE ALMEIDA SILVA, Cecília; FERREIRA DE OLIVEIRA, Luiz Philipe. Derramamento de óleo no nordeste brasileiro: Responsabilização e desdobramentos. **Revista de Direito e Negócios Internacionais da Maritime Law Academy - International Law and Business Review**, [S. l.], v. 1, n. 1, p. 84–113, 2021. Disponível em: <https://mlawreview.emnuvens.com.br/mlaw/article/view/8>. Acesso em: 12 dez. 2024.

LEAL, Lucas Edler. **Análise financeira comparativa entre os regimes tributários de Concessão e Partilha na indústria de óleo e gás no Brasil**. Rio de Janeiro: 2017. Monografia apresentada à Universidade Estácio de Sá como requisito parcial da obtenção do certificado da Pós-Graduação Lato Senso em Gestão de Projetos na Indústria de Petróleo e Mineração. Disponível em: https://www.academia.edu/34101748/An%C3%A1lise_financeira_comparativa_entre_os_regimes_tribut%C3%A1rios_de_Concess%C3%A3o_e_Partilha_na_ind%C3%BAstria_de_%C3%B3leo_e_g%C3%A1s_no_Brasil. Acesso em: 10 mar. 2024.

LIMA, Leandro Jose Barbosa. HAMZAGIC, Miroslava. Estratégias para a transição energética: revisão de literatura. **Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento**. Ano. 07, Ed. 06, Vol. 08, pp. 96-120. Junho de 2022. ISSN: 2448-0959, Disponível em: <https://www.nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-ambiental/transicao-energetica>. Acesso em: 20 dez. 2024.

LOPES, Heloisa Ribeiro. **A GUERRA RÚSSIA E UCRÂNIA E OS IMPACTOS DO AUMENTO DO PREÇO DO PETRÓLEO SOBRE O CONSUMO DAS FAMÍLIAS BRASILEIRAS**. Monografia apresentada à disciplina de monografia II, no curso de Ciências Econômicas, Setor de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Federal do Paraná. Orientadora: Profa. Dra. Kênia Barreiro de Souza. Curitiba, 2023. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/xmlui/bitstream/handle/1884/86024/HELOISA-RIBEIRO-LOPES.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 01 de set. 2024.

MACEDO, Francielli Martins dos Santos; FERRARI, Giovana; FERREIRA, Tânia Augusta. A ineficiência do transporte rodoviário brasileiro e sua influência no custo dos produtos alimentícios no País. **Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciências e Educação**, [S. l.], v. 9, n. 3, p. 619–637, 2023. DOI: 10.51891/rease.v9i3.8839. Disponível em: <https://periodicorease.pro.br/rease/article/view/8839>. Acesso em: 13 dez. 2024.

MACHADO, J. D. de O. A.; CARVALHO, R. A. de. Exploração de Petróleo no Brasil e Estados Unidos: história e relevância / *Oil Exploration in Brazil and the United States: history and relevance*. **Brazilian Journal of Development**, [S. l.], v. 7, n. 5, p. 52499–52515,

2021. DOI: 10.34117/bjdv.v7i5.30394. Disponível em:
<https://ojs.brazilianjournals.com.br/ojs/index.php/BRJD/article/view/30394>. Acesso em: 09 set. 2024.

MACHADO, Maria Eliane Lima Moraes. 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. Junho de 2017. ISSN:2448-0959. Disponível em:
<https://www.nucleodoconhecimento.com.br/administracao/aspectos-historico-economicos>. Acesso em: 20 ago. 2023.

MANKIW, N G. **Introdução à economia – Tradução da 8ª edição norte-americana**. São Paulo: Cengage Learning Brasil, 2019. *E-book*. ISBN 9788522127924. Disponível em:
<https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788522127924/>. Acesso em: 23 set. 2024.

MAQUIAVEL, Nicolau. **O príncipe**. São Paulo: Martins Fontes, 2002.

MARRECO, Juliana Visentin Ferreira; COUTO, Eliza Fernandes. REPETRO: ASPECTOS DA RENOVAÇÃO DO REGIME PARA OS BENS PRINCIPAIS E ACESSÓRIOS E SEUS DESAFIOS NO NOVO CENÁRIO DA INDÚSTRIA. **Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia**, [S. l.], v. 4, p. 77–86, 2013. DOI: 10.12957/rbdp.2013.8051. Disponível em: <https://www.e-publicacoes.uerj.br/rbdp/article/view/8051>. Acesso em: 20 out. 2023.

MORAIS, José Mauro de. **PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS - Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore**. Brasília: IPEA, 2013. Disponível em:
https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/livros/livro_petrobras_aguas_profundas.pdf. Acesso em: 10 jun. 2024.

MOREIRA, José Roberto S. **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021. Disponível em:
<https://integrada.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9788521636816/>. Acesso em: 06 dez. 2024.

NABAIS, José Casalta. **Direito Fiscal**. 6ª Ed. Coimbra: Almedina, 2010.

NÓBREGA, Marcos. **Direito e Economia da infraestrutura**. São Paulo: Fórum, 2020.

NOGUEIRA, Thaline Moraes. **Impacto do marco regulatório e benefícios fiscais na atratividade dos projetos de exploração e produção no Brasil**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2019. Disponível em:
https://app.uff.br/riuff/bitstream/handle/1/10726/Dissertar%c3%a7%c3%a3o_Thailine_final.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 09 fev. 2024.

NORWAY. **The Petroleum tax system**. 2024. Disponível em:
<https://www.norskipetroleum.no/en/economy/petroleum-tax/>. Acesso em: 10 jul. 2024.

ONU. **Declaração sobre o Direito ao Desenvolvimento** - Adotada pela Resolução n. 41/128 da Assembléia Geral das Nações Unidas, em 04 de dezembro de 1986. Disponível em: <https://acnudh.org/wp-content/uploads/2012/08/Declara%C3%A7%C3%A3o-sobre-o-Direito-ao-Desenvolvimento.pdf>. Acesso em: 09 fev. 2024.

ONU. **Pacto Internacional sobre os Direitos Econômicos, Sociais e Culturais**. Adotada pela Resolução n. 2.200-A da Assembléia Geral das Nações Unidas, em 16 de dezembro de 1966. Disponível em: <https://www.oas.org/dil/port/1966%20Pacto%20Internacional%20sobre%20os%20Direitos%20Econ%C3%B3micos,%20Sociais%20e%20Culturais.pdf>. Acesso em: 09 fev. 2024.

ONU. *United Nations Handbook on Selected Issues for Taxation of the Extractive Industries by Developing Countries*. United Nations - New York, 2017.

OPEP. *Member Countries*. 2024. Disponível em: https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/25.htm. Acesso em: 02 de set. 2024.

OPEP. *Statute*. 2021. Disponível em: https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/OPEC%20Statute.pdf. Acesso em: 02 de set. 2024.

PAULA, Daniel Giotti. **A Exportação Ficta no REPETRO: Fundamento, Controle e Harmonização tributária**. In: **A Tributação na Indústria do Petróleo e Gás Natural**. São Paulo: Grupo Almedina, 2017. *E-book*. ISBN 9788584931873. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788584931873/>. Acesso em: 15 ago. 2024.

PAULSEN, Leandro. **Curso de Direito Tributário completo**. 15ª ed. São Paulo: SaraivaJur, 2024.

PINTO JR, Helder Queiroz (org.). **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Rio de Janeiro: Campus Elsevier, 2007.

POSNER, Richard. A abordagem econômica do direito. In: **Problemas de Filosofia do Direito**. Tradução de Jefferson Luiz Camargo. São Paulo: Martins Fontes, 2007, p. 473-526.

PPSA. **Estimativa de resultados nos contratos de partilha de produção**. Nov. 2019. Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/eng/wp-content/uploads/2021/10/ebook-novo-forum-2.pdf>. Acesso em: 09 fev. 2024.

PPSA. **Relatório Integrado da Pré-sal Petróleo 2023**. 2024. Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/transparencia-e-prestacao-de-contas/relatorios-da-administracao/>. Acesso em: 10 jun. 2024.

QUINTANS, Luiz Cezar P. **Direito do petróleo – Conteúdo local: A evolução do modelo de contrato e o Conteúdo local nas atividades de E&P no Brasil**. Rio de Janeiro: IBP, 2010.

QUINTANS, Luiz Cezar P. **Manual de direito do petróleo**. São Paulo: Atlas, 2015.

RAVAGNANI, Ana Teresa F.S. Gaspat. Avaliação Econômica de Porjetos de E&P. **Unisim ON-line (Unicamp)**. Ano 3, Volume 2, 2008. Disponível em: <https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N23.PDF>. Acesso em: 20 fev. 2024.

REINALDO, Demócrito. OS INCENTIVOS FISCAIS À EXPORTAÇÃO E A VIGÊNCIA DO DECRETO-LEI N. 491/1969 APÓS A PROMULGAÇÃO DA CONSTITUIÇÃO FEDERAL (ADCT, ART. 41) *In: STJ. Doutrina: edição comemorativa 15 anos*. Brasília: 2005. Disponível em: <https://www.stj.jus.br/publicacaoinstitutional/index.php/Dout15anos/issue/view/328/showToc>. Acesso em: 02 set. 2024.

ROSS, Stephen A., *et al.* **Fundamentos de administração financeira**. Tradução: Leornado Zilio, Rafaela Guimarães Barbosa. 9. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.

SALAMA, Bruno Meyerhof. **Estudos em Direito & Economia** [livro eletrônico]: micro, macro e desenvolvimento. 1. ed. - Curitiba: Editora Virtual Gratuita - EVG, 2017. Disponível em: <https://editoravirtualgratuita.com.br/wp-content/uploads/2017/07/obra-completa-estudos-em-direito-economia.pdf>. Acesso em: 02 jul. 2024.

SANTOS, Filipe Matias. Transição energética: enquadramento e desafios. **Revista Videre**, [S. l.], v. 11, n. 22, p. 143–153, 2019. DOI: 10.30612/videre.v11i22.11217. Disponível em: <https://ojs.ufgd.edu.br/videre/article/view/11217>. Acesso em: 20 dez. 2024.

SANTOS, Nivaldo dos. **Instrumentos contratuais de gestão da propriedade intelectual**. Goiânia: Editora da UCG, 2008. Disponível em: <https://ww2.inf.ufg.br/sites/default/files/Propriedade-Intelectual.pdf>. Acesso em: 05 dez. 2024.

SCHOUERI, Luís Eduardo. **Direito Tributário**. 13. ed. São Paulo: SaraivaJur, 2024.

SCHOUERI, Luís Eduardo. **Normas tributárias indutoras**. Rio de Janeiro: Forense, 2005.

SEBRAE – Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas empresas. **PETRÓLEO E GÁS: Informações para Empresas Fornecedoras de Bens e Serviços**. Rio de janeiro: 2014. Disponível em: <https://m.sebrae.com.br/Sebrae/Portal%20Sebrae/Anexos/Informacoes%20sobre%20a%20Ca%20deia%20Produtiva%20do%20Petroleo.pdf>. Acesso em: 10 jul. de 2024.

SEGUNDO, Hugo de Brito Machado. **Manual de Direito Tributário**. Rio de Janeiro: Grupo GEN, 2024. E-book. ISBN 9786559776177. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9786559776177/>. Acesso em: 19 set. 2024.

SEIXAS, Luiz Felipe Monteiro. **Tributação indutora e análise econômica do direito: uma investigação crítica**. 1ª Ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2024.

SEN, Amartya Kumar. **Desenvolvimento como liberdade**. Tradução Laura Teixeira Motta; revisão técnica Ricardo Doniselli Mendes. São Paulo: Companhia das Letras, 2008.

SILVA, Tom Pierre Fernandes da. **REPETRO - Regime Aduaneiro Especial de Importação e Exportação de Bens Destinados à Pesquisa e Lavra de Petróleo e Gás: análise dos entraves e propostas de soluções**. Dissertação (Mestrado em Gestão Empresarial) - FGV - Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <https://repositorio.fgv.br/items/ba6df562-9b53-4093-b8b4-5edf12f3ee22/full>. Acesso em: 06 fev. 2024.

SOUSA, Francisco José Rocha. **A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobrás**. Câmara dos deputados, biblioteca digital Câmara, Estudo: 2011. Disponível em: https://bd.camara.leg.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/6006/cessao_onerosa_souza.pdf?sequence=1. Acesso em: 20 jul. 2024.

TABAK, Benjamin Miranda. A Análise Econômica do Direito Proposições legislativas e políticas públicas. **Revista de Informação Legislativa**, Ano 52, Número 205 jan./mar. P. 321- 345, 2015. Disponível em: <http://www2.senado.leg.br/bdsf/handle/id/509955>. Acesso em: 03 jan. 2024.

TAUIL, Ivan. Tributação da exploração e produção de petróleo e gás. **Congresso Internacional De Direito Tributário do RJ em Homenagem ao Professor Condorcet Rezende**, 2014. Apresentação. Vídeo (4:48). Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=7EhRiuNpjKc>. Acesso em: 09 fev. 2024.

TEIXEIRA, Mônica Maria Apolinário. Análise dos leilões de petróleo e gás natural: o modelo de concessão e partilha de produção. (SYN) **THESIS**, v. 8, n. 1, p. 7, 2015. Disponível em: <https://www.e-publicacoes.uerj.br/index.php/synthesis/article/download/25828/19225>. Acesso em: 07 jun. 2024.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno; PINTO JR., Helder Queiroz. **Marcos regulatórios da indústria mundial**. Rio de Janeiro: Synergia – EPE, 2011.

TORDO, Silvana. **Fiscal Systems for Hydrocarbons Design Issues**. *The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank. Working Paper* n° 123. Washington D.C./USA: *The World Bank*, 2007.

TORRES, Heleno Taveira. Parecer. In: CARVALHO, Paulo de Barros, *et. al.*, **Crédito-prêmio de IPI: novos estudos e pareceres**. Barueri: Manole, 2005, p. 124-197.

UNITED KINGDOM. **The taxation of the UK oil industry: an overview: the current fiscal regime for oil and gás**. *HMRC internal manual Oil Taxation Manual*. 2024. Disponível em: <https://www.gov.uk/hmrc-internal-manuals/oil-taxation-manual/ot00020>. Acesso em: 10 jul. 2024.

UNITED STATES OF AMERICA. **Western Gulf Of Mexico Lease Sale 246 Statistics**. *Bureau of Ocean Energy Management*, 2015. Disponível em: <https://www.boem.gov/oil-gas-energy/leasing/western-gulf-mexico-lease-sale-246-statistics>. Acesso em: 04 de out. 2024.

WORLD ENERGY COUNCIL. *World Energy Trilemma 2024: Evolving with resilience and justice*. London: World Energy Council, 2024. Disponível em: <https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-framework> Acesso em: 06 dez. 2024.