

FACULDADE LATINO-AMERICANA DE CIÊNCIAS SOCIAIS  
FUNDAÇÃO PERSEU ABRAMO

**LEONARDO DE SOUZA URPIA**

**MUDANÇAS REGULATÓRIAS DO PRÉ-SAL ENTRE 2016 E 2021 E A  
PARTICIPAÇÃO ESTRANGEIRA**

SALVADOR

2022

LEONARDO DE SOUZA URPIA

MUDANÇAS REGULATÓRIAS DO PRE-SAL ENTRE 2016  
E 2021 E A PARTICIPAÇÃO ESTRANGEIRA

Dissertação apresentada ao curso Maestría Estado, Gobierno y Políticas Públicas da Faculdade Latino-Americana de Ciências Sociais e Fundação Perseu Abramo, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Magíster en Estado, Gobierno y Políticas Públicas.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Eduardo Malerba

Salvador

2022

## Ficha Catalográfica

URPIA, Leonardo de Souza

Mudanças regulatórias do pre-sal entre 2016 e 2021 e a participação estrangeira. Leonardo de Souza Urpia. SALVADOR: FLACSO/FPA, 2022.

93f.:il p&b e colorido

Dissertação (Magíster en Estado, Gobierno y Políticas Públicas), Faculdade Latino-Americana de Ciências Sociais, Fundação Perseu Abramo, Maestría Estado, Gobierno y Políticas Públicas, 2022.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Eduardo Malerba

LEONARDO DE SOUZA URPIA

MUDANÇAS REGULATÓRIAS DO PRE-SAL  
ENTRE 2016 E 2021 E A PARTICIPAÇÃO  
ESTRANGEIRA

Dissertação apresentada ao curso Maestría Estado, Gobierno y Políticas Públicas da Faculdade Latino-Americana de Ciências Sociais e Fundação Perseu Abramo, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Magíster en Estado, Gobierno y Políticas Públicas.

Aprovada em:

---

Prof. Dr. Paulo Eduardo Silva Malerba (Orientador)  
FLACSO Brasil/FPA

---

Prof<sup>ª</sup> Dr<sup>ª</sup> Danielle Tega

---

Prof<sup>ª</sup> Dra<sup>ª</sup> Natália Fingermañ

---

Prof. Dr. Eduardo Tadeu Pereira (suplente)

A todos os brasileiros, ricos em recursos naturais e energéticos,  
impedidos de acessá-los e utilizá-los.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao corpo técnico da FPA e FLACSO por oportunizar esta qualificação acadêmica e por toda a compreensão até à finalização da pesquisa. Ao PT - Partido dos Trabalhadores por acreditar e incentivar a formação acadêmica dos seus filiados. Ao orientador, professor Paulo Malerba, pela dedicação, paciência e por acreditar que seria possível a conclusão da pesquisa em tempo tão exíguo e adverso. Aos professores José Sérgio Gabrielli e Rodrigo Leão, partícipes iniciais desta jornada. Ao DIEESE e a Cloviomar Cararine, por seu incentivo, apoio e disposição nos estudos econômicos do setor petróleo. À minha família pelo suporte e compreensão nos momentos em que faltei companhia em atenção à pesquisa. Aos mestres, aos companheiros e companheiras de turma que tanto contribuíram ao desenvolvimento do aprendizado durante o curso e para a militância política. Aos trabalhadores e trabalhadoras do campo e da cidade, em especial aos petroleiros, à CUT, ao Sindipetro Bahia e à FUP, por suas contribuições cotidianas na luta pela democratização e universalização do acesso aos recursos energéticos à todos nós brasileiros.

## RESUMO

URPIA, Leonardo de Souza. **Mudanças regulatórias do pré-sal entre 2016 e 2021 e a participação estrangeira**. Salvador, 2022. 93p. Dissertação de Mestrado Profissional da Fundação Perseu Abramo e Faculdade Latino-Americana de Ciências Sociais.

A presente pesquisa analisou mudanças legislativas relativas à regulação do petróleo, ocorridas a partir de 2016, e como elas permitiram o acesso e a transferência para empresas privadas e estatais estrangeiras do controle do pré-sal brasileiro. Por meio de pesquisa documental e bibliográfica evidenciou-se que as alterações políticas e econômicas ocorridas no Brasil, tendo como elemento mais emblemático o impeachment da ex-presidente Dilma Rousseff, tiveram por objetivo declarado, dentre outros, favorecer o acesso ao pré-sal e ao petróleo brasileiro por parte de grandes conglomerados privados e estatais estrangeiros. A pesquisa aponta que estes grupos buscavam recompor suas reservas internacionais de petróleo, com objetivos econômicos, e lograram alcançar esses resultados, contudo, as mudanças no marco regulatório são mais abrangentes e estratégicas e se relacionam, do mesmo modo, com interesses geopolíticos internacionais.

Palavras-chaves: Cessão Onerosa. Empresas estrangeiras. Marco regulatório. Partilha. Petróleo. Pré-sal. Soberania.

## ABSTRACT

URPIA, Leonardo de Souza. **Pre-salt regulatory changes between 2016 and 2021 and foreign participation.** Salvador, 2022. 93p. Professional Master's Dissertation of the Perseu Abramo Foundation and the Latin American Faculty of Social Sciences.

The present research analyzed legislative changes related to the regulation of oil, which occurred from 2016, and how they allowed access and transfer to private and foreign state companies of control of the Brazilian pre-salt. Through documental and bibliographic research, it was shown that the political and economic changes that took place in Brazil, having as the most emblematic element the impeachment of former president Dilma Rousseff, had the declared objective, among others, to favor access to the pre-salt and to Brazilian oil by large foreign state and private conglomerates. The research shows that these groups sought to rebuild their international oil reserves, with economic objectives, and managed to achieve these results, however, the changes in the regulatory framework are more comprehensive and strategic and are related, in the same way, with international geopolitical interests.

Keywords: Onerous Assignment. Foreign companies. Regulation mark. Share. Petroleum. Pre-salt. Sovereignty.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - Matriz Energética Mundo	15
FIGURA 2 - Coordenadas Polígono Pré-sal	23
FIGURA 3 - Representação do Polígono do Pré-sal	24
FIGURA 4 - Produtividade de Campos de Petróleo no Mundo	25
FIGURA 5 - Regimes, Modelos Contratuais e Como Funcionam	30
FIGURA 6 - Regimes e Modelos Contratuais no Mundo	31
FIGURA 7 - Blocos, Volumes e Valores da Cessão Onerosa	36
FIGURA 8 - Capital Social da Petrobras 2009/2010	40
FIGURA 9 - Linha do tempo do Processo da Revisão da Cessão Onerosa	42
FIGURA 10 - Quadro Explicativo Modelo de Partilha da Produção	45
FIGURA 11 - Os cinco maiores fundos soberanos com recursos oriundos das receitas do petróleo	47
FIGURA 12 - Debate no Senado sobre operação única da Petrobras (PLS 131) entre representante da FUP, Leonardo Urpia e o Sen. José Serra (PSDB-SP).	52
FIGURA 13 - Redução da participação da Petrobras na produção do Brasil	55
FIGURA 14 - Participação governamental em diferentes países	58
FIGURA 15 - Perdas da União na comparação entre os regimes de partilha e de serviços	73
FIGURA 16 - Empresas com contrato de Partilha e Excedente da cessão onerosa	74
FIGURA 17 - Estatais 75% da produção e 90% das reservas mundiais	75
FIGURA 18 - Comparativo IOC's x NOC's reservas e produção de petróleo	76
FIGURA 19 - Reservas NOC's e IOC's	77
FIGURA 20 - Ranking maiores reservas por países 2015	78
FIGURA 21 - Reservas Países 2019	79
FIGURA 22 - Produtores, Exportadores e Importadores	80
FIGURA 23 - Volumes de petróleo em reservas por empresas após 5º leilão da Partilha	82

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - 1ª Rodada da Partilha .....	65
TABELA 2 - 2ª Rodada da Partilha .....	66
TABELA 3 - 3ª Rodada da Partilha .....	66
TABELA 4 - 4ª Rodada da Partilha .....	67
TABELA 5 - 5ª Rodada da Partilha .....	68
TABELA 6 - 6ª Rodada da Partilha .....	69
TABELA 7 - 1ª Rodada do Excedente da Cessão Onerosa.....	69
TABELA 8 - 2ª Rodada do Excedente da Cessão Onerosa .....	70

## ABREVIATURAS

ACFC	Alto de Cabo Frio Central
ACFO	Alto de Cabo Frio Oeste
AIE	Agência Internacional de Energia
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BOE	Barris de Óleo Equivalente
BP	British Petroleum
CF	Constituição da República Federativa do Brasil de 1988
CNODC	China Southern Petroleum Exploration and Development Corporation
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPC	China National Petroleum Corporation
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
EC	Emenda Constitucional
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi S.p.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FS	Fundo Social
IEA	International Energy Agency
IOC	International Oil Companies
MME	Ministério de Minas e Energia
NOC	National Oil Companies
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A - Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
2. CONTEXTO POLÍTICO	13
3. PRÉ-SAL BRASILEIRO	22
3.1. CONSIDERAÇÕES SOBRE O PRÉ-SAL	25
4. MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL - 2010	28
4.1. A LEI 12.276/2010 - CESSÃO ONEROSA	34
4.2. Lei 12.351/2010 - LEI DA PARTILHA E FUNDO SOCIAL	42
4.3. Lei 12.304 - PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. (PPSA)	48
5. MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL	50
5.1. LEILÕES DO PETRÓLEO NO BRASIL	64
5.2. EMPRESAS PRESENTES NO PRÉ-SAL (PARTILHA E EXCEDENTE DCESSÃO ONEROSA) E SUAS RESERVAS	74
6. CONCLUSÃO	83
7. BIBLIOGRAFIA	87

## 1. INTRODUÇÃO

O trabalho foi desenvolvido através pesquisa bibliográfica física, através de livros, artigos, teses acadêmicas e pesquisa digital, com vasta utilização da rede mundial de computadores.

O primeiro capítulo, utilizamos para realizar esta introdução e apresentar como se deu a pesquisa, o que abordamos nos capítulos seguintes e qual conclusão apresentamos.

No segundo capítulo, contexto político, apresentamos um rápido histórico sobre pesquisas exploratórias e regulação desde a época colonial à descoberta do petróleo no Brasil em Salvador - Bahia em 1939 onde também se deu o início da exploração comercial e nascedouro da indústria do petróleo brasileiro em 1941, a criação da Petrobrás e o estabelecimento legal do monopólio, a quebra do monopólio em 1997, a descoberta do pré-sal, o estabelecimento do marco regulatório do pré-sal até o contexto político que ensejou a sua modificação.

O terceiro capítulo, pré-sal brasileiro, dividimos em duas partes, onde apresentamos a descoberta do pré-sal, seu conceito, seu enquadramento geográfico e perspectivas de reservas. Apresentamos também algumas considerações sobre o pré-sal, necessárias para a compreensão da importância desta descoberta para o Brasil e para o mundo, diante seus supergigantes volumes de petróleo e gás natural em reservas, sua inigualável produtividade e economicidade, apresentando-se como uma nova fronteira com influência na geopolítica energética mundial.

Apresentamos no quarto capítulo o marco regulatório do pré-sal aprovado em 2010 e as principais disposições destas três leis que compõe este novo marco: a Lei 12.276/2010, concebeu a cessão onerosa, institui também a capitalização da Petrobrás e o monopólio operacional do pré-sal; a Lei 12.304/2010, a lei que criou a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA, e a Lei 12.351/2010, que instituiu o regime de Partilha e o Fundo Social.

As mudanças no marco regulatório do pré-sal, os leilões e as empresas presentes no pré-sal, foram apresentadas no quinto capítulo, na tentativa de tornar mais fácil o entendimento dos

interesses e os reflexos ocasionados pelas mudanças no marco regulatório, principalmente pós 2016, após o afastamento da então presidente Dilma Rousseff, quando as mudanças legais se intensificaram e buscaram descaracterizar o marco de 2010, assim como as mudanças administrativas e de visão estratégica do Estado brasileiro sobre o setor petróleo brasileiro, sobre o papel da Petrobras. A retirada da operação única do pré-sal pela Petrobras (monopólio operacional), as isenções tributárias trilionária às petrolíferas estrangeiras que venham a explorar o petróleo brasileiro, o afrouxamento na exigência de conteúdo local, a implantação de uma política de preços de derivados pautada no PPI - Preço de Paridade de Importação, as mudanças na distribuição dos royalties e bônus dos leilões, a aceleração dos leilões do pré-sal com a disponibilização de reservas supergigantes a empresas privadas e estatais internacionais e conseqüente redução do controle estatal sobre as reservas de petróleo nacionais e ritmo da produção na exploração, foram apresentados também neste quinto capítulo.

Enfim, no sexto e último capítulo, apresentamos as conclusões, evidenciando que mudanças legais no marco regulatório do pré-sal e de gestão estratégica-administrativa no setor petróleo brasileiro, propiciaram a transferência de 40 bilhões de barris equivalentes de petróleo para empresas privadas e estatais internacionais, consolidando o pré-sal brasileiro como a maior fronteira de disponibilidade de reservas de petróleo do século 21, atendendo a interesses estranhos aos brasileiros.

## **2. CONTEXTO POLÍTICO**

A busca por petróleo no Brasil e suas primeiras regulações remonta ao Brasil império, pré-república, onde na península do Maraú (Bahia), iniciava através da cessão de direito de exploração, a extração de betume nas margens do rio Marau, em 1858. Em 1892, em Bofete, São Paulo, poços perfurados também não encontram petróleo, apenas água sulfurosa.

A descoberta do petróleo no país é realizada na cidade de Salvador - Bahia, por Manoel Ignacio Bastos (Maneca), nas áreas de maré do bairro do Lobato, região da península do itapagipe, onde aos 21 de janeiro de 1939 através o poço de petróleo (DNPM-163), jorra petróleo pela primeira vez. No entanto, apesar da importantíssima descoberta, o poço não teve produção comercial.

O petróleo só vai jorrar comercialmente em 14 de Dezembro de 1941, ainda na cidade de Salvador, no longínquo distrito de Candeias, emancipado em 1958 em razão do progresso que aquela descoberta instituía na região e em todo o Brasil.

Em 03 de outubro de 1953, Getúlio Vargas assina a lei 2.004 e cria a “Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás, e a empresa passa a deter o monopólio da atividade petrolífera no Brasil.

A década de setenta do século passado, marca as descobertas de petróleo em alto mar, e o país avança na indústria de petróleo através da Petrobrás.

A década de 90 marca um período de mudanças legais no setor petróleo, num viés neoliberal, Fernando Henrique Cardoso sanciona a lei 9.478/97, flexibilizando o monopólio exercido pela Petrobrás, cria agência de regulação, estabelece o regime de concessão através de rodadas de leilões.

Vira-se o século e em 2006 a Petrobras anunciava a descoberta de um campo de petróleo abaixo de uma grande camada de sal (sentido centro da terra à superfície) em águas profundas do litoral brasileiro, no Rio de Janeiro<sup>1</sup>.

O Brasil buscava o caminho da expansão econômica, com maior participação do Estado nos investimentos, tendo como centro dessa política a Petrobras. À época, o mundo experimentava um aumento gradual de demanda por petróleo. De modo geral, vivia-se o “boom das commodities”<sup>2</sup>, com forte procura de matérias-primas, minérios e combustíveis, capazes de assegurar a expansão econômica, sobretudo a partir da China. Assim como durante o século XX, no início do século XXI o petróleo continua a ser um ativo econômico e estratégico de suma importância.

A matriz energética mundial ainda é pautada nos combustíveis fósseis, mesmo que seja utilizada a sua renda para a própria transição por energéticos alternativos, limpos e renováveis,

---

<sup>1</sup> O primeiro poço 1-BRSA-369A-RJS (1-RJS-628A), conhecido como Tupi depois denominado Lula, no bloco BM-S-11, que resultou na descoberta anunciada em 11 de julho de 2006, com estimativa de volume recuperável entre 5 e 8 bilhões de barris de petróleo leve e gás natural.

<sup>2</sup> Foi um período de forte alta dos preços de grande quantidade de matérias primas (alimentos, petróleo, metais, energia) que ocorreu no início do século XXI, aproximadamente entre 2000 e 2014. O *boom* ocorreu em grande parte devido à crescente demanda das economias emergentes, principalmente da China.

o cenário projetado pela Petrobras para 2040, utilizando as projeções da AIE, demonstram que os combustíveis fósseis ainda serão os responsáveis por 77% de toda energia mundial, tendo a participação do Petróleo 29%, Gás Natural 24% e Carvão 24%.

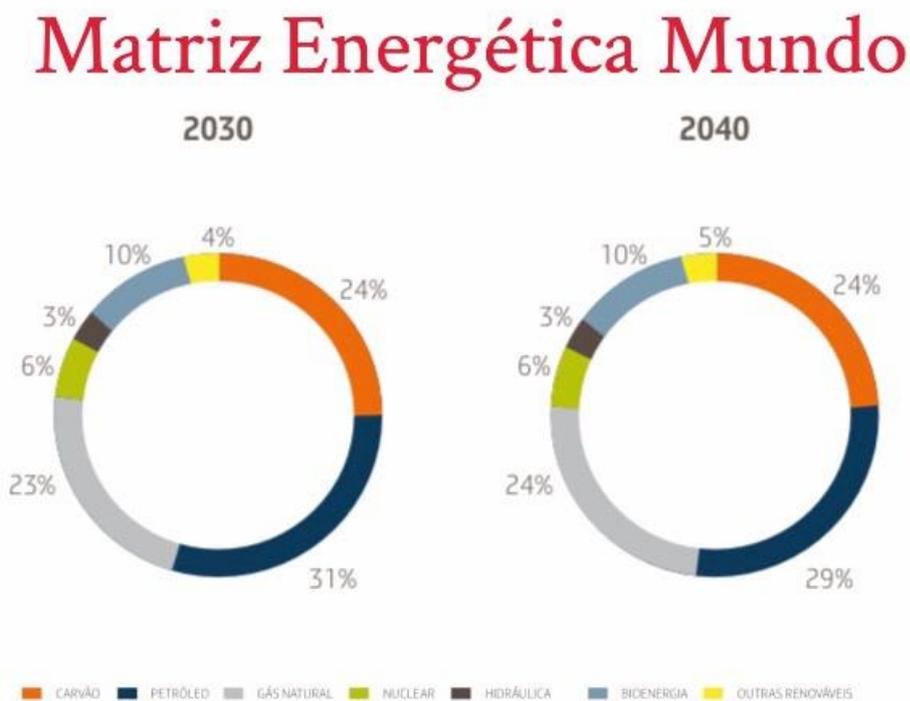


Figura 1: Matriz Energética Mundo  
Elaboração: Petrobras

A descoberta do pré-sal revelou-se gigantesca, mesmo diante dos elevados custos para perfuração do poço pioneiro <sup>3</sup>(240 milhões de dólares, equivalente a 600 milhões de reais - sendo considerado o poço de petróleo mais caro do mundo). A relevância da descoberta e os volumes de petróleo encontrados no poço descobridor, levaram o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE por meio da Resolução 6/07, retirar da 9ª rodada de licitações da ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 41 blocos que apresentavam-se na mesma área de superfície da recém descoberta, e ao presidente da república Luís Inácio Lula da Silva, constituir, em julho de 2008, Comissão Interministerial, que através da Exposição de

<sup>3</sup> Resolução CNPE no 6, de 8 de novembro de 2007 página 2 - Art. 1o Determinar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP que exclua da 9a Rodada de Licitações os blocos situados nas bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, relacionadas às possíveis acumulações em reservatórios do Pré-sal.

Motivos Interministerial nº. 00038 - MME/MF/MDIC/MP/CCIVIL - Ministros de Estado de Minas e Energia, da Fazenda, do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, do Planejamento, Orçamento e Gestão, e Chefe da Casa Civil da Presidência da República - E.M.I. nº. 386 propôs as alterações necessárias na legislação, no que se refere à exploração e à produção de petróleo e gás natural nas novas províncias petrolíferas.

Dá em diante, os números do pré-sal se confirmaram e surpreenderam, primeiro por suas acumulações e volume, depois a redução de custos de perfuração, de velocidade de entrada de produção, de volumes de produção por tempo, entre diversos outros aspectos, consolidando o pré-sal brasileiro como uma jazida composta por blocos exploratórios com campos supergigantes, com baixo risco exploratório, escala de produção elevada e alta rentabilidade.<sup>4</sup>

Em 2010, apenas quatro anos após a primeira descoberta, o pré-sal já produzia 41 mil barris por dia; 500 mil barris por dia, em 2014; em 2016 já eram 1 milhão de barris por dia e em 2018 ficou com média de 1,5 milhões de barris por dia, atingindo a maior marca de produção de 2,07 milhões de barris por dia (Petrobras, 2018).<sup>5</sup>

Só para ter uma ideia da escala de grandeza e potencial produtivo do pré-sal, a própria Petrobras demorou 45 anos para que alcançasse a produção do primeiro milhão de barris de petróleo, em 1998. Foram necessários 49 anos, a partir da criação da empresa, para que alcançasse a marca de 1,5 milhão de barris de petróleo em 2002. Outro dado expressivo é da produtividade por poço, em 1984 a própria Petrobras produzia 500 mil barris de petróleo por dia (bpd) através de 4108 poços (média de 122 bpd/poço). O pré-sal, com apenas 77 poços já produzia 1,5 milhões bpd em 2018 (média de 19.480 bpd/poço).

Não alheio a esta “vantagem comparativa em recursos naturais energéticos” o Brasil promoveu recentes transformações regulatórias no setor petróleo em função do pré-sal. Entre as mudanças destacamos as ocorridas em 2010, denominada Marco Regulatório do Pré-sal (MME, Op. Cit, p.3)<sup>6</sup> e suas modificações após 2016.

---

<sup>5</sup> Entre o primeiro teste e o início da produção foram apenas 30,5 meses, equivalente ao tempo entre a conclusão do primeiro teste de poço do Campo de Lula (17 de outubro de 2006) e o primeiro óleo do teste de longa duração (1º de maio de 2009) nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos.

<sup>6</sup> Resolução CNPE no 6, de 8 de novembro de 2007 página 3 - Art. 4o Determinar ao Ministério de Minas e Energia que avalie, no prazo mais curto possível, as mudanças necessárias no marco legal que contemplem um novo

Dentro do contexto das mudanças legislativas não poderíamos deixar de citar a conjuntura política que marcou o período analisado. Se no período de descoberta do Pré-Sal estava no governo federal o Partido dos Trabalhadores, com Lula da Silva (2003-2010), sucedido por Dilma Rousseff (2011-2016), a partir de maio de 2016, ocorreu o que se pode chamar de golpe institucional, como assinala Divina Paz da Costa, citando Barbé (2010).

Com o passar do tempo a expressão golpe de Estado mudou bastante o seu significado. Para ele, esse fenômeno mostra a diferença do que era referenciado a trezentos anos atrás para os dias de hoje. O que muda são os atores (quem o faz) e a forma do ato (como se faz). Ou seja, ele é definido de acordo com quem o faz, as pessoas que estão à frente do golpe; e como se faz, no sentido de utilizar-se de meios, caminhos para à sua realização. ‘O golpe de Estado é um ato realizado por órgãos do próprio Estado’ (BARBÉ, 2010, p. 545). É por isso que alguns autores afirmam que o que aconteceu no ano de 2016 ao governo Dilma Rousseff, foi um golpe de Estado, jurídico, midiático e parlamentar, pela forma como se deu todo o processo e os atores que o conduziram.

Dentro deste contexto, de Golpe Institucional, conforme assinala Costa (2019) nas conclusões de seu ensaio.

Como visto, grande parte dos autores utilizados, defendem a tese de que o que aconteceu em 2016 ao governo Dilma Rousseff, foi sim, um golpe, independente das definições existentes da palavra. Nos discursos, percebi que, de início, utilizaram-se o pretexto das “pedaladas fiscais” para pedir a destituição da Presidenta Dilma, sendo que, tal prática era usual em governos anteriores, mas que, somente neste, foi considerada crime para justificar o impedimento. Porém, com o passar do tempo, o discurso foi mudando e começaram a falar em corrupção para fortalecer o discurso de que o impeachment era necessário, visto que a presidenta Dilma não estava envolvida em escândalos de corrupção. Mas, aconteceu exatamente o contrário, as pessoas que instituíram o processo de destituição contra a presidente, é que estavam enredados de corrupção, e em casos comprovados... Por tudo isso, repito: foi golpe.

Necessário considerar que aquele era um momento de turbulência não apenas na política do Brasil, mas a economia nacional também demonstrava redução do crescimento e dificuldades fiscais. Soma-se ao cenário a não aceitação dos resultados eleitorais de 2014 por parte dos derrotados, sobretudo o PSDB, liderado por Aécio Neves, mas também fortes setores da imprensa. As manifestações de rua contra o governo tiveram expressiva participação da classe média dos grandes centros (Gohn, 2016)<sup>7</sup> com importante cobertura e mesmo incentivo da mídia tradicional. De modo que o segundo mandato de Dilma Rousseff (PT - Partido dos

---

paradigma de exploração e produção de petróleo e gás natural, aberto pela descoberta da nova província petrolífera, respeitando os contratos em vigor.

<sup>7</sup> “As manifestações de 15 de Março e 12 de Abril trouxeram para as ruas não apenas novas camadas sociais mas, especialmente as classes médias... DataFolha publicou em 13 de Abril 2013, pesquisa sobre o ato do dia anterior, onde 73% dos manifestantes se declaram brancos e apenas 14% com renda até 3 salários mínimos.

Trabalhadores) ainda nem havia começado e já pairavam iniciativas para impedi-lo. O coordenador jurídico da campanha de Aécio Neves, por exemplo, além de solicitar auditoria das urnas e recontagem de votos, algo inédito desde o início da utilização das urnas eletrônicas, requereu junto ao Tribunal Superior Eleitoral (TSE) que Dilma Rousseff não fosse diplomada, ou seja, não fosse reconhecida sua eleição, e, em seu lugar, fosse diplomado o segundo colocado, Aécio Neves (PSDB).<sup>8</sup>

Outros dois fatores que reforçaram a crise política e alimentaram a crise econômica foram a operação Lava Jato e o protagonismo da ideia abstrata de “combate à corrupção”, identificando-a como algo presente, principalmente, nos governos do PT e a guinada econômica de Dilma Rousseff logo após as eleições, com a nomeação para Ministro da Fazenda do economista ortodoxo e identificado com as ideias neoliberais Joaquim Levy, que anteriormente ocupava cargo de direção no Banco Bradesco.

A operação Lava Jato alimentou o sentimento de moralidade seletiva em parte significativa da classe média, em vista de ter sido conduzida de forma arbitrária e direcionada aos membros do PT, sobretudo às vésperas de períodos eleitorais, como em 2014 e 2016, com apoio acrítico de amplos setores da mídia e da sociedade. A operação chegou ao seu ápice quando levou à prisão o ex-presidente Lula da Silva, em 2018. A condenação em segunda instância o retirou das eleições daquele ano, na qual era favorito, de acordo com as principais pesquisas. Lula da Silva foi impedido de conceder entrevistas durante sua prisão, por determinação, inclusive, do Supremo Tribunal Federal (STF). Durante toda a tramitação dos processos houve denúncias de juristas e ativistas sociais contra a condução ilegal da operação. Os críticos apontavam desde o desrespeito à figura do juiz natural, obtenção ilícitas de provas<sup>9</sup> até a condenações sem elementos que as sustentassem.

Com pretexto de combater a corrupção, que seria algo meritório, e que não apenas poderia como deveria ser realizado contra quem desvia recursos públicos, a operação se excedeu e ganhou contornos de projetos pessoais e políticos de seus membros, como o juiz

---

<sup>8</sup> PSDB pede ao TSE auditoria para verificar 'lisura' da eleição.

<sup>9</sup> Um dos fatos mais notórios foi a gravação e divulgação de grampo telefônico envolvendo a presidente Dilma Rousseff e o ex-presidente Lula da Silva. Quando a conversa foi gravada, estava fora do período de autorização judicial da interceptação telefônica. O mais grave foi a divulgação dos áudios, que, por envolver autoridade com foro especial, caso da Presidente da República, só poderia ser autorizada pela Suprema Corte. A situação terminou sem qualquer punição ao juiz Sérgio Moro, responsável pela divulgação.

Sérgio Moro e o procurador Deltan Dallagnol que, embora não apenas eles, tornaram-se as principais referências da operação. A operação viria a ter perdas sucessivas de credibilidade até ser oficialmente encerrada em 2021, durante o governo Jair Bolsonaro. Os três elementos determinantes para o fim da operação e seu esvaziamento foram a nomeação de Sérgio Moro como Ministro da Justiça de Jair Bolsonaro, fato anunciado em dezembro de 2018. Ressalta-se que o principal opositor de Bolsonaro era justamente o PT, tendo sido o eleito o principal beneficiário da exclusão de Lula da Silva das eleições, devido à condenação e prisão imposta por Sérgio Moro. A sentença fora confirmada e com punição ampliada pelo Tribunal Regional Federal da quarta região (TRF-4).

O segundo elemento determinante foram os vazamentos realizados por um hacker de conversas privadas entre procuradores da operação Lava Jato com o então juiz federal Sérgio Moro, que demonstraram conversas parciais contra réus de processo em julgamento, dentre eles o de Lula da Silva, e orientações do juiz aos procuradores quanto à condução de investigações e petições no processo. O vazamento ficou conhecido como “Vaza Jato” e teve divulgação no site Intercept, ganhando mais visibilidade com a liderança do jornalista Glenn Greenwald e por meio de parcerias junto a outros órgãos de imprensa.

Por fim, as decisões do Supremo Tribunal Federal durante o ano de 2021, nas quais declarou que a 13ª vara federal de Curitiba, onde corriam os processos de Lula, julgados por Moro, era incompetente para avaliar os casos. Essa interpretação validou a crítica desde o princípio quanto ao desrespeito ao conceito de juiz natural. Em seguida, o tribunal declarou o juiz Moro suspeito<sup>10</sup> nos casos envolvendo Lula da Silva, ou seja, não tinha isenção, era parcial, seja nos atos pré-processuais ou nas sentenças. Tais decisões reabilitaram Lula da Silva como principal candidato nas eleições de 2022, sem, contudo, apagar as intervenções indevidas que causou na política nacional, na Petrobras e na estratégia relacionada ao Pré-Sal.

Em breve esforço, podemos analisar que a corrupção não foi item escolhido pelos parlamentares ao acaso em 2016, desde 2013, na seletiva indignação da classe média brasileira,

---

<sup>10</sup> 2ª Turma reconhece parcialidade de ex-juiz Sérgio Moro na condenação de Lula no caso Triplex. Por decisão majoritária, colegiado entendeu que o então magistrado agiu com motivação política na condução do processo do ex-presidente Lula na 13ª Vara Federal de Curitiba (PR).

este já tinha sido o pretexto escolhido pela classe política, pois lembramos Jessé Souza em 2017, analisado por Ribeiro (2017):

Quando as classes médias indignadas saíram às ruas a partir de junho de 2013, não foi, certamente, pela corrupção do PT, já que os revoltados ficaram em casa quando a corrupção dos outros partidos veio à tona. Por que a corrupção do PT provocou tanto ódio e a corrupção de outros partidos é encarada com tanta naturalidade? É que o ódio ao PT, na realidade, foi o ódio devotado ao único partido que diminuiu as distâncias sociais entre as classes no Brasil moderno. A corrupção foi mero pretexto (SOUZA, 2017, p. 67).

Para reforçar que aquele era um momento de ruptura institucional, mas com toda uma atmosfera de legalidade, assim como buscou apresentar o Congresso Nacional, assinala Marcos Abraão Ribeiro, citando Wanderley Guilherme dos Santos (2017).

O golpe parlamentar de 2016 não é algo estranho ao universo democrático, mas elemento intrínseco a ele. Nesse sentido, é um equívoco interpretá-lo como uma singularidade brasileira fruto, por exemplo, de uma cultura autoritária e atávica, que ainda é explicação hegemônica no pensamento político brasileiro. Esta forma de golpe é essencialmente distinta das tradicionais formas de golpe de Estado porque só existe em democracias representativas através de ruptura do governo eleito pelo voto popular, mas sem alterações das regras legais. Aliás, elas são utilizadas para legitimar a tomada do Estado: ‘Golpes parlamentares são fenômenos genuinamente inéditos na história das democracias representativas, incluindo nesse conjunto as democracias consideradas clássicas, modernas, de massa, em processo de consolidação ou transição’ (SANTOS, 2017, p.13).

De forma bem mais sucinta, rápida, direta, não poderia resumir tão especialmente o processo de impedimento do exercício do mandato eletivo da presidenta Dilma em 2016, como Saturnino (2016) em um de seus “Correios Saturninos” - “Golpe é precisamente isto: tomar o poder que não se conseguiu conquistar pelo voto.”

Coggiola (2015) arremata o entendimento, em uns dos mais completos ensaios sobre a conjuntura brasileira daquele momento:

O impeachment de Dilma pode ser qualificado politicamente como um golpe de Estado. Quem limita o uso desse conceito aos golpes militares, ou às mudanças de regime político obtidas mediante o uso explícito da força, possui um conceito estreito e formal, não só do conceito de golpe, mas também do próprio Estado e de seus regimes políticos.

As decisões econômicas tomadas pelo governo Dilma Rousseff a partir das eleições de 2014, com cortes de direitos sociais, redução abrupta de orçamento em diversos ministérios,

como, por exemplo, na educação<sup>11</sup>, e diminuição acentuada dos investimentos públicos geraram, possivelmente como era previsto pelo Ministro Joaquim Levy para conter a demanda, um profundo desemprego acompanhado de recessão econômica. A austeridade aplicada em 2015 pode ter sido a mais profunda realizada no Brasil, conforme assinala (Dweck, 2017).<sup>12</sup> A partir daquele ponto, a presidente Rousseff passava a perder bases de apoio social e político que seriam fundamentais para enfrentar a escalada golpista em curso por seus adversários.

Logo em seguida foi iniciada uma cruzada para interromper seu mandato, até que concretizado em agosto de 2016, mesmo diante de “forte apoio de movimentos sociais e de organizações sindicais, como a Central Única dos Trabalhadores (CUT), que organizou manifestações contrárias ao impedimento.”<sup>13</sup>

Dentro deste contexto, pós surgimento de uma gigante jazida petrolífera que tinha recebido tratamento protetivo do estado com o seu novo marco regulatório de 2010, na direção de garantir participação estatal, controle de reservas e da produção assim como destinação de parte da renda gerada pela exploração para superação de deficiências históricas presentes em diversas áreas e atividades no Brasil, tais como educação e saúde públicas, eis que não parece isenta de interesses nacionais mas também estrangeiros a intenção de desestabilizar o governo brasileiro e atacar a Petrobras. Tornou-se público, ainda em 2013, que a NSA (Agência Nacional de Segurança dos Estados Unidos) havia espionado diversas lideranças mundiais. Dentre elas a presidente Dilma Rousseff e a diretoria da Petrobras.<sup>14</sup>

Ainda pairam dúvidas sobre qual a participação do aparelho estatal dos Estados Unidos na operação lava jato, por exemplo, conforme diversas petições realizadas nos processos

---

<sup>11</sup>O governo Dilma Rousseff anunciou contingenciamento de gastos públicos. Foram R\$ 69,9 bilhões em retenções de despesas previstas, atingindo todos os 38 ministérios. O governo cortou R\$ 25,7 bilhões do limite de gastos do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) - quase R\$ 7 bilhões do programa habitacional Minha Casa Minha Vida. Em volume de recursos, três ministérios foram mais atingidos pela tesoura da equipe econômica, o Ministério das Cidades sofreu um corte total de R\$ 17,2 bilhões. Na Saúde, o corte chegou a R\$ 11,7 bilhões e na Educação, a R\$ 9,4 bilhões. Horas antes, o governo tinha publicado uma medida provisória elevando de 15% para 20% a alíquota da Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) cobrada dos bancos....o ministro Joaquim Levy pressionou internamente para elevar o corte a R\$ 78 bilhões.

<sup>12</sup> “Ao longo de 2015, foi rompida a “convenção do crescimento”, e foram adotadas medidas restritivas em todas as áreas, principalmente, na área fiscal, quando foi realizado um dos maiores ajustes fiscais da história recente, maior inclusive que os de 1999 e 2003.

<sup>13</sup> O Senado concluiu, em 31 de agosto, o impeachment de Dilma Rousseff, cassando o mandato da presidente, mas mantendo os seus direitos políticos. Foram 61 votos favoráveis e 20 contrários no julgamento.

<sup>14</sup> “As novas revelações do WikiLeaks mostram pela primeira vez os alvos específicos da NSA no Brasil. Em 2013, documentos vazados por Edward Snowden haviam revelado que milhões de e-mails e ligações de brasileiros e estrangeiros em trânsito no país foram monitorados. Snowden também revelou que as comunicações da Petrobras e de Dilma Rousseff eram espionadas.”.

judiciais oriundos daquela operação a respeito da colaboração de agentes americanos junto aos procuradores brasileiros.

O saudoso Paulo Henrique Amorim, de forma bem rápida e direta, como costumava realizar em suas “conversas afiadas” apresentava em prefácio a Saturnino Braga (2016):

Onde estão os nacionalistas de antanho? ... Sumiram ... E a direita, não! Foi direto ao ponto: entregar logo o pré-sal à Chevron. Saturnino faz também severa crítica ao udenismo interessado do Juiz Moro... De quebra, ele quebra a Petrobras, a Eletrobras e o acervo nacional de engenharia pesada – para entregar aos americanos. (Ou aos chineses (...)) O golpe vai ter pressa.

Pode demorar alguns anos, assim como aconteceu durante a ditadura militar, a partir da desclassificação de documentos sigilosos nos Estados Unidos e no Brasil, para entender a participação efetiva de governos estrangeiros no apoio à mudança de governo brasileiro e, da mesma forma, nos marcos regulatórios do acesso ao petróleo. As empresas internacionais alinhadas a interesses estratégicos geopolíticos, certamente, podem ter se beneficiado com essas iniciativas, e esse será o objetivo nos próximos capítulos, de demonstrar como as mudanças nos marcos legais criaram condições benéficas às indústrias estrangeiras no acesso ao Pré-Sal, concebido, a princípio como um grande meio para transformação da indústria do petróleo e gás controlados nacionalmente.

### **3. PRÉ-SAL BRASILEIRO**

O pré-sal, reserva de petróleo que se estende por 800 km pela plataforma continental brasileira, desde Santa Catarina ao Espírito Santo, distantes 200 km do litoral, entre 5 e 7 km abaixo do nível do mar, estimada entre 100 e 200 bilhões de barris recuperáveis de petróleo e gás, é considerada a maior descoberta do setor petróleo desde a segunda metade do século XX, conforme apresenta a Petrobrás, através seu sítio eletrônico:

O pré-sal é uma sequência de rochas sedimentares formadas há mais de 100 milhões de anos no espaço geográfico criado pela separação do antigo continente Gondwana. Mais especificamente, pela separação dos atuais continentes Americano e Africano, que começou há cerca de 150 milhões de anos. Entre os dois continentes formaram-se, inicialmente, grandes depressões, que deram origem a grandes lagos. Ali foram depositadas, ao longo de milhões de anos, as rochas geradoras de petróleo do pré-sal. Como todos os rios dos continentes que se separavam corriam para as regiões mais baixas, grandes volumes de matéria orgânica foram ali se depositando. À medida que os continentes se distanciavam, os materiais orgânicos então acumulados nesse novo

espaço foram sendo cobertos pelas águas do Oceano Atlântico, que então se formava. Dava-se início, ali, à formação de uma camada de sal que atualmente chega até 2 mil metros de espessura. Essa camada de sal depositou-se sobre a matéria orgânica acumulada, retendo-a por milhões de anos, até que processos termoquímicos a transformassem em hidrocarbonetos (petróleo e gás natural).

A área do pré-sal é definida pela Lei 12.351/10<sup>15</sup>, através seu art. 2º, inciso IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no anexo da Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico; o anexo da lei apresenta que esta área segue as seguintes coordenadas:

ANEXO		
POLÍGONO PRÉ-SAL		
COORDENADAS POLICÔNICA/SAD69/MC54		
Longitude (W)	Latitude (S)	Vértices
5828309.85	7131717.65	1
5929556.50	7221864.57	2
6051237.54	7283090.25	3
6267090.28	7318567.19	4
6435210.56	7528148.23	5
6424907.47	7588826.11	6
6474447.16	7641777.76	7
6549160.52	7502144.27	8
6502632.19	7429577.67	9
6152150.71	7019438.85	10
5836128.16	6995039.24	11
5828309.85	7131717.65	1

Figura 2 - Coordenadas Polígono Pré-sal  
Fonte: Anexo da Lei 12.351/2010

Esta localização ficou amplamente conhecida, através da representação gráfica disponibilizada pela Petrobras em seu sítio eletrônico, figura reproduzida abaixo:

<sup>15</sup> Lei 12.352 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.

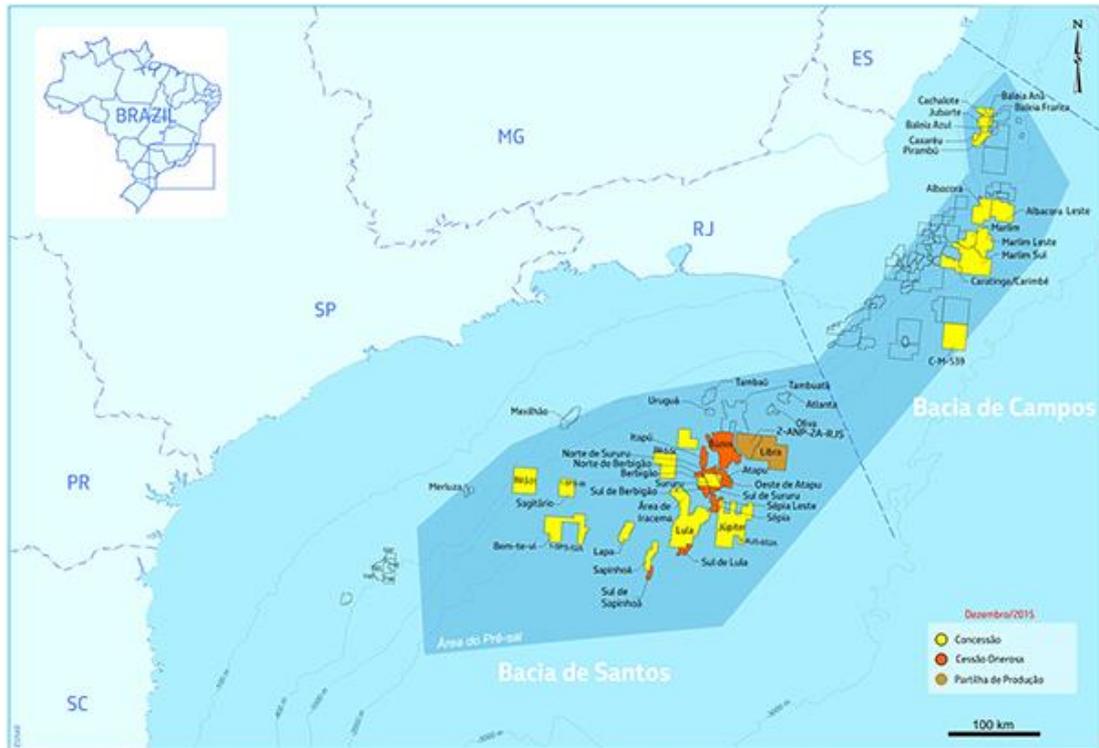


Figura 3 - Representação do Polígono do Pré-sal  
Fonte: Petrobras.

Tratando-se de volumes de petróleo, o Instituto Nacional de Óleo e Gás da Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ) através ensaio de Cleveland Jones e Hernane Chaves, apresenta que esta área poligonal, contém entre 176 e 273 bilhões de barris recuperáveis de petróleo e gás natural (barris de óleo equivalente), e que são citados por diversos autores tais como Luciano Ponte e Charles Pacheco (2015) em seu ensaio - A defesa do Ouro Negro da Amazônia Azul .

Sobre a produtividade dos poços, o pré-sal brasileiro já figura como a região produtora que tem a maior produtividade inicial por poço do mundo. Observe no gráfico abaixo elaborado pela Sandra and Goddard, 2016, New reservoir-quality index forecasts field well-productivity worldwide, Oil & Gas Journal, 7 p, e utilizado pela própria PPSA.

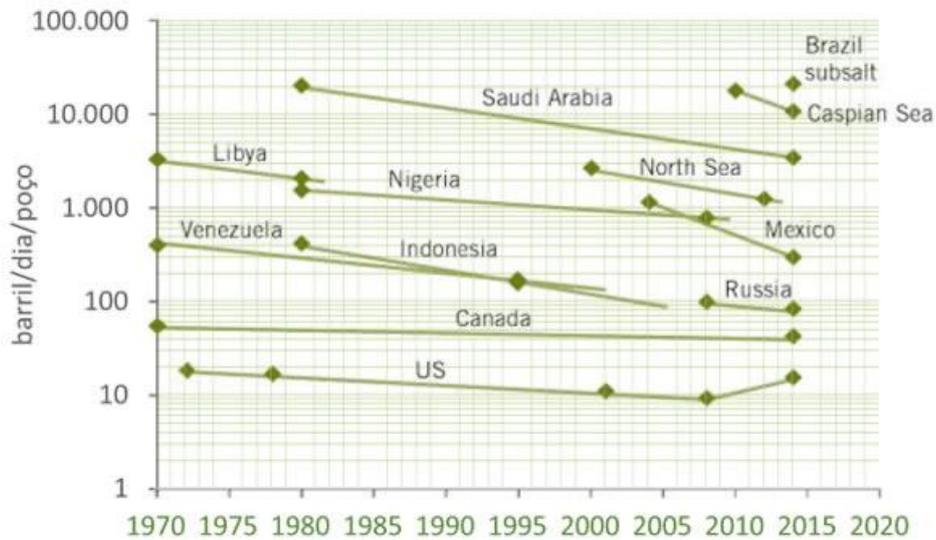


Figura 4 - Produtividade de Campos de Petróleo no Mundo  
Elaboração: Sandra e Goddard

Para ter uma ideia da produtividade do pré-sal, os seus 10 maiores poços produtores produzem acima de 30 mil barris por dia, um dos exemplos é o poço 7-BUZ-10-RJS do campo de Búzios, que teve uma média de 66,51 mil boe/d em Junho de 2021.

### 3.1. CONSIDERAÇÕES SOBRE O PRÉ-SAL

Descoberta desta magnitude trouxe e continuará a trazer, grandioso interesse internacional sobre o Brasil, assim como apresenta desafios não menores diante a possibilidade de utilização, “apropriação e (...) distribuição das rendas derivadas da exploração desses hidrocarbonetos”, de seus reflexos ambientais, investimentos e retornos financeiros, desenvolvimento tecnológico e reestruturação geopolítica energética.

O pré-sal apresenta-se como condutor da inserção estratégica do Brasil no tabuleiro das nações centrais do mundo, assim como mola propulsora para um desenvolvimento interno sócio-econômico que alavancaria a indústria, o setor energético, de ciências e tecnologias.

Observa-se que o pré-sal brasileiro trouxe, e ainda trará, debates de variados temas, ensejando transformações sem precedentes nas estruturas políticas e regulatórias diante das transformações ideológicas e jurídicas e sem dúvidas impactos econômicos e produtivos positivos ou negativos para o Brasil e os brasileiros, para a utilização de seu território, seja em

terra ou plataforma continental marítima e zona de exploração econômica, já que na disputa estão de um lado visões conservadora, neoliberal e privatista e do outro lado uma visão nacional-desenvolvimentista, com a participação de inúmeros atores, desde o Estado à empresas privadas, passando por entidades de classe e organizações civis.

Esperava-se que esta descoberta e sua respectiva exploração contribuísse de forma definitiva para o desenvolvimento do setor petróleo brasileiro gerando cadeias industriais e de pesquisa que colocassem o Brasil numa rota de industrialização através o encadeamento industrial baseado nas demandas para desenvolvimento do pré-sal que tornassem o país autossuficiente industrialmente, colocando o país num papel de player energético no sistema internacional, disputando e inserindo-se entre o rol de nações desenvolvidas econômica e tecnologicamente, afastando-o da máxima moderna em que países com abundantes recursos minerais sofrem com menores níveis de desenvolvimento, vacinando-o contra a “maldição dos recursos naturais” comumente conhecido como doença holandesa<sup>16</sup>, assim como assinalam o INEEP (op. cit.):

A intensificação da exportação de óleo e gás, por exemplo, pode provocar uma sobrevalorização cambial e uma subsequente diminuição dos preços relativos de bens importados, favorecendo o consumo em detrimento da produção nacional. Esse efeito negativo sobre a estrutura produtiva seria ainda acompanhado de redução da diversificação produtiva, perda de competitividade do parque empresarial do país, alta instabilidade na arrecadação fiscal e baixa capacidade de geração de empregos diretos, piorando a distribuição de renda e, portanto, intensificando a desigualdade.

O controle da exploração dos recursos naturais é condição crucial para um Estado se desenvolver social e economicamente. Este controle é necessário para que possa este conciliar o desenvolvimento através exploração e produção sem que este seja predatório, nos diversos aspectos, sejam ambientais, sejam econômicos, sem que agentes não estatais, por interesses exclusivamente financeiros e privados, coloquem em risco a segurança energética interna e a própria segurança nacional, para que de fato possa ser estabelecido um projeto soberano para seu povo. Mais uma vez assinalam o INEEP (ibidem), exemplificando com nações como Noruega, Austrália e Canadá, que detém abundantes recursos naturais e são países altamente desenvolvidos:

---

<sup>16</sup> Segundo a United Nations Conference on Trade and Development (Unctad), a doença holandesa “se refere a uma situação na qual a descoberta de novos recursos naturais de um país ou um boom nos preços de tais recursos conduz a uma apreciação real da moeda do país, o que, por sua vez, pode dificultar o crescimento do setor manufatureiro ou de outros bens comercializáveis”.

A maldição dos recursos naturais não é um problema intrínseco às commodities, é sim uma decorrência de um certo tipo de economia política que bloqueia o exercício de uma governança capaz de gerir da melhor forma os frutos da renda petrolífera.

Ainda com entendimento semelhante sobre controle da exploração de recursos minerais mas ampliando para o estabelecimento de uma cadeia de desenvolvimento industrial alavancado por políticas públicas, em especial por uma política de conteúdo local, na tentativa de afastar a maldição dos recursos no Brasil, Xavier Junior (2012) em seu ensaio sobre políticas de conteúdo local apresenta em suas conclusões que, para afastarmos o Brasil da maldição dos recursos, era necessário inserir o país num “processo de aprendizagem... [de] políticas públicas brasileiras voltadas à promoção de conteúdo local deveriam se concentrar em fortalecer setores empresariais intensivos em tecnologia em que o Brasil possa assumir liderança internacional devido ao seu pioneirismo, como aqueles ligados às atividades de E&P em águas ultraprofundas e na camada pré-sal.” Desde que balizadas por alguns fatores: “i) prestação de contas e responsabilização; ii) métrica; iii) eficiência; iv) disseminação de informação; v) conhecimento sobre desdobramentos; vi) financiamento; vii) política ativa de P&D; e viii) tributação.”

Devido às características da recente descoberta no que refere-se a sua localização, primaz seria estabelecer um maior controle de sua zona de exploração econômica na plataforma continental do Atlântico Sul, haja vista a transformação daquela apenas navegável região para agora uma extensa área extremamente estratégica, que hora é intensamente desejada por economias internacionais. Possivelmente não ao acaso, depois de 58 anos, a Marinha dos Estados Unidos reativou sua Quarta Frota para patrulhar os mares da América Latina em 2008, logo após a descoberta do pré-sal.

Neste sentido, diante do apresentado até aqui, ficará mais fácil compreender a resolução número 06 de 2007 do CNPE, que naquele momento onde ainda desconhecido a totalidade do potencial, mas que através dos poços perfurados e testados até aquele momento já apresentavam potencialidades de campos supergigantes (volume recuperável acima de 5 bilhões de barris de óleo equivalente) e confirmados posteriormente, conforme declaração de comercialidade apresentada à ANP pela Petrobrás em 2010 dos campos de Tupi (Lula) e Cernambi. Em nota, o consórcio operado pela Petrobras (2010) informa que os dois campos fazem parte do Bloco BMS-11 e que as reservas somam um total de 8,3 bilhões de barris de petróleo e gás, sendo 6,5 bilhões no Campo de Lula e 1,8 bilhão no Campo de Cernambi:

O Campo de Lula será o primeiro campo supergigante de petróleo do país [volume recuperável acima de 5 bilhões de barris de óleo equivalente], e o Campo de Cernambi está entre os cinco maiores campos gigantes [volume recuperável acima de 500 milhões de barris de óleo equivalente] do Brasil.

#### **4. MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL – 2010**

O marco regulatório do pré-sal, assim considerado, foi uma série de mudanças e incorporações legais no setor petróleo, destinados à regulação da área denominada pré-sal e outras áreas petrolíferas consideradas estratégicas, para que o país pudesse absorver parte dos benefícios provenientes da exploração daquela nova fronteira de reservas de petróleo nacionais, compreendidas nas leis:

- 12.276/2010 (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);
- 12.304/2010 (Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências);
- 12.351/2010 (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);

Aqui também cabe referência a Lei 12.734/2012 pois apesar de ter sido promulgada dois anos depois e já apresentar algumas modificações neste mesmo marco, modifica as Leis nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para determinar novas regras de distribuição entre os entes da Federação dos royalties e da participação especial devidos em função da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, e para aprimorar o marco regulatório sobre a exploração desses recursos no regime de partilha, já era fruto de debates ao tempo do marco regulatório.

Em resumo podemos apresentar 4 eixos principais que nortearam e se concretizaram como marco regulatório do pré-sal : a) Regime de Partilha; b) Criação da estatal Petro-Sal; c) instituição do Fundo Social, e d) a capitalização da Petrobras;

Objeto de grande debate, foram realizadas centenas de audiências públicas por todo o país, nas esferas municipais, estaduais e federal, tendo este autor participado de algumas delas,

entre audiências públicas nas câmaras de vereadores de diversas cidades brasileiras, assembleia legislativa de estados da federação e na câmara federal em audiências públicas e sessões de comissões temáticas e de plenária na câmara de deputados e do senado, já que à época coordenava o grupo de trabalho destinado aos estudos do pré-sal pelo Sindipetro Bahia, e integrava o grupo de mobilização nacional da FUP - Federação Única dos Petroleiros, numa campanha denominada “O Petróleo tem que ser nosso”, tendo inclusive realizado abaixo-assinado popular na tentativa de proposição de projeto de lei que visava a reestatização da Petrobras e a retomada do monopólio estatal, em virtude das descobertas do pré-sal e das possibilidades que esta descoberta apresentava à nação.

Os debates versavam sobre: a) Regime contratual ou Fiscal<sup>17</sup> b) Fiscalização e controle da nova província; c) Estabelecimento de um Fundo Soberano; d) Fortalecimento da Petrobras; Sendo que a partir destes, os debates foram ocorrendo e desenvolvendo-se, até chegar aos eixos já apresentados e por fim sedimentados no marco legal.

Os diversos atores criaram grupos de trabalho, confrontaram proposições, debateram publicamente, apresentaram propostas, até o Governo apresentar suas propostas ao Congresso e aprovar três leis que ficaram conhecidas como marco regulatório do pré-sal.

Dentro deste universo de inúmeras audiências, pode-se destacar as realizadas pelo Congresso Nacional, na Câmara e no Senado Federal, que condensou grande debate sobre o tema, recebendo proposições das diversas esferas, sejam governamentais, sociedade civil organizada, entidades de classe, partidos políticos e iniciativa privada, sendo que 4 projetos de lei foram enviados pelo executivo para apreciação do congresso.

O Senado federal brasileiro, através Comissão de Serviços de Infraestrutura, publicou relatório sobre quatro audiências públicas realizadas pela casa legislativa com o intuito de

---

<sup>17</sup> “É o conjunto de regras que determina o funcionamento da relação entre os agentes existentes na indústria petrolífera, sendo os principais: Estado: governo do país onde ocorre a atividade de exploração e produção; NOC (National Oil Company): companhia de petróleo estatal do país onde ocorrem as atividades de E&P13. A NOC pode ser usada como ponto focal do governo para relacionamento com os operadores estrangeiros; Operador/Consórcio operador: uma ou mais empresas que, em sociedade, exercem as atividades de exploração e produção de petróleo.” Lucchesi, Rodrigo Dambros. Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo / Rodrigo Dambros Lucchesi - Rio de Janeiro: UFRJ, COPPE, 2011.

aprofundar à discussão sobre o Marco Regulatório do Pré-Sal e pautado nos temas apresentados pelos 4 projetos de lei enviados ao Congresso de iniciativa do Executivo Federal.

Sobre o regime contratual, o referido relatório apresenta já em sua introdução entendimento sobre a adequação do modelo de Partilha, apresentando que este seria o melhor, em virtude do baixíssimo risco exploratório e maior previsibilidade operacional, características da região do Pré-Sal. Com menores riscos e maiores perspectivas operacionais, o Estado pode cobrar mais dos investidores, já que estes terão maiores certezas do retorno de seus investimentos.

Para isto foi analisado comparativamente diversas situações e exemplos internacionais referente ao tratamento contratual e a relação com a situação de reservas e produção, sem desconsiderar o contexto político e geopolítico ao qual estavam imersos alguns países utilizados como paradigmas para a avaliação da pertinência ou adequação de um ou outro modelo, à singularidades impostas pelo pré-sal. Observe no quadro a seguir (Dourado, 2010) simplificado, mas que transmite a ideia central e o funcionamento dos modelos:

Sistemas	Modelos		Como funcionam os modelos	Direitos exclusivos de exploração e produção	Proprietário da Produção
Concessão	Concessões (Concessions ou CA)		Empresas privadas adquirem, nos leilões de concessão, licenças que lhes dão o direito de explorar o petróleo por sua conta e risco. Todo o produto extraído é de propriedade das empresas, mas elas são obrigadas a pagar impostos e royalties.	Empresa	Empresa
Contrato	Partilha de produção (Production-sharing contracts ou PSC)		A empresa estatal se associa a companhias privadas para cuidar da prospecção. É o investidor privado que assume o risco, e como remuneração, em caso de sucesso, ele recebe uma partilha do produto obtido.	Governo	Governo e Empresa
	Contrato de Serviço (Service Contracts ou SC)	Simple	A empresa privada produz e o Estado indeniza ou paga por barril produzido.	Governo	Governo
		Contrato de Risco (Risk-service agreements)	Com ou sem risco para o concessionário. Este não possui qualquer título sobre o petróleo extraído.		

Figura 5 - Regimes, Modelos Contratuais e Como Funcionam  
Elaboração: Dourado (2010)

Na sequência observe também alguns locais onde são utilizados os diversos sistemas, destacado o Brasil nas colunas para melhor compreensão, já que àquele momento o país apresentava 14 bilhões de barris em reserva. O quadro foi de elaboração de Abreu:

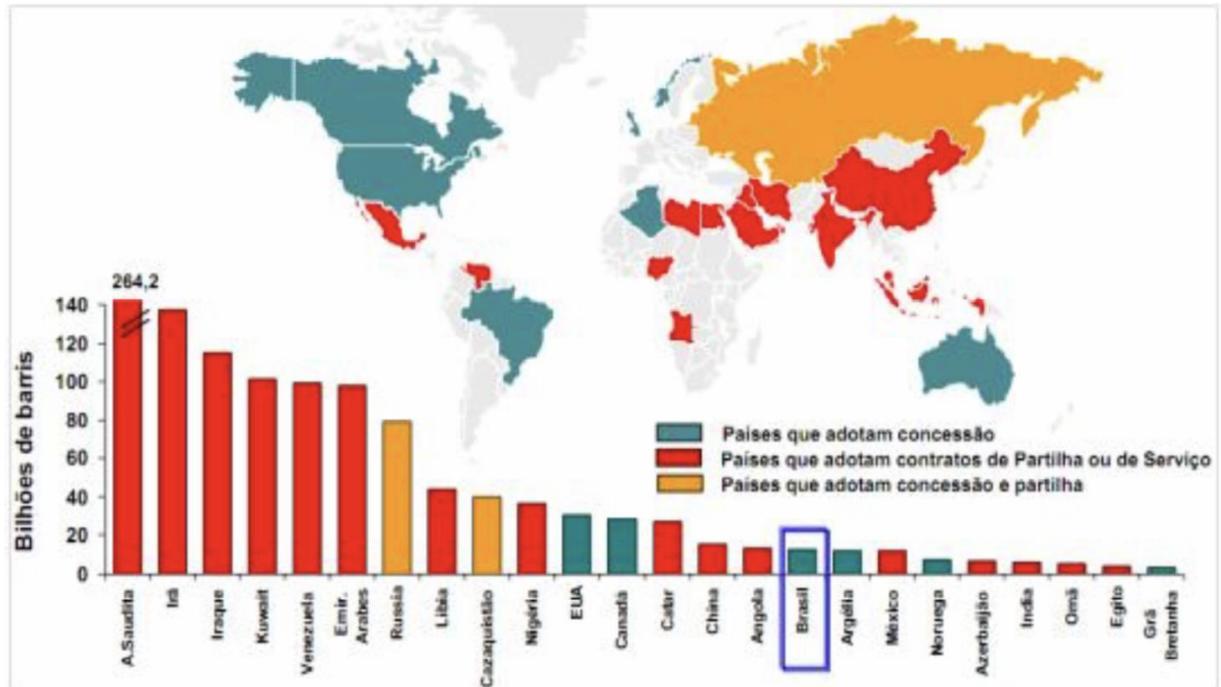


Figura 6: Regimes e Modelos Contratuais no Mundo  
Elaboração: Abreu (2012)

A partir do gráfico apresentado é fácil compreender que países com grandes reservas absolutas ou relativas (população, demanda e utilização energética) tendem a exercer sistemas de contrato por Partilha ou Serviços<sup>18</sup>, permitindo uma maior participação no exercício de controle de suas reservas e produção através do Estado em comparação ao sistema de Concessões<sup>19</sup>, as quais a propriedade das reservas e a produção é transferidas aos particulares,

<sup>18</sup> Neste tipo de contrato as atividades de E&P desempenhadas são caracterizadas como uma prestação de serviço pelo contratado (empresa que vai realizar as atividades) e o contratante (governo do país). A companhia contratada não possui direito nem sobre as reservas e nem sobre a produção de petróleo que venha a ser descoberto. Existem dois sub-tipos de contrato de serviço: o contrato de serviço com cláusula de risco (“Risk Services Contract”) e o contrato de serviço puro (“Pure Service Contract”) (JOHNSTON, 1994). No primeiro, o pagamento pelos serviços prestados é baseado no lucro do empreendimento, ou seja, se após as atividades de exploração não for encontrado petróleo, a contratada, que arcou com todas as despesas por sua própria conta e risco, não será remunerada. Ao passo que, no segundo caso, a contratada é remunerada de maneira previamente acordada independente de o empreendimento ter sido bem sucedido ou não. O pagamento pode ser em moeda (cash) ou em petróleo (kind). Esta modalidade de regime fiscal encontra-se atualmente em menor uso, sendo utilizada principalmente no Irã, México, Bolívia e Venezuela. Lucchesi, 2011.

<sup>19</sup> O regime de Concessão (citado também como “Royalty & Tax system” na literatura estrangeira) confere às empresas petrolíferas o direito de exercer as atividades de exploração e produção em uma determinada área ofertada ou licitada pelo Estado, por um tempo determinado, sob seu próprio risco, sendo, em caso de êxito, o óleo e o gás extraídos de sua propriedade, bastando que paguem compensação financeira ao Estado (OLIVEIRA, 2010 Apud Lucchesi)

cabendo ao Estado apenas a tributação, sistema mais utilizado em locais com maiores riscos exploratórios.

Com o advento do pré-sal, a redução dos riscos exploratórios, o volume gigantesco de reservas assim como da produtividade, os debates foram tendendo ao estabelecimento de sistema de contrato de Partilha<sup>20</sup>, mesmo diante de proposições para estabelecimento do Contrato de Serviços e até proposições de revisão para o reestabelecimento do monopólio da exploração e produção de petróleo, como a proposta da Federação Única dos Petroleiros (FUP)<sup>21</sup>, que entre outros pontos apresentava a necessidade do fim das rodadas de licitações e retomada dos blocos petrolíferos que já tinham sido leiloados; estabelecer a Petrobrás como executora do monopólio; Estabelecimento de Fundo Social Soberano (com controle social) para garantir que os recursos gerados pelo petróleo sejam investidos em políticas públicas voltadas para as necessidades do povo brasileiro (previdência, saúde, educação, habitação, reforma agrária, trabalho, etc) e no incremento de fontes alternativas de energia renovável e limpa; reincorporação de subsidiárias da Petrobras transformando-a em empresa 100% estatal e pública; mudanças no papel da ANP.

O monopólio operacional, exercido pela Petrobras nos contratos de partilha foi tema central nas audiências, assim como era central para o estabelecimento do novo marco regulatório, já que esta condição era basilar para o desenvolvimento de outras obrigações e

---

<sup>20</sup> Neste modelo, o Estado tem um papel mais atuante e participativo na condução das operações de E&P, pois é o detentor dos recursos minerais (conforme mencionado anteriormente) e participa diretamente das operações, seja através da presença de uma empresa estatal no consórcio, seja através da presença de membros do governo no comitê operacional que se reúne para a tomada das principais decisões. O Contrato de Partilha da Produção (PSC) é celebrado entre uma empresa ou consórcio de empresas e o Estado (diretamente ou através de sua NOC). Este regime, como o nome diz, prevê a divisão do petróleo produzido entre as empresas do consórcio operador e o Estado. A partilha de produção pode ocorrer tanto na forma física, quando cada sócio retira sua parcela de petróleo em espécie, ou de forma financeira, com a divisão da receita oriunda da comercialização do petróleo. *Ibidem* página 22.

<sup>21</sup> Comissão de Direitos Humanos aprova sugestão legislativa apresentada pela FUP. A proposta da Federação Única dos Petroleiros (FUP) e movimentos sociais de controle público de todo o petróleo e gás do Brasil, através da Petrobrás 100% estatal, agora é projeto de lei também no Senado Federal. A proposta foi apresentada pela FUP à Comissão de Direitos Humanos e Legislação Participativa do Senado (CDH), no dia 26 de agosto, como Sugestão Legislativa, tendo como relator o senador Paulo Paim (PT/RS). Nesta quarta-feira, 04/11, a sugestão dos movimentos sociais foi aprovada pelos senadores, em reunião extraordinária da Comissão, transformando-se em Projeto de Lei da CDH. O texto preserva a íntegra do Projeto de Lei 5891/09, construído coletivamente pela FUP e movimentos sociais, que deu entrada na Câmara dos Deputados Federais no dia 27 de agosto, apresentado pelo deputado Fernando Marroni (PT/RS) e subscrito por mais 23 parlamentares. O PL 5891/09 está tramitando na Câmara conjuntamente com o projeto do Poder Executivo que estabelece o modelo de partilha para exploração do pré-sal e a Petrobrás como operadora única dos blocos. O projeto dos movimentos sociais resgata os principais pontos da Lei 2004/53, que criou a Petrobrás e estabeleceu o monopólio da União sobre o setor.

garantias legais, que permitiriam um maior controle das reservas, da produção e também de políticas públicas de conteúdo local para através da escala contratual por uma única contratante, fosse possível desenvolver uma cadeia industrial interna e nacional, que através de uma curva de aprendizagem, pudesse afastar o mal dos recursos naturais, doença holandesa, através da exploração do pré-sal. Em outras palavras, a Petrobras por lei teria garantido presença na reserva, prospecção e na produção de no mínimo 30% do Pré-Sal, permitindo a participação em consórcios que viessem a ser contratados sob o regime de partilha.

Os debates sobre o estabelecimento de um fundo baseavam-se na ideia de que a exploração de recurso tão valioso para o país não deveria se restringir a trazer benefícios pontuais, mas sim propiciar que gerações futuras também tivessem acesso e fosse beneficiadas das riquezas geradas pela exploração do pré-sal, através investimento público em programas e projetos para o desenvolvimento econômico, social, infraestrutura, rodovias, ciências, tecnologia, saúde, saneamento básico, educação, redução das desigualdades. Além de questões de segurança econômica e cambial, para garantir uma balança que não permitisse uma valorização excessiva da moeda comprometendo a competitividade da nossa indústria e economia.

Num quarto eixo de necessidades apresentadas pela nova disposição destas reservas supergigantes, estaria a necessidade de capitalizar a Petrobras, dando condições financeiras para que fizesse frente aos desafios operacionais do Pré-Sal. Em razão desta necessidade, surgiu o processo de Capitalização da Petrobrás através oferta de ações da empresa ao mercado com opção de compra e acompanhamento da posição acionária do acionistas em conjunto com o contrato da Cessão Onerosa à Petrobras, tendo a União cedido, através contrapartida pecuniária da empresa, 5 bilhões de barris de petróleo exploráveis no pré-sal.

Como rapidamente mencionado, não pode-se deixar de pontuar o debate que era constante sobre a distribuição dos royalties oriundos da exploração do óleo do Pré-Sal, já que grande sentimento tomava corpo por uma maior descentralização na distribuição, recaindo sobre os estados e municípios produtores, que faziam grande coro contrário. O debate foi tão acirrado, que o tema da distribuição dos royalties, apesar de ser tratado na lei 12.351, só chega a um denominador comum dois anos depois com o advento da lei 12.734/2012, que estipularia

as novas regras de distribuição dos royalties, configurando já uma primeira atualização do marco regulatório.

Não há de considerar este adendo como ruptura, como ocorre com outras modificações após 2016, pois já estava presente quando debatido e discutido o marco em 2010, restando algumas divergências entres entes federativos, o que arrastou a definição para 2012, que assim solidificou a distribuição dos royalties de 15%, quando a produção ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva :

- 22% para os Estados confrontantes;
- 5% para os Municípios confrontantes;
- 2% para os Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outro hidrocarboneto fluido, na forma e critérios estabelecidos pela ANP;
- 24,5% para constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, cujo rateio obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal – FPE, de que trata o art. 159 da Constituição;
- 24,5% para constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios, cujo rateio obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Municípios – FPM, de que trata o art. 159 da Constituição;
- 22% para a União, a ser destinado ao Fundo Social, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo.

Apresentada a expectativa que rondava o pré-sal através de suas perspectivas produtivas e retorno econômico para o Brasil e às necessidades legais para que estas perspectivas se concretizassem, o marco legal foi aprovado. Faz-se necessário apresentar quais foram essas mudanças e novidades legais.

#### **4.1. A LEI 12.276/2010 - CESSÃO ONEROSA**

A Lei 12.276/2010, autorizou a União a ceder, onerosamente ou seja por meio de pagamento (por isso a denominação Cessão Onerosa), diretamente à Petrobrás reserva equivalente a 5 bilhões de barris de petróleo para que esta realizasse a exploração, sem exigência de licitação, leilão ou outro instituto de certame público que ensejasse disputa ou permitisse acesso a outras empresas, recepcionando a previsão da Emenda Constitucional n.

9<sup>22</sup>, que modificando o Inciso I e o parágrafo 1º do art. 177<sup>23</sup> da CF. 88, já permitia à União a contratação com empresas estatais e privadas para exploração de petróleo.

Art. 1º Fica a União autorizada a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, dispensada a licitação, 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, em áreas não concedidas localizadas no pré-sal.  
 § 1º A Petrobras terá a titularidade do petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos produzidos nos termos do contrato que formalizar a cessão definida no caput.  
 § 2º A cessão de que trata o caput deverá produzir efeitos até que a Petrobras extraia o número de barris equivalentes de petróleo definido em respectivo contrato de cessão, não podendo tal número exceder a 5.000.000.000 (cinco bilhões) de barris equivalentes de petróleo.”

A norma estabeleceu expressamente a proibição da Petrobras transferir quaisquer direitos oriundos do contrato da cessão onerosa, em seu o Art. 1º, §6º - “A cessão de que trata o caput é intransferível”.

A disposição “Onerosa” trás a obrigatoriedade de pagamento pela Petrobras para que pudesse exercer o direito de explorar estes 5 bilhões de barris de petróleo. A forma está descrita no Art. 9º:

Fica a União autorizada a subscrever ações do capital social da Petrobras e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal. Parágrafo único. Fica a União autorizada, a critério do Ministro de Estado da Fazenda, a emitir os títulos de que trata o caput, precificados a valor de mercado e sob a forma de colocação direta.

À época, a União ficou credora da Petrobras o equivalente a US\$ 42,533 bilhões (R\$ 74.807.616.407,00) já que o valor negociado por barril de petróleo em reserva foi estipulado em média em US\$ 8,50, conforme apresenta Lima (2010), em Nota Técnica de análise do contrato de Cessão Onerosa destinado ao Congresso Nacional. Acompanhe tabela com o descritivo das áreas cedidas, suas respectivas reservas e valores:

<sup>22</sup> CF. 88 Art. 177. § 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei.

<sup>23</sup> Art. 177. Constituem monopólio da União: I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

Nome	Tipo do bloco	Volume da Cessão Onerosa (mil barris de óleo equivalentes)	Valor do Barril (US\$ /boe)	Valoração da Cessão Onerosa (US\$ mil)
Sul de Tupi	Definitivo	128.051	7,85	1.005.197
Florim	Definitivo	466.968	9,01	4.207.380
Nordeste de Tupi	Definitivo	427.784	8,54	3.653.275
Peroba	Contingente	-	8,53	
Sul de Guará	Definitivo	319.107	7,94	2.533.711
Franco	Definitivo	3.056.000	9,04	27.644.320
Entorno de Iara	Definitivo	599.560	5,82	3.489.437
TOTAL		4.999.469		42.533.320

Figura 7: Blocos, Volumes e Valores da Cessão Onerosa  
Elaboração: Lima 2010.

Para apresentar de forma suscita o complexo procedimento realizado na capitalização da Petrobras e da cessão onerosa, vejamos Santos (2018):

Como a União não dispunha de recursos para esse aporte, e a Petrobrás necessitava aumentar a sua capacidade de alavancagem para as suas operações, elaborou-se uma complexa operação por meio da qual a União, titular dos direitos de exploração do petróleo (monopólio estatal), repassaria à Petrobrás um determinado volume de petróleo a ser extraído da área do Pré-sal, sem licitação, e sem sujeição ao regime de concessão (Lei 9.478/97). Em troca, a Petrobrás pagaria, à União, por essa cessão, preferencialmente mediante títulos do Tesouro, o seu valor a preços a serem estabelecidos em contrato. A União, por sua vez, foi autorizada a subscrever ações da Petrobras, e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal. Assim, os títulos a ela destinados pela Petrobrás retornariam à empresa em troca das ações a serem emitidas.

Destaca-se outro importante dispositivo, também previsto na norma, que foi a obrigação de constar no contrato da cessão onerosa já os índices de Conteúdo Local<sup>24</sup> a serem utilizados.

Art. 2º O contrato que formalizará a cessão de que trata o art. 1º deverá conter, entre outras, cláusulas que estabeleçam:

<sup>24</sup>Conteúdo local: Percentual dos investimentos totais realizados pelo operador na área de concessão que se referem a Bens de Produção Nacional e Serviços Prestados no Brasil. (ANP) Conteúdo Local: 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. (Lei 12.351/2010 Art 2º, Inciso VIII.)

III - valores mínimos, e metas de elevação ao longo do período de execução do contrato, do índice de nacionalização dos bens produzidos e dos serviços prestados para execução das atividades de pesquisa e lavra referidas no caput do art. 1º;

Os índices de conteúdo local na etapa de desenvolvimento de produção previstos foram:

- 55% para os módulos da etapa de desenvolvimento que iniciarem a produção até 2016;
- 58% para os módulos da etapa de desenvolvimento que iniciarem a produção entre 2017 e 2019;
- 65% para os módulos da etapa de desenvolvimento que iniciarem produção a partir de 2020.”

Totalizando durante a fase de exploração o percentual global dos investimentos locais de no mínimo 37% (trinta e sete por cento) e para a etapa de desenvolvimento de produção, o percentual médio global do conteúdo local de no mínimo, 65% (sessenta e cinco por cento), (Sousa, 2011).

O contrato da Cessão Onerosa também previa revisão de alguns itens contratuais. Os itens passíveis de renegociação expressos na lei são:

- a) o próprio valor do contrato;
- b) o volume máximo;
- c) o prazo de vigência;
- d) os percentuais mínimos de conteúdo local.

A revisão de preços e volumes será dada após a última declaração de comercialidade<sup>25</sup> dos campos. A declaração de comercialidade deve ser apresentada seguindo todos os protocolos exigidos pela ANP.

Durante a vigência da fase de exploração, o operador poderá, a seu critério, efetuar a Declaração de Comercialidade (DC) de uma área já avaliada segundo um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) aprovado pela ANP. Caso ainda não tenha sido enviado à ANP o Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (RFAD) justificando a proposta de área a ser retida para desenvolvimento, este relatório deverá acompanhar a Declaração de Comercialidade. A Declaração de Comercialidade deverá ser enviada por meio do processo administrativo pré-existente do PAD no Sistema Eletrônico de Informações (SEI) de acordo com as determinações da Resolução ANP nº 845/20121 e da parte III do respectivo Regulamento Técnico, contendo no mínimo os seguintes tópicos: 1 - Carta de encaminhamento. 2 - Tabela contendo as coordenadas dos vértices do polígono que define a área de

<sup>25</sup> Após a avaliação de uma descoberta através de um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) aprovado pela ANP, pode o concessionário ou contratado decidir unilateralmente pela viabilidade econômica da produção da acumulação avaliada e apresentar à ANP uma Declaração de Comercialidade, com a consequente criação de um campo de petróleo ou gás. Esta deverá seguir as determinações contidas em “Orientações a concessionários/contratados” e somente terá efetividade após a aprovação, pela ANP, do Relatório Final de Avaliação de Descoberta (RFAD), no qual o concessionário ou contratado deve demonstrar que a área do PAD foi efetivamente avaliada de forma a embasar a declaração.

desenvolvimento, utilizando coordenadas geográficas datum SIRGAS-200. Apresentar em forma digital os dados da tabela mencionada, em arquivo editável, compatível com as extensões .txt ou .xls. 3 - Tabela contendo os recursos de petróleo, gás natural e/ou condensado, de acordo com o artigo 30 da Resolução ANP nº 845/2021. Caso a área declarada comercial envolva mais de uma jazida, em termos estratigráficos ou geográficos, os volumes devem ser discriminados separadamente. 4 - Tabela com as seguintes informações: nome do contrato, bloco, nome proposto para a área de desenvolvimento, sigla proposta para o campo, nome do poço descobridor, documento que aprovou o PAD e data de aprovação do PAD. 5 - O nome da área de desenvolvimento será sugerido pelo contratado da seguinte forma: no ato da Declaração de Comercialidade, o contratado denominará a área de desenvolvimento utilizando-se de nomes de animais da fauna terrestre brasileira, quando se tratar de áreas em terra, ou nomes de animais da fauna marinha, quando se tratar de áreas no mar. A sigla deverá conter duas a quatro letras relacionadas ao nome escolhido para a área de desenvolvimento. O nome e a sigla do campo propostos serão analisados pela ANP para evitar repetição destes atributos. Caso o nome e/ou a sigla sejam rejeitados, o contratado será solicitado a apresentar uma nova denominação. Em caso de impasse, a ANP definirá o nome e a sigla do campo. 6 - Texto resumindo os resultados obtidos em cada método de avaliação da descoberta (geofísica, novos poços, teste de poço e outros métodos) e a análise econômica preliminar, apresentados por completo no RFAD, e a conclusão final sobre a avaliação da descoberta, incluindo as justificativas para a Declaração de Comercialidade. 7 - Mapas de cada acumulação apropriada no PAD e ora declarada comercial. Os contornos de cada acumulação (projeção horizontal de seus limites) deverão ser encaminhados apenas em mídia digital gravada em formato "shapefile"(.shp). Tendo o contratado decidido pela Declaração de Comercialidade, para o caso em que a mesma jazida se estenda por áreas associadas a contratos distintos, deverá ser encaminhada uma declaração para cada contrato, criando-se assim áreas de desenvolvimento distintas. Nesse caso, a área de desenvolvimento principal deverá ser denominada conforme art. 33 da Resolução ANP nº 845/2021. Para as demais áreas, sugerimos adotar a mesma denominação da área de desenvolvimento/campo principal, acrescida de uma direção. Exemplo: Atobá, Atobá Norte e Atobá Nordeste. Caso a Declaração de Comercialidade seja parcial e ainda houver prazo para o término da avaliação da área remanescente do PAD, deverá ser especificado no ato da Declaração de Comercialidade se esta área remanescente continuará sob avaliação ou se a mesma será devolvida.

Para além de compor o grande processo de capitalização da Petrobras, o contrato da Cessão Onerosa foi, e é, de grande viabilidade econômica para a estatal, já que há apenas mais uma contrapartida além do pagamento realizado pela propriedade do petróleo e gás natural que venham a ser produzidos por ela, que seriam os royalties. Este contrato é a síntese de como o legislador pátrio àquela época entendia a importância da Petrobras para o país, assim como de uma política de conteúdo local e uma maior participação e controle pelo Estado na estatal petrolífera brasileira. Pagar apenas 10% de Royalties, numa área com a capacidade produtiva e com o gigantesco volume (5 bilhões de barris), mesmo observado o "binômio baixo risco exploratório-elevado potencial produtivo", uma condição sem igual na indústria do petróleo, avançando ainda na participação pelo Estado Brasileiro no capital social da empresa. Já que atendia à vontade e o entendimento do governo à época que era o fortalecimento da Petrobrás e da União. E por isso reforçaremos à frente, concordamos com Sauer e Estrella (2019), quando apresentam que melhor ainda para o país seria a contratação direta da Petrobras via Contrato de

Serviços. Razão pela qual alertamos mais uma vez, sobre os prejuízos que possam ser impostos ao Brasil caso o PLC 78/18, em tramitação no Senado Federal, de origem do PL 8.939, de 2017, do deputado José Carlos Aleluia (DEM-BA) seja aprovado.

Estes royalties são pagos mensalmente, correspondendo a 10% da produção de cada campo.

Art 5º § 1º A parcela do valor dos royalties que representar 5% (cinco por cento) da produção será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei 7.990/89.

§ 2º A parcela do valor dos royalties que exceder a 5% (cinco por cento) da produção será distribuída nos termos do Inciso II do art. 49 da Lei 9.478/97.

Não custa trazer a tempo que já em 2011, Francisco José Rocha de Sousa, Consultor Legislativo da Área XII Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos da Câmara dos Deputados, em ensaio A CESSÃO ONEROSA DE ÁREAS DO PRÉ-SAL E A CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRÁS, destinado aos deputados da casa, já observava em relação aos royalties e à ausência de participação especial:

É importante consignar que o legislador optou por manter a proposta do Poder Executivo (O PL no 5.941/2009, de autoria do Poder Executivo, não contemplava a cobrança de participação especial nas áreas objeto de cessão onerosa.) de não cobrar participação especial (Participação governamental instituída pela Lei no 9.478/1997, que é devida no caso de grande volume de produção ou de grande rentabilidade (bloco contratado sob o regime de concessão), por concordar que essa medida propiciaria aumento do preço a ser pago pela Petrobrás pelas áreas objeto da cessão onerosa.

Outra proposição apresentada pelo governo, que converteu-se na lei seria a necessidade da União aumentar a sua participação acionária na Petrobras. Depois de um processo de venda de ações (capitalização) no mercado, em setembro de 2010, já apresentada inclusive pela sintética sentença de Luiz Alberto dos Santos (Santos, 2018 op. cit), a participação total do Estado brasileiro (somando as participações acionárias da União federal, do BNDESPAR, do BNDES, do Fundo de Participação Social e Fundo Soberano) aumentou de menos de 40% para 48,3% do capital social da companhia. Vejamos na tabela abaixo elaborada por Sousa(2011):

Acionista	31/12/2009			31/10/2010		
	% ON	% PN	% Capital Social	% ON	% PN	% Capital Social
União	55,6%	0,0%	32,1%	53,6%	1,2%	31,1%
BNDESPAR	1,9%	15,5%	7,7%	2,3%	23,9%	11,6%
BNDES	0,0%	-	0,0%	2,9%	-	1,7%
Fundo soberano	0,0%	0,0%	0,0%	4,6%	2,9%	3,9%
Estrangeiros	30,4%	50,3%	38,8%	25,7%	39,4%	31,6%
Outros	12,1%	34,2%	21,4%	10,8%	32,6%	20,1%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: Petrobrás

Figura 8: Capital Social da Petrobras 2009/2010

Isto se deu pois a União exerceu todo o seu direito em adquirir as ações da Petrobras adquirindo ainda ações de acionistas que não exerceram seu direito de compra, conforme assinala detalhando a operação, Sousa (2011).

A oferta pública de ações da Petrobrás compreendeu a emissão de 2.369 milhões de ações ordinárias e 1.901 milhão de ações preferenciais, as quais foram vendidas aos preços de R\$ 29,65 por ação ordinária e R\$ 26,30 por ação preferencial. A operação foi concluída em 1 de outubro de 2010, tendo permitido o aumento de capital dessa empresa em R\$ 120,25 bilhões, dos quais R\$ 74,8 bilhões corresponderam a recursos utilizados para pagamento à União por conta da cessão onerosa de áreas do Pré-sal e R\$ 45,45 bilhões permaneceram no caixa da Petrobrás. Para integralizar sua participação na oferta pública de ações, a União transferiu à Petrobrás R\$ 67,8 bilhões em Letras Financeiras do Tesouro Nacional – LFT por ela emitidas especificamente com esse propósito.

Diante do processo de capitalização, e seu resultado representado na figura 8 acima, fica demonstrado que a União aumentou sua participação no capital social da Petrobras e o resultado geral da capitalização restou por reduzir a participação acionária de acionistas minoritários, em especial os estrangeiros que passaram de 38,8% para 31,6% do capital social da Petrobras.

Esta capitalização ficou conhecida como a maior operação financeira de uma empresa em bolsa de valores de toda a história do capitalismo.<sup>26</sup>

<sup>26</sup> Petrobras arrecada R\$ 120 bi na maior capitalização da história. Confira as maiores capitalizações da história: 1. Petrobras - US\$ 72,8 bilhões (2010) 2. NTT (Japão) - US\$ 36,8 bilhões (1987) 3. RBS (Reino Unido) - US\$ 24,4 bilhões (2008) 4. Lloyds (Reino Unido) - US\$ 22,5 bilhões (2009) 5. NTT (Japão) - US\$ 22,4 bilhões (1988) 6. ABC (China) - US\$ 22,1 bilhões (2010) 7. ICBC (China) - US\$ 22 bilhões (2006) 8. Visa (EUA) - US\$ 19,7 bilhões (2008) 9. HSBC (Reino Unido) US\$ 19,4 bilhões (2009) 10. Fortis (Bélgica) - US\$ 19,3 bilhões (2007) Com informações da Reuters.

Não poderíamos deixar de apresentar uma nota especial sobre este feito, subjetiva e ousada a respeito de todo este processo, que representou, talvez o primeiro, mas infelizmente não o único, a despertar a ira do capital privado petrolífero internacional sobre àquela gestão da Petrobrás e também do Brasil, representados à época pelos presidentes José Sergio Gabrielli de Azevedo e Luís Inácio Lula da Silva, que numa operação fantástica, complexa, engenhosa e acima de tudo legal, jogou o jogo do capital financeiro, com todas as regras do mercado e saíram com a Petrobrás capitalizada e com maior participação da União no Capital Social.

Os benefícios foram significativos ao Brasil e em especial para à Petrobras, que tornou-se a 4ª maior empresa do mundo após a capitalização, e ainda teve as dívidas reduzidas, conforme assinala Sousa(2011).

Entre 30 de junho e 30 de setembro de 2010 (após a capitalização), a alavancagem da Petrobrás (dívida líquida/(dívida líquida + patrimônio líquido) foi reduzida de 34,4% para 16%. O endividamento líquido passou de R\$ 94,2 bilhões para R\$ 57,1 bilhões. Já o indicador dívida líquida/EBITDA passou de 1,52x para 0,94x. A redução da alavancagem e o reforço do caixa propiciaram a elevação da capacidade de investimento da estatal.

Para além dos royalties e capitalização da Petrobrás, outro debate presente foi a unitização ou individualização da produção<sup>27</sup>. O contrato já continha a previsão de unitização, caso em que a área de produção ultrapassasse os limites da área concedida, e alcançasse área de outro concessionário ou consórcio ou área ainda não licitada. Estas duas situações já eram previstas conforme assinala Lima (2010), em sua nota técnica:

O procedimento de individualização da produção deverá ser instaurado quando se identificar que a jazida se estende para além da área do contrato. A Petrobras deverá notificar à ANP imediatamente e apenas poderá exercer atividades de pesquisa e lavra mediante a celebração de acordo de individualização da produção com concessionário ou contratado sob outro regime. Quando a Jazida se estender para área não concedida ou não contratada sob outro regime, a União indicará representante para a negociação e celebração do acordo de individualização da produção com a Petrobras.

Em resumo, a Cessão Onerosa é um regime jurídico regido por um contrato especial e exclusivo entre a Petrobrás e a União celebrado em 2010, onde a União cedeu à Petrobras o direito de produzir 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) em seis blocos no pré-sal da

---

<sup>27</sup> Lei 12.351/2010 art. 2º IX - individualização da produção: procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção.

Bacia de Santos, mediante pagamento de US\$ 42,533 bilhões (R\$ 74.807.616.407,00) e 10% de royalties e após revisado em 2019, gerou um aditivo e ressarcimento à Petrobrás de US\$ 9,058 bilhões (R\$ 34,1 bilhões) e permitiu então a disponibilização via leilão de volumes excedentes da Cessão Onerosa, sob o regime de Partilha, tendo sido arrematado os excedentes do campo de Itapu integralmente pela Petrobrás e o excedente de Búzios o consórcio operado pela Petrobrás (90% Petrobras; 5% CNPC e 5% CNOOC), onde haverá pagamento de 15% de royalties e 18,15% do excedente em óleo à União em Itapu e 23,24% em Búzios e bônus de assinatura pelos dois ativos de R\$ 63,14 bilhões, tendo a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) na gestão do contrato de partilha de produção e na apuração do excedente em óleo. Veja quadro resumo elaborado pela Petrobras apresentando algumas etapas desde a assinatura do Contrato da Cessão Onerosa até à sua revisão:

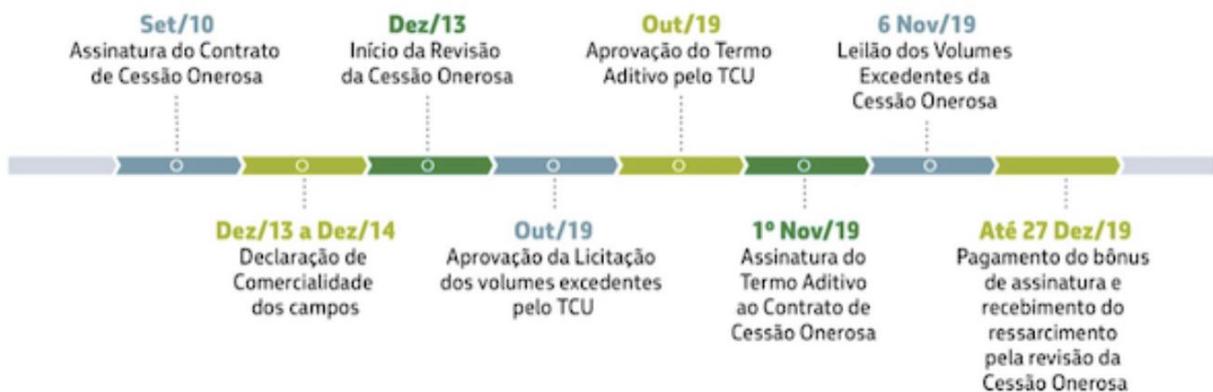


Figura 9: Linha do tempo do Processo da Revisão da Cessão Onerosa - Petrobras  
Fonte: Petrobras

## 4.2. Lei 12.351/2010 - LEI DA PARTILHA E FUNDO SOCIAL

A partir das já mencionadas resolução n.06/2007 do CNPE - Conselho Nacional de Política Energética e da E.M.I. n. 038 surge o marco regulatório do pré-sal, que através da Lei 12.351/2010 instituiu o regime jurídico da Partilha e o Fundo Social.

A partilha foi concebida no intuito de aumentar o controle e a participação da União na exploração do pré-sal, já que o modelo vigente à época era lastreado pela Lei 9.478/1997, que

tinha a concessão<sup>28</sup> como regime único, sendo considerado inadequado, já que tinha sido concebido na esteira de outras premissas de reservas e risco exploratório.

Diante do trinômio baixo risco, grandes volumes e alta rentabilidade, fica evidenciado a impertinência da concessão e à época o legislador pátrio compreendeu que havia uma necessidade de instituir um marco regulatório coerente e adequado à nova realidade do pré-sal.

Desta forma a Lei 12.351/2010, que estabeleceu a Partilha de Produção como novo regime a ser contratado no Pré-Sal e áreas estratégicas, foi concebida através das premissas apresentadas no ponto 14 da EMI n.38:

- permitir o exercício do monopólio da União de forma apropriada, tendo em vista o elevado potencial petrolífero do Pré-Sal;
- introduzir uma nova concepção de gestão dos recursos petrolíferos pelo Estado;
- otimizar o ritmo de exploração dos recursos do Pré-Sal;
- aumentar a apropriação da renda petrolífera pela sociedade;
- manter atrativa a atividade de exploração e produção no País;
- contribuir para o fortalecimento da posição internacional;
- contribuir para a ampliação das bases econômica e industrial brasileira;
- garantir o fornecimento de petróleo e gás natural;
- evitar distorções macroeconômicas resultantes da entrada de elevados volumes de recursos relacionados à exportação dos hidrocarbonetos produzidos no Pré-Sal.

A Partilha não é nenhuma inovação brasileira, surge na década de 60, mais precisamente na Indonésia “com o intuito de diminuir o desequilíbrio proporcionado pelos contratos de concessão tradicionais entre as IOC’s - Companhias de Petróleo Internacionais e os Estados Nacionais” (Steele, 2008, P. 98, apud BNDES 2009, pág. 290) e rapidamente é difundindo pelo mundo para que os Estados detentores das reservas, pudessem desempenhar um maior controle da produção e das reservas.

Trata-se de modalidade de contratação praticada em cerca de quarenta países, nos quais o Estado mantém a propriedade do petróleo e do gás produzidos, assegurando-

---

<sup>28</sup> No regime de concessão, o risco de investir e encontrar – ou não – petróleo ou gás natural é da empresa concessionária, que tem a propriedade de todo o óleo e gás que venha a ser descoberto e produzido na área concedida. Por esse modelo de contrato, a concessionária paga participações governamentais, tais como: bônus de assinatura, pagamento pela ocupação ou retenção de área (no caso dos blocos terrestres), royalties e, em caso de campos de grande produção, a participação especial. Os contratos são assinados pela ANP em nome da União. Nestas licitações, as empresas interessadas oferecem, individualmente ou em consórcio, um valor em bônus de assinatura e propõem um Programa Exploratório Mínimo (PEM), ou seja, se comprometem a executar determinadas atividades, tais como pesquisas sísmicas, perfuração de poços exploratórios, entre outras, naquela área. A empresa ou consórcio que apresentar a proposta mais vantajosa, de acordo com os critérios previstos no edital, recebe o direito de explorar aquela área para verificar a existência de jazidas comerciais de petróleo e/ou gás natural.

se ao contratado, para a realização das atividades, parcela dessa produção, deduzidos os custos das atividades realizadas (EMI n. 038, op. cit)

A ementa que inaugura o texto da lei 12.351/2010 já apresenta seu múltiplo propósito:

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.

Apresenta no seu Art. 2º algumas definições, e inicia sobre o regime de partilha de produção:

I - partilha de produção: regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato;

Outras definições são apresentadas no mesmo artigo e discorreremos sobre algumas delas, pois a partir da compreensão de alguns conceitos, facilitará muito a compreensão da relevância da inovação legal, seguimos no inciso II do artigo supracitado:

II - custo em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato;

O custo em óleo é um ressarcimento ao particular dos custos referentes as atividades de exploração e produção, que são realizadas a suas expensas, e que só são ressarcidos caso haja descoberta e respectiva produção de petróleo.

O excedente em óleo ou óleo lucro é a base de onde será calculada a parte da produção que será destinada à União, dependendo do valor definido no contrato. Se o contrato firmado estabelecer 60% de excedente, a empresa deverá destinar a união esta parcela do excedente em óleo. É também o fator mais importante na disputa para ganhar a licitação, quem apresentar maior destinação percentual de óleo lucro, ganha a licitação.

III - excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios

definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43;

Este quadro elaborado por Machado(2019) ajuda a entender os conceitos de custo e excedente em óleo.

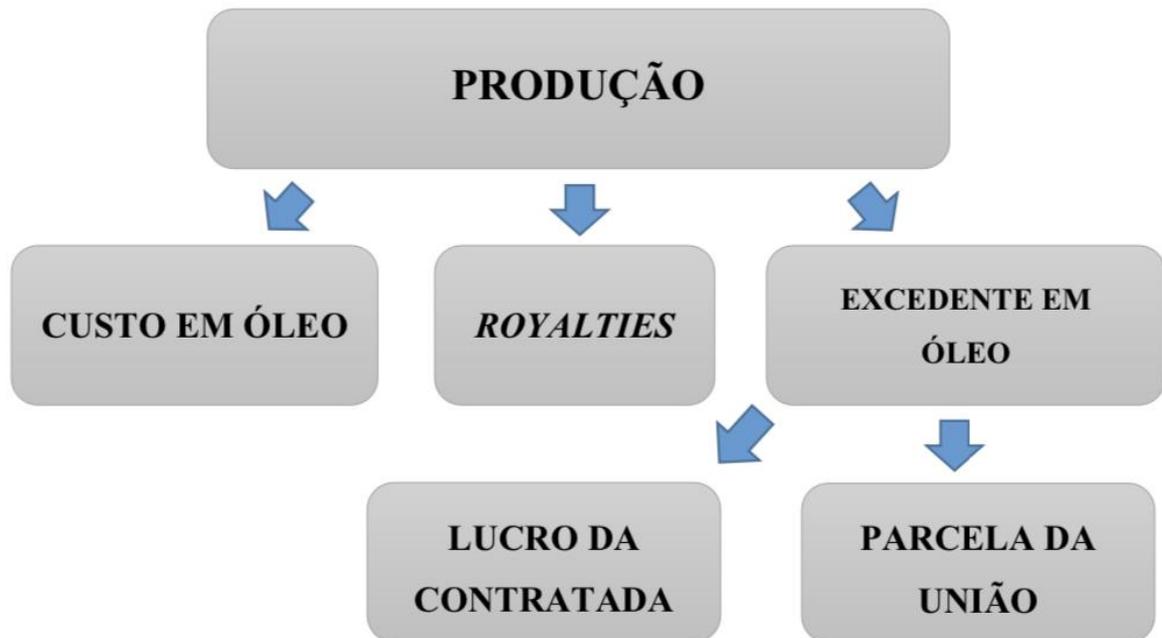


Figura 10: Quadro Explicativo Modelo de Partilha da Produção

É importante frisar que não somente as áreas do pré-sal estarão regidas pelo regime de partilha da produção, mas também áreas que o governo entenda ser estratégicas para o desenvolvimento nacional.

V - área estratégica: região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos;

O texto original definia “operador”<sup>29</sup>, como:

VI - operador: a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção;

<sup>29</sup> A definição foi modificada e substituída por definição do texto legal que quebrou o monopólio da operação do pré-sal no Brasil em 2016. Esta modificação será abordada adiante no capítulo sobre as mudanças legais a partir de 2016.

Bônus de assinatura e royalties são outras fontes de recursos oriundos da renda petrolífera para a União. O bônus é pago na assinatura do contrato e nos termos do mesmo e os royalties são compensações financeiras em função da produção do petróleo, na partilha, preestabelecido em 15%.

XII - bônus de assinatura: valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção;  
 XIII - royalties: compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1o do art. 20 da Constituição Federal.

Importante instituto preservado, até o momento, está registrado em seu art. 12, mantendo a possibilidade de contratação direta da Petrobras pela União, em regime de partilha. O ideal para o Brasil e benefício de todos os brasileiros é que esta contratação direta também pudesse ser realizada sobre regime de “Contrato de Serviços” como bem assinalam Sauer e Estrella (Sauer e Estrella, 2019. op. cit).

Art 12. O CNPE proporá ao Presidente da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética, a Petrobras será contratada diretamente pela União para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção.

A Lei 12.351/2010 também instaurou o Fundo Social, em seu art. 47:

É criado o Fundo Social - FS, de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de 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.

A constituição de Fundos tem sido prática comum nos países a partir da década de 90 do século passado, com o objetivo de constituir uma reserva de recursos para utilização futura ou em momentos de crise econômica, comumente denominados de Fundos Soberanos. Sendo utilizadas diversas fontes de recursos, sejam oriundas de reservas minerais ou petrolíferas, sejam de saldo de balança comercial, entre outras. Em síntese, o que todos os fundos têm em comum é que buscam garantir uma sustentabilidade econômico-financeira. A aplicação e a destinação de seus fundos, assim como a origem de seus recursos, são as mais diversas (Bezerra, 2015). Exemplificando com algumas experiências de fundos com origem de recursos petrolíferos ou com finalidade afins ao setor petrolífero e energético, continua Bezerra (2015):

Um dos Fundos Soberanos mais antigos é o do Kuwait, criado em 1953, objetivando especificamente guardar recursos abundantes de hoje para futuras gerações (KUWAIT, 1976). Singapura criou seu fundo em 1974 (IMF, 2008). A Noruega criou the Government Pension Fund of Norway em 1990, que é formado por dois fundos, incluindo um Fundo do Petróleo (NORWAY, 2005). A Rússia, em 1o de janeiro de 2004, criou o Fundo de Estabilização, fundo destinado a imunizar a economia nacional da variação do preço de petróleo, principal fonte de recurso financeiro da Rússia (IMF, 2008). A China criou o seu fundo em 2007 com aporte de 200 bilhões de dólares (IMF, 2008).

Pais	Nome	Montante (US\$ bilhões)	Ano Criação
Arábia Saudita	Participações Estrangeiras da Autoridade Monetária da Arábia Saudita	576	1952
Kuwait	Autoridade de Investimento do Kuwait	592	1953
Abu Dhabi	Autoridade de Investimento de Abu Dhabi	792	1976
Noruega	Fundo de Pensão Governamental	885	1990
Catar	Autoridade de Investimento do Catar	335	2005

Figura 11: Os cinco maiores fundos soberanos com recursos oriundos das receitas do petróleo.  
Fonte: SWFI 2016 apud Souza & Sgarbi. Elaboração: Souza & Sgarbi 2020.

A partir desta experiência internacional, de constituição de Fundos Soberanos de países exportadores de petróleo, o Brasil, com o advento do pré-sal, também constituiu seu Fundo.

É importante não confundir, o Fundo Soberano do Brasil - FSB, constituído em 2008, pelo então presidente Lula por meio da Lei 11.887/2008, com finalidade principal de “mitigar os efeitos dos ciclos econômicos”, com o Fundo Social criado pela Lei 12.351/2010, antecipo, ainda existente. Inclusive para não haver confusão sobre a existência ou não de Fundo Soberano no Brasil, já que o mencionado FSB, que “viveu por apenas 10 anos” foi extinto pelo então presidente Michel Temer, através da MP n° 830 em 2018, que em seguida, já através do atual presidente Bolsonaro, também por Medida Provisória agora de n. 881/2019, convertida na Lei 13.874/2019, denominada Lei da Liberdade Econômica, extinguiu novamente o Fundo, já extinto por Temer, utilizando seus recursos para pagamento da dívida pública federal. Em seus últimos demonstrativos de patrimônio líquido, o fundo apresentava em 30/04/2008, R\$ 27,389 bilhões, mês anterior da decisão de sua extinção e utilização, R\$ 520 milhões em 30/05/2018 e por fim zerado, já no seu demonstrativo em 30/06/2018.

O Fundo Social, criado pela Lei 12.351/10, separa as receitas advindas do setor petrolífero das demais receitas orçamentárias, “incluindo-a em um fundo específico destinado

à expansão dos capitais físicos e humanos, habilitado a aplicar seus recursos tanto no país quanto no exterior” (Brasil, 2009, apud Souza & Sgarbi 2020).

Na exposição de motivos do Projeto de Lei (Souza & Sgarbi, op. cit), o Governo Federal justifica o Fundo Social como sendo um instrumento essencial para maximizar os benefícios para o país das receitas oriundas das atividades petrolíferas na área do Pré-sal e em áreas estratégicas, fundamentados em três pilares:

- i. À finitude de sua fonte de incidência, que se refere à exploração de um recurso não-renovável;
- ii. À sua volatilidade, uma vez que as receitas petrolíferas dependem decisivamente das cotações no mercado internacional do petróleo; e
- iii. Ao fato de implicar no ingresso ao país de grandes volumes de moeda estrangeira.

Esse fundo especial de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, terá seus recursos aplicados em projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental (Souza e Sgarbi, *ibidem*).

Vagner Gomes Machado (Machado, 2019 op. cit) realiza profunda análise sobre o fundo social, desde sua instituição, objetivos, fontes de recursos, utilização dos recursos, entre outros aspectos, em resumo pode-se extrair:

As fonte de recursos do fundo são oriundos da receita da exploração e produção do pré sal, com finalidade de fomentar programas e projetos nas áreas de desenvolvimento social e de combate à pobreza. Grande parte da receita obtida pela União através da venda do óleo e do gás obtidos na partilha da produção, de parcela dos royalties, da totalidade da participação especial, do bônus de assinatura e dos rendimentos financeiros serão destinados ao Fundo Social.

#### **4.3. Lei 12.304 - PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. (PPSA)**

Ser a administradora do pré-sal é o objeto maior da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) previsto na Lei 12.304/2010:

Art. 2º A PPSA terá por objeto a gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo Ministério de Minas e Energia e a gestão dos contratos para a

comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União.

O debate sobre o papel gestor, agenciador ou fiscalizador da exploração das reservas do pré-sal, atendem muito mais a discussão referente a estrutura administrativa do Estado, que a discussão sobre a busca por seus propósitos constitucionais, e em ter ou deixar de ter controle dos seus recursos naturais, com risco de perder sua soberania energética, a exercê-lo através de qualquer que seja seu órgão, desde que tenha a capacidade técnica, a competência jurídica e compromisso político, pertinentes à sua atividade em benefício de seu povo.

A Lei n. 12.304/2010 criou a empresa estatal Pré-sal Petróleo S.A. - PPSA com o propósito de gerir os contratos de partilha de produção e comercialização do óleo produzido, tendo recentemente recebido ampliação neste último instituto, pois foi autorizado a realizar diretamente esta comercialização pela Lei 13.679/18 <sup>30</sup>, em prosseguimento às modificações recentes do marco regulatório do pré-sal de 2010.

O rol de competências da empresa é extenso e expresso no art 4<sup>a</sup> da lei supra citada. Será a PPSA a representante da União nos consórcios com direito a 50% dos membros nos comitês operacionais e a indicação do presidente com voto de qualidade. Consigne-se que esse comitê operacional tem competências importantíssimas, como: avaliar, técnica e economicamente, os planos para execução na fase exploratória; fazer cumprir as exigências do contrato local; monitorar e auditar a execução dos projetos de cada fase exploratória; monitorar e auditar os custos e investimentos envolvidos no contrato de partilha de produção; verificar o cumprimento da política de comercialização de petróleo e gás natural resultante do contrato de partilha; monitorar e auditar as operações, os custos, preços da venda dos hidrocarbonetos resultante do contrato de partilha; monitorar e auditar as operações, os custos, e comercializar o petróleo (Cunha, 2013), agora até diretamente.

Com a instituição da partilha, a União dá um passo a frente, pelo menos em relação ao modelo de concessão, na apropriação da renda petrolífera. No entanto, esta se dá através de parcela em óleo e faz-se necessário convertê-los em pecúnia, em dinheiro e aqui pousa outro

---

<sup>30</sup>Art. 4<sup>a</sup> - Compete a PPSA: a) celebrar os contratos, representando a União, com agentes comercializadores ou comercializar diretamente petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União, preferencialmente por leilão.

grande papel da PPSA, a comercialização do petróleo diretamente ou por meio da contratação de um agente para a prestação deste serviço mediante remuneração, podendo ainda dispensando licitação, contratar diretamente a Petrobras como comercializador, previsão esta oriunda da Lei da Partilha<sup>31</sup>. Assim, PPSA e Petrobras, atuando conjuntamente, apresentam-se como as responsáveis em transformar a parcela em óleo da União em recursos financeiros para o Governo Federal (Machado, 2019).

Balanço das operações da PPSA apresentam resultados positivos. Em 2020 arrecadou R\$ 704 milhões e em 2021 arrecadou R\$ 1,22 bilhão para a União. Desde sua criação em 2013, já arrecadou R\$ 3,9 bilhões para os cofres públicos, dos quais R\$ 2,6 bilhões com a atividade de comercialização do petróleo e gás (a PPSA realizou 3 leilões de petróleo, através da B3 - Brasil, Bolsa, Balcão. O 1º leilão dia 30 de maio de 2018, o 2º dia 31 de agosto de 2018 e o 3º e último leilão no dia 26/Nov de 2021) e R\$ 1,3 bilhão com equalização de gastos e volumes realizada pela companhia em áreas onde a União tem participação em acordos de individualização da produção (AIPs).

Arrecadação e os benefícios da União seriam muito maiores caso a PPSA realizasse a gestão e comercialização da exploração oriundos os contratos da serviço, através do qual as empresas contratadas seriam remuneradas por suas atividades por meio de contrato, e a propriedade do óleo produzido sendo 100% da união, poderiam ser comercializados por ele com um retorno ainda muito maior que os excedentes previstos e acordados nos contratos de partilha (Ver modelo, projeção de ganhos elaborados por Sauer e Estrella no próximo capítulo).

## **5. MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL**

Destacaremos neste capítulo, modificações ao marco regulatório do pré-sal, sem deixar de destacar que ocorreram outras tentativas de desmantelamento deste ordenamento.

---

<sup>31</sup>Art. 45. O petróleo, o gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos destinados à União serão comercializados de acordo com as normas do direito privado, dispensada a licitação, segundo a política de comercialização referida nos incisos VI e VII do art. 9. Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º, representando a União, poderá contratar diretamente a Petrobras, dispensada a licitação, como agente comercializador do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos referidos no caput.

Um dos principais objetivos das mudanças têm sido enfraquecer e alterar a lógica do regime de partilha. Esse era o foco da lei 13.365/2016, que modificou também os artigos 4<sup>o32</sup> e 20<sup>o33</sup>, e retirou a Petrobras como operadora única, abrindo a operação a qualquer outra empresa, seja sozinha ou consorciada com outras empresas, a operar o pré-sal sobre o regime de partilha. Permitindo acesso a esta nova fronteira exploratória, que era um diferencial técnico estratégico da Petrobras e do Brasil. O novo texto assim apresenta a definição de operador:

VI - operador: o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção; (Redação dada pela Lei no 13.365, de 2016)

Pequena modificação textual não poderia causar maior estrago na estrutura industrial nacional e no futuro dos brasileiros. O monopólio operacional ou a operação única do pré-sal, como ficou conhecido este instituto, era uma das premissas básicas do novo Marco Regulatório do pré-sal. Com ele a Petrobras e a União teria maior controle das reservas e do ritmo da produção, assim como permitiria através da escala demandada pelo monopólio operacional, ser o contratante a desenvolver a indústria, a pesquisa, os empregos e, combinado com a obrigação de conteúdo local, estabelecer uma curva de aprendizagem da indústria nacional que a transformaria num grande celeiro de fornecedores de bens e serviços, desenvolvendo uma grandiosa cadeia produtiva, afastando inclusive o Brasil da doença holandesa ou mal dos recursos.

Cabe registro que grande oposição popular foi realizada contra a proposição original que buscava estabelecer as modificações na lei da partilha que para além da operação única também buscava a retirada da participação mínima obrigatória de 30% da Petrobrás nos consórcios vencedores das licitações dos blocos exploratórios do Pré-sal. Ainda assim, o monopólio foi retirado do texto, instituída a opção da Petrobrás exercer a “preferência” como operadora e como conquista, em resposta à mobilização liderada pela FUP – Federação Única

---

<sup>32</sup> Modifica o texto original Art. 4<sup>o</sup> A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurado, a este título, participação mínima no consórcio previsto no art. 20. Para a nova redação Art. 4<sup>o</sup> O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobras a preferência para ser operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção.

<sup>33</sup> Modifica o texto original Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a Petrobras e com a empresa pública de que trata o § 1<sup>o</sup> do art. 8<sup>o</sup> desta Lei, na forma do disposto no art. 279 da Lei 6.404/76 para a nova redação Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1<sup>o</sup> do art. 8<sup>o</sup> desta Lei e com a Petrobras, nos termos do art. 4<sup>o</sup>, caso ela seja indicada como operadora, na forma do disposto no art. 279 da Lei 6.404/76.

dos Petroleiros, restou garantida a participação obrigatória mínima de 30% da Petrobras nos consórcios vencedores dos blocos em que ela tenha manifestado a preferência na operação.



Figura 12: Debate no Senado sobre operação única da Petrobras (PLS 131) entre representante da FUP, Leonardo Urpia e o Sen. José Serra (PSDB-SP).

Em nota de fevereiro de 2016, a FUP repudiou a aprovação do texto substituto do Sen. Romero Jucá (PMDB) ao PLS 131 do Sen. José Serra (PSDB-SP), que retirou a operação exclusiva e estabeleceu a “preferência” da operação à Petrobras, veja a nota:

Com o aval do governo, senado aprova substitutivo ao PLS 131 que tira a Petrobrás do Pré-Sal. Crime de lesa pátria e traição ao povo brasileiro! O povo brasileiro sofreu na noite desta quarta-feira, 24, um golpe contra a soberania nacional, que coloca em risco uma das principais riquezas da nação. Com o aval do governo federal, o Senado aprovou Substitutivo ao PLS 131 apresentado pelo senador Romero Jucá (PMDB/RR), que retira a obrigatoriedade da Petrobrás de ser a operadora única do Pré-Sal, bem como a garantia de participação mínima de 30% nos campos licitados, como garante a Lei 12.351/2010, que instituiu o regime de partilha. Com 40 votos a favor, 26 contrários e duas abstenções, o projeto foi aprovado após ministros do governo Dilma fecharem um acordo com o PSDB e parte da bancada do PMDB a favor do substitutivo apresentado pelo senador Romero Jucá (PMDB/RR). A ação acovardada do governo diante de um tema tão estratégico para o país poderá custar

caro à nação e ao povo brasileiro. Se o projeto passar pela Câmara e for sancionado pela presidente Dilma, a Petrobrás perderá a exclusividade na operação do Pré-Sal, já que caberá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) oferecer a preferência à empresa, bem como a exploração mínima de 30% em cada campo que for licitado. Ou seja, o governo Dilma renunciou a política de Estado no setor petróleo e sucumbiu de vez às imposições do mercado, deixando a Petrobrás à mercê dos governos de plantão. Para a FUP, é uma traição aos trabalhadores, aos movimentos sociais e a todos os setores da sociedade organizada que cerram fileiras em defesa da Petrobrás e da soberania nacional, desde a campanha “O petróleo é nosso”.

É importante destacar que o proponente da mudança, o Sen. Jose Serra, teve intenções e compromissos divulgados pelo site Wikileaks, enquanto candidato à presidência da república em 2010, revelando que o mesmo prometia à Chevron e a outras grandes petrolíferas estrangeiras e multinacionais, que acabaria com o regime de partilha do pré-sal. O mesmo site também divulgou o conteúdo de comunicações entre a embaixada estadunidense no Brasil com petrolíferas, onde manifestavam seus interesses geopolíticos e descontentamento com a partilha no pré-sal e em especial com a operação exclusiva a ser exercida pela Petrobras.

Nos bastidores, o lobby pelo pré-sal 13 December 2010 - “A indústria de petróleo vai conseguir combater a lei do pré-sal?”. Este é o título de um extenso telegrama enviado pelo consulado americano no Rio de Janeiro a Washington em 2 de dezembro do ano passado. Como ele, outros cinco telegramas a serem publicados hoje pelo WikiLeaks mostram como a missão americana no Brasil tem acompanhado desde os primeiros rumores até a elaboração das regras para a exploração do pré-sal – e como fazem lobby pelos interesses das petroleiras. Os documentos revelam a insatisfação das petroleiras com a lei de exploração aprovada pelo Congresso – em especial, com o fato de que a Petrobrás será a única operadora – e como elas atuaram fortemente no Senado para mudar a lei. “Eles são os profissionais e nós somos os amadores”, teria afirmado Patrícia Padral, diretora da americana Chevron no Brasil, sobre a lei proposta pelo governo. Segundo ela, o tucano José Serra teria prometido mudar as regras se fosse eleito presidente.

A partir da aprovação do substituto do texto apresentado pelo Senador Romero Jucá, estabelecendo a “preferência operacional” à Petrobras, as forças políticas envolvidas no processo de modificação da lei da partilha, capitaneadas pelos partidos políticos PMDB e PSDB, se uniram para atacar o governo Dilma Rousseff (PT), culminando em sua destituição através do golpe de 2016. O mesmo senador teve seus áudios telefônicos divulgados, nos quais conspirava com Sérgio Machado, revelando a célebre frase: “com supremo e com tudo”, “Tem que ter impeachment. É a única saída”, complementando a frase de Sergio Machado sobre “colocar o Michel... num grande acordo ...” em referência a substituição da então presidente Dilma Rousseff (PT) pelo Vice-presidente Michel Temer (PMDB).

Em 2018, a FUP, emite a seguinte nota, intitulada “Origem do golpe, Pré-Sal é cada vez mais dos gringos” através de sítio eletrônico e apresentando relato de seu coordenador geral, Simão Zanardi Filho, após a conclusão da 4ª rodada de licitação da ANP:

Sem a luta da FUP, nem 30% a Petrobrás teria. “É bom lembrar que os 30% de participação que a Petrobrás garantiu nos campos leiloados só foram possíveis em função da resistência da FUP em 2015 e em 2016, quando a Shell e outras multinacionais, através do projeto de Serra, conseguiram alterar a Lei da Partilha, e tiraram da nossa empresa a exclusividade na operação do Pré-Sal. A resistência da FUP e de seus sindicatos que garantiu à Petrobrás exercer pelo menos a preferência dos 30%, pois o projeto original era acabar também com a participação mínima da empresa”, recorda o coordenador geral da FUP, Simão Zanardi, se referindo ao PLS 131/2015 do senador José Serra (PSDB/SP), que foi aprovado no Congresso Nacional, em outubro de 2016, logo após o golpe do impeachment da ex-presidente Dilma Rousseff. Se não fosse a luta da FUP, nem esses 30% a Petrobrás teria.

Um dos argumentos utilizados para a retirada da operação única, era o questionamento sobre a capacidade financeira e sobre a impossibilidade de escolha da Petrobras em virtude de ter que operar obrigatoriamente todos campos, inclusive alguns projetos economicamente inviáveis, sob o argumento de ser esta opção um atendimento a finalidades políticas locais. (Blades, apud Cunha, 2013, pág 104).

É importante apresentar que estes argumentos eram constantemente divulgados e difundidos durante todo o período de discussão e preparação do novo marco, e continua a ser realizado, a exemplo do que assinala Cunha (op. cit) em 2013. Observa-se aqui uma cadeia de argumentos, não sustentados em fatos, diante das características apresentadas pelo pré-sal que, inclusive, foram determinantes para a modificação do marco regulatório. Uma delas suas “Certezas Exploratórias”, mais conhecida através da expressão baixo risco exploratório, no qual há estatisticamente certezas elevadas e incertezas reduzidíssimas de inviabilidade comercial através da exploração daqueles blocos exploratórios, afastando-se então o argumento de ter “obrigatoriamente participar de projetos economicamente inviáveis”. Porém, se um campo fosse inviável à Petrobras, não seria viável a qualquer outro grupo econômico, haja vista que a expertise da exploração na região era da empresa de economia mista brasileira.

Não atoa a flexibilização da legislação nacional reduziu a participação da Petrobras na produção nacional, em 2010 representava 93% de todo petróleo produzido, reduzindo tragicamente 20 pp em apenas uma década, para 73% em 2021, dados da ANP



Figura 13: Redução da participação da Petrobras na produção do Brasil

Se as companhias petrolíferas internacionais buscavam atender estritamente finalidades econômicas, por qual motivo o estado brasileiro não poderia participar, através da Petrobras da exploração também com a mesma finalidade em seu benefício e da União?

Finalmente, por mais dúbio e controverso que fosse a crítica mais massivamente apresentada era sobre a capacidade financeira de a Petrobras realizar os investimentos necessários ao desenvolvimento da exploração, a crítica é descontextualizada, pois ali estava sendo realizada à empresa que realizou a maior capitalização da história. Desta forma, não podemos afastar o entendimento de que os representantes das IOC's e suas Nações Originárias é que estavam envoltos de propósitos e interesses diversos aos propósitos nacionais de apropriação da renda gerada pela exploração do pré-sal para benefício do povo brasileiro.

Assim como o operador, a definição de contratado, também é modificada em 2016. Deixa de ser a Petrobras e ou o consórcio vencedor operado por ela, para:

VII - contratado: a Petrobras, quando for realizada a contratação direta, nos termos do art. 8o, inciso I, desta Lei, ou a empresa ou o consórcio de empresas vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção;

Uma modificação não danosa, mas sem efeitos práticos, apresentada pela Lei 13.679/16 seria a observação da prioridade do abastecimento do mercado nacional quando da elaboração e execução da política de comercialização do petróleo destinado à União, “Art. 9º VI - a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional”, atendendo à vontade do

legislador original de considerar o petróleo como bem estratégico e não apenas como uma commodity. Cunha (2014) reforça essa posição:

Ademais, percebe-se que a escolha do contrato de partilha de produção visou garantir que a comercialização do óleo fosse levada a cabo não somente como uma commodity, mas também como uma reserva estratégica mundial e que possibilitasse ao Governo utilizá-la como política industrial. Com efeito, ao invés de manter a sua parte da receita energética através de tributos, o Estado assume para si a responsabilidade de comercializar petróleo pertencente à União nos mercados internacionais.

No entanto, esta modificação torna-se inócua, quando a própria União, enquanto controladora da Petrobras, aprova o afastamento das atividades de distribuição, comercialização e refino do Sistema Petrobras, através programa de desestatização e privatização destas áreas da Petrobrás e estabelece o PPI - Preço de Paridade de Importação para os derivados de petróleo<sup>34</sup>. Lembrando que a lei prevê contração da Petrobras para comercialização e que recente modificação permitiu a venda direta pela PPSA.

Através do “Monitor do Desinvestimento/epbr” percebe-se que a Petrobras já se desfez de mais de R\$ 210 bilhões em ativos, afastando-se de áreas estratégicas, desde campos de produção de petróleo e gás natural em terra, águas rasas e profundas, vendendo também refinarias, distribuidora, gasodutos, termelétricas, entre outros, reduzindo a capacidade do Brasil em planejar e gerenciar as políticas energéticas como a de abastecimento nacional. Os governos Temer (PMDB) e Bolsonaro (PL) venderam respectivamente R\$ 78,5 bilhões e R\$ 138,2 bilhões em ativos da Petrobras, promovendo uma verdadeira privatização da Petrobrás, e afastando o Estado das políticas do setor, segundo levantamento do Observatório Social da Petrobras, as maiores vendas foram “TAG (Transportadora Associada de Gás), rede de gasodutos do Norte e Nordeste: R\$ 41 bilhões (2019); NTS (Nova Transportadora do Sudeste), controladora de gasodutos na região Sudeste: R\$ 21 bilhões (2019); BR, distribuidora de combustíveis: R\$ 12 bilhões (2021); Rlam (Refinaria Landulpho Alves), na Bahia, por R\$ 10 bilhões.”

---

<sup>34</sup> “Adotamos [14 de Outubro de 2016] nova política de preços de diesel e gasolina. A nova política terá como base dois fatores: a paridade com o mercado internacional - também conhecido como PPI e que inclui custos como frete de navios, custos internos de transporte e taxas portuárias – mais uma margem que será praticada para remunerar riscos inerentes à operação, como, por exemplo, volatilidade da taxa de câmbio e dos preços sobre estadias em portos e lucro, além de tributos.”

A Lei 13.586/2017 que versa sobre as “Novas disposições para as operações de exploração e desenvolvimento de campos de petróleo ou gás natural” apresenta-se como uma das maiores mudanças implantadas durante a vigência do novo marco regulatório do pré-sal, imputando redução e deduções tributárias à investimentos internacionais, sem precedentes na história brasileira, consolidando-se como uma ameaça ao propósito original do marco regulatório, dificultando a instauração de uma cadeia industrial de fornecimento de bens e quase inviabilizando políticas de conteúdo local.

O governo Temer editou a MPV 795, convertida na Lei 13.586/17 que apresenta-se como a institucionalização de privilégios a petroleiras em detrimento da população brasileira, que ao revés das petrolíferas, que terão benefícios fiscais da ordem de mais de 1 trilhão de reais, os brasileiros terão congelados por 20 anos os investimentos sociais, através da Emenda Constitucional n. 95. Uma reversão do destino da renda pública, deixando de beneficiar à população em detrimento de benefício às petroleiras.

Lima (2017), apresenta que as alterações promovidas pela Lei 13.586, de 2017, que concede isenções fiscais para empresas de petróleo estrangeiras, provocarão uma perda de arrecadação do Imposto de Renda (IR) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) superior a R\$ 1 trilhão em nota técnica ANÁLISE DA MEDIDA PROVISÓRIA No 795, DE 2017, direcionada aos congressistas. Lima, utiliza o seguinte cenário (por barril de petróleo equivalente produzido):

- Valor: US\$ 60
- Custo de produção: US\$ 22;
- Royalties: US\$ 9;
- Excedente em óleo: US\$ 29;
- Excedente em óleo da União (20%): US\$ 5,8; e
- Excedente em óleo do contratado (80%): US\$ 23,2.

Admitindo-se o excedente em óleo do contratado com base de cálculo da CSLL (9%) e para determinação do IRPJ (25%), antes da edição da MPV no 795/2017, seriam geradas as seguintes receitas tributárias de US\$ 7,89 por barril de petróleo equivalente, assim discriminadas:

- CSLL: US\$ 2,088; e
- IRPJ: US\$ 5,80.

Dessa forma, a participação governamental direta e indireta em cada barril de petróleo equivalente seria composta das seguintes parcelas:

- Royalties: US\$ 9;
- Excedente em óleo da União e bônus de assinatura (20%): US\$ 5,8; e
- Receitas tributárias: US\$ 7,888.

Assim, a renda do Estado na produção de cada barril de petróleo a US\$ 60 seria de US\$ 22,69, o que representa uma participação governamental total de 59,7%.

Observe agora o impacto previsto pelo consultor, que tornou-se realidade com a conversão da medida provisória em lei:

A base de cálculo da CSLL e para determinação do IRPJ será reduzida de US\$ 23,2 para US\$ 1,2 por barril. Assim, esses tributos gerarão uma receita de apenas US\$ 0,408, em vez de US\$ 7,888 por barril, o que representa uma perda de arrecadação de US\$ 7,48 por barril.

A renda do Estado na produção de cada barril de petróleo a US\$ 60 é reduzida de US\$ 22,69 para US\$ 15,208 por barril, o que representa uma participação governamental total de apenas 40%.

Esta medida ataca um dos objetivos maiores que levaram ao Brasil a estabelecer o regime de partilha, que seria uma maior participação da União na renda gerada pela exploração do pré-sal. Observe que com a redução da base de cálculo proporcionada com a Lei 13.586/17, o Brasil volta a ter uma das mais baixas participações governamentais do mundo.

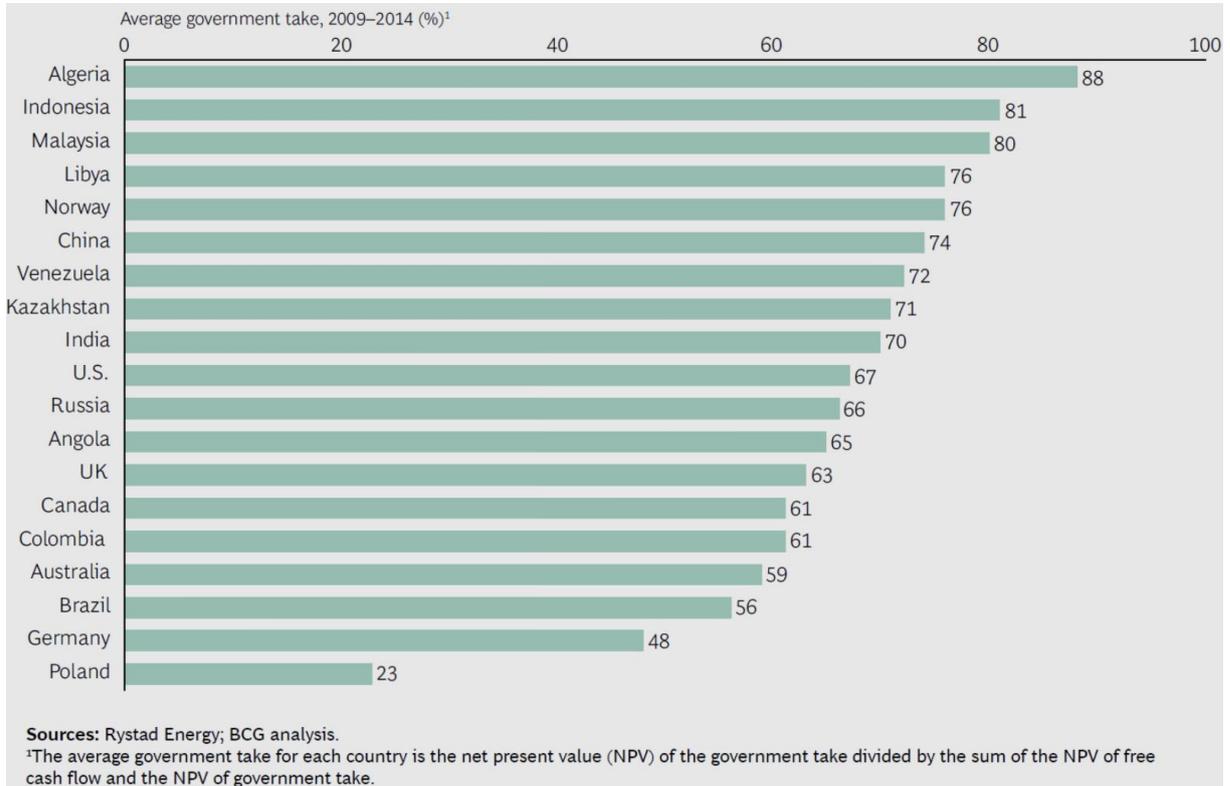


Figura 14: Participação governamental em diferentes países.

Continua Lima (2017), “Em províncias como o Pré-Sal, com elevados volumes recuperáveis e altíssima produtividade, a participação governamental deveria ser da ordem de 75% a 80%.”

Com base nas expectativas de reservas e produção do pré-sal, com as deduções tributárias da referida lei vigentes até 2040, como aprovada, a redução de receita tributária de IRPJ e CSLL poderá ser superior a R\$ 1 trilhão.

Uma série de outras deduções previstas na legislação atacam a política de conteúdo local que foi uma das bases daquele marco, como a suspensão do pagamento dos tributos federais de bens cuja permanência no Brasil seja definitiva e destinados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural, que favorece a importação de máquinas e equipamentos em detrimento dos fornecedores nacionais, já que estes terão suspensão de pagamento de tributos federais para matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem, produtos de menor valor agregado, ainda mais sendo o país, rico como é em matéria-prima, qual o incentivo em estimular a importação, no mesmo sentido de embalagens e produtos intermediários, não tem condições o próprio Brasil de produzir e fornecer à indústria do petróleo? Observa-se, um incentivo tributário às avessas, incentivasse a agregação de valor a outros países e outras economias.

Alem das modificações já realizadas pelas leis acima mencionadas, ainda há uma série de proposições legislativas que visam a desregulamentação do marco legal de 2010. Destaco aqui o Projeto de Lei no 8.939/2017,<sup>35</sup> do deputado José Carlos Aleluia (DEM-BA) que pode também aumentar e facilitar ainda mais o acesso ao petróleo brasileiro por petrolíferas internacionais, pois atua em 2 esferas: Isenta os gastos com bônus de assinatura, que são pagamentos que a empresa faz para ter direito de explorar determinado campo, o que aprofundaria ainda mais a renúncia fiscal apresentada linhas atrás e permite que terceiros possam ter acesso a 70% do contrato especial da Cessão Onerosa, através transferência pela própria Petrobras, o que até o momento é intransferível. A proposta aguarda apreciação no

---

<sup>35</sup> PL 8939/2017 - Modifica a Lei no 12.276, de 30 de junho de 2010, que 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, para permitir à PETROBRAS a transferência parcial, a terceiros, de áreas contratadas no regime de cessão onerosa.

Senado (PLC 78/18) e caso seja aprovada, a Petrobras poderá disponibilizar a outras empresas, 3,5 bilhões de barris do pré-sal mantendo-se as mesmas condições do contrato da Cessão Onerosa. Neste sentido, aprofundando-se o impacto combinado com a Lei 13.586/17, já que nos estudos de caso apresentados por Lima, os royalties devidos eram de 15%, aqui na Cessão Onerosa, apenas 10%, aumentando o benefício da renúncia fiscal das petroleiras.

Bônus de assinatura e royalties são fontes de recursos oriundos da renda petrolífera para a União. O bônus é pago na assinatura do contrato e nos termos do mesmo e os royalties são compensações financeiras em função da produção do petróleo, na partilha, preestabelecido em 15%.

XII - bônus de assinatura: valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção;  
 XIII - royalties: compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1º do art. 20 da Constituição Federal.”

Aqui adormece também mudança recente, apresentada em 2019, durante o governo Bolsonaro, que é a Lei 13.885/19 que estabelece critérios de distribuição dos valores arrecadados com os leilões dos volumes excedentes ao limite a que se refere o § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, e dá outras providências.<sup>36</sup> A medida a primeira vista, aos olhos imediatistas de um cidadão ou dos gestores estaduais e municipais, até apresenta-se como benéfica para estados e municípios sanarem déficit previdenciário e outras finalidades descritas na norma, no entanto ela rompe com um dos pilares das políticas públicas para maior participação dos Estados-Nações quando canaliza a aquisição de recursos através dos bônus, exigindo uma menor parcela do óleo lucro nos leilões. Insere recursos na União, estados e municípios, em uma única oportunidade, realização do leilão, e reduz a participação futura na renda do petróleo.

---

<sup>36</sup> Lei 13.889/19. Art. 1º A União transferirá, dos valores arrecadados com os leilões dos volumes excedentes ao limite a que se refere o §2º do art. 1º da Lei 12.276/10, descontada a despesa decorrente da revisão do contrato de cessão onerosa de que trata a mesma Lei: I - 15% (quinze por cento) aos Estados e ao Distrito Federal, sendo que 2/3 (dois terços) desse montante serão distribuídos de acordo com os percentuais previstos na coluna A e 1/3 (um terço) com os percentuais previstos na coluna B, ambas do Anexo desta Lei; II - 3% (três por cento) aos Estados confrontantes à plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva onde estejam geograficamente localizadas as jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; e III - 15% (quinze por cento) aos Municípios, distribuídos conforme os coeficientes que regem a repartição de recursos do Fundo de Participação dos Municípios, de que trata CF/88, art 159, alínea b, inciso I.

Quase inócuo, pois dependente da visão estratégica da União, mas não deixa de ser um importante instituto preservado até o momento, está registrado na 12.351/10 em seu art. 12, mantendo a possibilidade de contratação direta da Petrobras pela União, em regime de partilha. O ideal para o Brasil e benefício de todos os brasileiros é que esta contratação direta também pudesse ser realizada sobre regime de “Contrato de Serviços” como bem assinalam Sauer e Estrella (Sauer e Estrella, 2019. op. cit).

Art 12. O CNPE proporá ao Presidente da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética, a Petrobras será contratada diretamente pela União para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção.”

Aprofundando o modelo de afastamento da Petrobras da comercialização de petróleo, nova lei 13.679/18, modifica o Art. 4º, II, da Lei 12.304/10 permitindo à PPSA, “comercializar diretamente petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União, preferencialmente por leilão”.

Outras tentativas de desmantelamento deste ordenamento, tem sido reeditadas, a exemplo do Projeto de Lei n. 6.726/2013, proposto pelo Deputado Mendonça Filho (DEM-PE) que foi absorvido e teve prejudicado seu conteúdo em razão da aprovação da Lei 13.365/16, mas que já tem nova proposição com o mesmo objetivo, extinção do modelo de partilha e estabelecimento da concessão no pré-sal, através de novo projeto de lei 5.007/20 de autoria de Paulo Ganime (Novo- RJ).

Rangel (2012) apud Tokarski (2020, pág 327) apresentam-nos a peculiaridade jurídico-econômica brasileira:

As leis da economia brasileira são, em certo sentido, próprias, peculiares. As diferentes economias que nela coexistem não se justapõem mecanicamente. Ao contrário, agem uma sobre as outras, acham-se em constante conflito, a ver qual imporá sua dinâmica específica ao sistema. Noutros termos, estão em unidade dialética, unidade de contrários. [...] A resultante não é nem um nem outro dos termos em conflito, mas um sistema original, dotado de uma dinâmica própria. Mudam os termos em conflito — e a história dessa mudança é o que há de específico na história do Brasil —, embora o próprio conflito continue” (RANGEL, 2012, p. 297). A história da regulamentação da exploração do petróleo no Brasil poderia ser perfeitamente enquadrada nessa “dinâmica própria” da economia brasileira: são sucessivos e repetitivos conflitos, cujo pano de fundo é a disputa pela acumulação do excedente econômico produzido por essa atividade.

Caio Prado Jr, citado por Tokarski (2020, op. cit), quando discorria sobre a formação econômica do Brasil, parecia estar a descrever o processo de dependência que hora as modificações no marco regulatório do pré-sal, no mesmo sentido que já apresentada as bases de onde estava assentada a instituição deste marco em 2010, quando apresenta o que denominava de economia nacional:

A situação de dependência e subordinação orgânica e funcional da economia brasileira com relação ao conjunto internacional de que participa é um fato que se prende às raízes da formação do país. [...] Economia de exportação, constituída para o fim de fornecer gêneros alimentícios e matérias-primas tropicais aos países e populações das regiões temperadas da Europa e mais tarde também da América, ela se organizará e funcionará em ligação íntima e estreita dependência do comércio ultramarino em função do qual se formou e se desenvolveu. Será essencialmente uma economia colonial, no sentido mais preciso, em oposição ao que denominamos de economia nacional, que seria a organização da produção em função das necessidades próprias da população que dela participa” (PRADO JR., 1987, p. 54).

O que observa-se é uma desregulamentação, uma flexibilização da legislação com ataque às bases que estruturaram e conceberam o marco regulatório do pré-sal em 2010, facilitando o acesso as reservas do pré-sal por empresas internacionais.

Primeiro permitindo, a terceiros, acesso a operação da produção dos campo do pré-sal, reduzindo o controle das reservas e produção com a retirada da operação única da Petrobras através da Lei 13.365/16. Continua-se e atinge-se a participação da União na renda gerada pela exploração do pré-sal com a redução na arrecadação através as isenções trilionárias concedidas pela Lei 13.586/17, que também ataca severamente a política de conteúdo local, incentivando importações com a geração de valor para a cadeia de petróleo, fora do país. E por último, mas não menos drástico, continuam a buscar a facilitar o acesso as reservas do pré-sal, com a tentativa de permitir que empresas possam participar da Cessão Onerosa e ainda buscando isentar a tributação sobre os bônus de assinaturas devidos na concretização dos contratos para exploração do petróleo brasileiro, propostas presentes no PL 8.939/2017, ainda em tramitação.

Mudanças na concepção da condução da exploração do pré-sal também têm sido realizadas. Não configuram modificação formal da legislação, mas atentam à concepção estruturante que podemos resgatar através da Exposição de Motivos 038, de tal sorte que a aceleração dos leilões realizadas durante os governo Temer e intensificados no atual governo Bolsonaro, tanto das áreas sob regime de concessão e agora através de seus ciclos de ofertas permanentes, quanto das áreas sob regime de partilha, com o adendo dos excedentes da cessão

onerosa, são contrárias ao modelo apresentado para estruturar a exploração do petróleo nacional, em especial do pré-sal, já que este contaria com controle do estado, com a Petrobras exercendo um papel de operadora única, com controle da produção, poderia através de uma política de conteúdo local e grande contratante que seja, demandar a indústria nacional, a medida que está pudesse também acompanhar e fornecer bens e serviços e através da escala demandada através uma curva de aprendizagem estabelecer uma cadeia industrial nacional, que desenvolvesse a economia local, utilizando a apropriação da renda gerada pela exploração em benefício de seu povo e para atender às suas necessidades.

Mudança na política de preços de derivados de petróleo pela Petrobras, estabelecidas em outubro de 2016 também significaram grande quebra nas bases que consolidaram o marco regulatório de 2010. Ao estabelecer o PPI - Preço de Paridade de Importação, em conjunto com uma série de decisões administrativas que chegaram a reduzir a utilização da capacidade de refino a 50% em algumas unidades e a chegar a utilizar somente 68% de sua capacidade de refino instalada nacionalmente, a Petrobras e a União, sua controladora, trabalharam para beneficiar a instalação de importadores de derivados e a própria importação de derivados no país, numa definida política de incentivo a privatização do parque de refino brasileiro. O fato é de tamanha gravidade pois impôs uma escalada de preços aos derivados de petróleo no país. Até 2021, a Petrobras detinha 98% da capacidade instalada de refino no país, não tinha nenhuma necessidade de ajustar a política de preços para beneficiar importadores. Um aumento significativo no número de importadores cadastrados na ANP foi percebido após estas mudanças. Há uma definida política para beneficiar importadores, petroleiras internacionais afastando as bases do marco regulatório do pré-sal por uma maior participação na renda petrolífera pela União. Assim como assinala INEEP (2019 Op Cit):

O fator de utilização das refinarias que alcançou 96,1% no final do governo Dilma caiu para 74,2% no final do governo Temer. Tal capacidade ociosa foi criada deliberadamente com a intenção de abrir o mercado brasileiro para a entrada de novos importadores. Até 2015, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) tinha em seu cadastro cerca de 263 empresas autorizadas a realizar importação de derivados para o Brasil, entre 2016 e 2018 esse número sobe para 379 empresas licenciadas, um aumento de 30,6%... Ou seja, a nova política de reajustes da Petrobras, que atrela as variações dos preços dos combustíveis nacionais ao valor do petróleo Brent, tem profunda relação com a possibilidade de facilitar a atuação dos importadores e atrair potenciais compradores para manter em curso a política de privatização da empresa.

Em ato recente, no dia 05 de Janeiro de 2022, em despacho, o presidente da república, Bolsonaro, autorizou a licitação dos blocos de Esmeralda, Água Marinha, Ágata, Bumerangue, Cruzeiro do Sul, Norte de Brava, Sudoeste de Sagitário, Itaimbezinho, Turmalina, Jade e Tupinambá no Sistema de Oferta Permanente, sob o regime de partilha de produção, dando continuidade ao desmonte do marco regulatório de 2010.

Estas mudanças põe em risco a concepção de que através da exploração do pré-sal, através sua imensa vantagem comparativa, poderia-se estabelecer no Brasil, condições sociais confortáveis para as gerações futuras.

## **5.1. LEILÕES DO PETRÓLEO NO BRASIL**

Os leilões de petróleo no Brasil são realizados por rodada, sendo o meio pelo qual a União concede a terceiros o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural. “Desde 1999, foram realizadas 17 rodadas de blocos exploratórios e quatro dos Campos maduros sob o regime de concessão e seis do pré-sal, sob o regime de partilha de produção”, Além das rodadas acima, em 2019 e 2020, apresenta-se no 3º Ciclo de Ofertas Permanentes<sup>37</sup>, sob o regime de concessão, e já realizou 2 Leilões dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, sob o regime de partilha de produção. As rodadas são preparadas pela ANP a partir das diretrizes do CNPE.

ANP realiza os estudos e indica as áreas com as características determinadas pelo CNPE, que, após aprová-las, autoriza a Agência a realizar as rodadas. A partir da publicação da Resolução do CNPE que autoriza a rodada, a ANP publica o pré-edital e a minuta do contrato, os quais são objeto de consulta e audiência pública. O pré-edital contém o cronograma de eventos e publicações obrigatórios, que inclui seminários técnicos, jurídicos, fiscais e ambientais; divulgação das áreas dos blocos, entre outros. Nessa fase, é aberto o prazo para as empresas manifestarem o interesse em participar da rodada e para a análise das solicitações por parte da Comissão Especial de Licitação, que aprova ou não a inscrição das empresas. As sessões públicas de apresentação das ofertas são realizadas, em geral, em apenas um dia... As empresas inscritas (sozinhas ou em consórcio) depositam suas ofertas, dentro de um envelope lacrado, em uma urna transparente. Elas devem conter oferta de bônus de assinatura e PEM (Programa Exploratório Mínimo), no caso das rodadas sob o regime de concessão, ou a parcela do excedente em óleo ofertada à União, no caso das rodadas sob o regime de partilha. O julgamento das ofertas é feito imediatamente, com base nos critérios do edital, e o nome da vencedora é divulgado em seguida.

---

<sup>37</sup> A Oferta Permanente consiste na oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais localizados em quaisquer bacias terrestres ou marítimas. A exceção são os blocos localizados no polígono do pré-sal, nas áreas estratégicas ou na Plataforma Continental além das 200 milhas náuticas, bem como os autorizados a compor a 17ª e a 18ª Rodadas de Licitações.

Em tempo, em ensaio onde realiza análise sobre devolução de blocos licitados, Silva (2013), percebeu que 97 blocos presentes na região do Pré-Sal já tinham sido concedidos sob regime de concessão no decorrer das Rodadas de Licitação realizadas pela ANP, sendo que 34 destes foram devolvidos ao longo dos anos.

Apresentamos em seguida o resultado das seis rodadas de leilões da Partilha e das duas rodadas do Excedente da Cessão Onerosa, Tabelas de elaboração própria, com dados da ANP - Resultados das licitações. Os Valores de reserva são estimados não se configurando reservas provadas, no entanto levantadas através das expectativas apresentadas pela ANP e PPSA.

### 1ª Rodada (2013)

Leilão Partilha	Área	Bônus Ass. (R\$ Bi)	Exc. em óleo	Consórcio	Part.	Reserva p/ Part. (Mi Boe)	Reserva Estimada (Mi Boe)
1ª	Libra (Mero)	15	41,65%	PETROBRAS*	40%	1320	3300
				TOTAL	20%	660	3300
				SHELL	20%	660	3300
				CNOOC	10%	330	3300
				CNPC	10%	330	3300

O Consórcio (Petrobras, Total, Shell, CNOOC e CNPC) operado pela Petrobras é o vencedor do leilão de Libra (renomeado Mero) com oferta de 41,65% de excedente em óleo à União, com pagamento de R\$ 15 bilhões em bônus de assinatura.

### 2ª Rodada (2017)

A segunda rodada é marcada pela aquisição de 3 grandes áreas: Entorno de Sapinhoá, com excedente em óleo de 80% ofertado pelo consórcio Petrobras (operadora), Shell, Repsol/Sinopec; Norte de Carcará com excedente em óleo de 67,12% pelo consórcio Equinor (operadora), Exxon Mobil e Petrogal; Sul de Gato do Mato com excedente em óleo de 11,53

pelo consórcio Shell (operadora), Ecopetrol e Total. O total em bônus de assinatura percebidos pela União nas três operações foi de R\$ 3,3 bilhões.

Leilão Partilha	Área	Bônus Ass. (R\$ Bi)	Exc. em óleo	Consórcio	Part.	Reserva p/ Part. (Mi Boe)	Reserva Estimada (Mi Boe)
2ª	Entorno de Sapinhoá	0,200	80%	PETROBRAS*	45%	1215	2700
2ª	Norte de Carcará	3	67,12%	SHELL	30%	810	2700
				REPSOL/SINOPEC	25%	675	2700
				Equinor *	40%	800	2000
				Exxon Mobil	40%	800	2000
				Petrogal	20%	400	2000
2ª	Sul de Gato do Mato	0,100	11,53%	Shell *	50%	500	1000
				Ecopetrol	30%	300	1000
				Total	20%	200	1000

### 3ª Rodada (2017)

Leilão Partilha	Área	Bônus Ass. (R\$ Bi)	Exc. em óleo	Consórcio	Part.	Reserva p/ Part. (Mi Boe)	Reserva Estimada (Mi Boe)
3ª	Peroba	2	76,96%	Petrobras *	40%	400	1000
				BP	40%	400	1000
3ª	Alto de Cabo Frio Central	500	75,80%	CNODC	20%	200	1000
				Petrobras*	50%	500	1000
				BP	50%	500	1000

<b>3ª</b>	Alto de Cabo Frio Oeste	350	22,87%	Shell *	55%	550	1000
				QP	25%	250	1000
				CNOOC	20%	200	1000

A terceira rodada também terminou com 3 áreas licitadas: Peroba, com excedente em óleo de 76,96% ofertado pelo consórcio Petrobras (operadora), BP e CNODC; Alto de Cabo Frio Central com excedente em óleo de 75,80% pelo consórcio Petrobras (operadora) e BP; Alto de Cabo Frio Oeste com excedente em óleo de 22,87% pelo consórcio Shell(operadora), QP e CNOOC . O total em bônus de assinatura percebidos pela União nas três operações foi de R\$ 2,85 bilhões.

#### **4ª Rodada (2018)**

<b>Leilão Partilha</b>	<b>Área</b>	<b>Bônus Ass. (R\$ Bi)</b>	<b>Exc. em óleo</b>	<b>Consórcio</b>	<b>Part.</b>	<b>Reserva p/ Part. (Mi Boe)</b>	<b>Reserva Estimada (Mi Boe)</b>
<b>4ª</b>	Dois Irmãos	0,400	16,43%	Petrobras*	45%	450	1000
				BP	30%	300	1000
				EQUINOR	25%	250	1000
	Três Marias	0,100	49,95%	Petrobras *	30%	300	1000
				Shell	40%	400	1000
				Chevron	30%	300	1000
	Uirapuru	2,650	75,49%	Petrobras *	30%	300	1000
				Exxon Mobil	28%	280	1000
				Equinor	28%	280	1000
				Petrogal	14%	140	1000

A quarta rodada destinou um total em bônus de assinatura percebidos pela União de R\$ 3,15 bilhões, através as licitações de Dois Irmãos (Petrobras operadora, BP e Equinor); Três

Marias (Petrobras operadora, Shell e Chevron); Uirapuru (Petrobras operadora, Exxon Mobil, Equinor e Petrogal), com excedente em óleo de 16,43%, 49,95% e 75,49% respectivamente

### 5ª Rodada (2018)

Leilão Partilha	Área	Bônus Ass. (R\$ Bi)	Exc. em óleo	Consórcio	Part.	Reserva p/ Part. (Mi Boe)	Reserva Estimada (Mi Boe)
5ª	Titã	3,125	23,49%	Exxon Mobil *	64%	640	1000
				QP	36%	360	1000
	Pau Brasil	0,500	63,79%	BP*	50%	500	1000
				CNOOC	30%	300	1000
	SO Tartaruga Verde	0,070	10,01%	Ecopetrol	20%	200	1000
				Petrobras *	100%	1000	1000
				Shell*	45%	3735	8300
				Chevron	45%	3735	8300
	Saturno	3,125	70,20%	Shell*	45%	3735	8300
				Chevron	45%	3735	8300
				Ecopetrol	10%	830	8300

A quinta rodada resultou no maior número de áreas licitadas no mesmo leilão sobre o regime de partilha. Foram 4 áreas, Titã, Pau Brasil, Sudoeste de Tartaruga Verde e Saturno.

A União recebeu um total em bônus de assinatura de R\$ 6,82 bilhões, no leilão que marcou a maior presença de consórcios com operadoras estrangeiras. Os consórcios com as operadoras Exxon Mobil (QP), BP (CNOOC e Ecopetrol) e Shell (Chevron e Ecopetrol) arremataram os campos de Titã (23,49% de excedente em óleo), Pau Brasil (63,79% em excedente em óleo) e Saturno (70,20% em excedente em óleo). A Petrobras arrematou sozinha o campo de Sudoeste de Tartaruga Verde ofertando 10,01 de excedente em óleo.

### 6ª Rodada da Partilha (2019)

Leilão Partilha	Área	Bônus Ass. (R\$ Bi)	Exc. em óleo	Consórcio	Part.	Reserva p/ Part. (Mi Boe)	Reserva Estimada (Mi Boe)
6ª	Aram	5,050	29,96%	Petrobras *	80%	23200	29000
				CNODC	20%	5800	29000

A Petrobras consorciada com a CNODC, arrematou Aram, ofertando 29,96% de excedente em óleo e pagamento de R\$ 5,05 bilhões.

### 1ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (2019)

Leilão Partilha Exc. Cessão Onerosa	Área	Bônus Ass. (R\$ Bi)	Exc. em óleo	Consórcio	Part.	Reserva p/ Part. (Mi Boe)	Reserva Estimada (Mi Boe)
1ª	Búzios	68,194	23,24%	PETROBRAS*	90%	2700	3000
				CNOOC	5%	150	3000
				CNPC	5%	150	3000
	Itapu	1,766	18,15%	Petrobras*	100 %	1000	1000

O ano de 2019 marca o primeiro leilão do excedente da cessão onerosa. A Petrobras arremata as duas áreas, Búzios, consorciada com as Chinesas CNOOC e CNPC, e Itapu, sozinha, ofertando 23,24% e 18,15% de excedente em óleo respectivamente, mas pagando através a revisão do contrato da cessão onerosa, como já apresentado anteriormente, R\$ 68,194 bilhões de reais em bônus de assinatura por Búzios e R\$ 1,766 bilhões por Itapu.

## 2ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (2021)

Leilão Partilha Exc. Cessão Onerosa	Área	Bônus Ass. (R\$ Bi)	Exc. em óleo	Consórcio	Part.	Reserva p/ Part. (Mi Boe)	Reserva Estimada (Mi Boe)
2ª	Sépia	7,138	37,43%	PETROBRAS*	30%	1800	6000
				QP	21%	1260	6000
				Petronas	21%	1260	6000
				Total	28%	1680	6000
	Atapu	4,002	31,6%	Petrobras *	52,5%	3150	6000
				Shell	25%	1500	6000
				Total	22,5%	1350	6000

Em 2021, a ANP realiza uma segunda rodada de volumes excedentes da cessão onerosa. Sépia e Atapu, duas áreas com perspectivas de campos supergigantes foram arrematados por consórcios operados pela Petrobras.

A União arrecadou a título de bônus de assinatura R\$ 11,14 bilhões. O excedente em óleo ofertado foi de 37,43% pelo consórcio composto por Petrobras, QP, Petronas e Total para Sépia e 31,6% de excedente em óleo pelo consórcio Petrobras, Shell e Total para Atapu.

Este modelo de priorizar a arrecadação através bônus de assinatura é equivocado, impedindo uma maior participação na renda petrolífera pela União, deixando de atuar estrategicamente e a longo prazo para responder a uma pressão fiscal momentânea interna, conforme se aduz da preocupação pontual e desprovida de estratégia a longo prazo das palavras de Bento Albuquerque, ministro de Minas e Energia, ao dia da realização do leilão: “Apenas essa segunda rodada vai propiciar R\$ 7,7 bilhões a estados e municípios, que vão se somar aos R\$ 11,7 bilhões da primeira rodada”.

No caso da Cessão Onerosa, após apresentada a declaração de comercialidade, alguns itens geraram, pós revisão, um crédito à Petrobras, decorrente revisão do valor do contrato e

também geraram outros leilões da ANP decorrente atualização dos volumes, denominados de “excedentes”, aos quais a própria Petrobrás arrematou áreas, observando outro regime de contratação, a Partilha, que analisaremos adiante.

Sobre a revisão do valor do contrato da Cessão Onerosa, a Petrobras teve o ressarcimento de US\$ 9,058 bilhões (nove bilhões e cinquenta e oito milhões de dólares), que convertidos para reais à época e com as correções também previstas (taxa Selic), representaram cerca de R\$ 34,1 bilhões (trinta e quatro bilhões e cem milhões de reais).

O valor do ressarcimento foi quitado, juntamente com o valor do montante bônus de assinatura da licitação dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa, arrematados pela Petrobrás.

Após meses de negociação, a União concluiu o pagamento de R\$ 34,414 bilhões à Petrobras referentes a revisão do contrato da cessão onerosa. O recebimento foi confirmado pela estatal em comunicado ao mercado nesta 4ª feira (11.dez.2019). A revisão dos termos da cessão onerosa foi estabelecida no contrato inicial, assinado em 2010. Pelo acordo, a Petrobras pagou R\$ 76,4 bilhões pelo direito de explorar, sem licitação, 5 bilhões de barris de óleo equivalente – petróleo e gás natural – no pré-sal na Bacia de Santos. Em janeiro de 2018, o MME (Ministério de Minas e Energia) criou 1 grupo de trabalho para reavaliar os valores pagos. A conclusão das discussões foram apresentadas ao CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) que, em abril, aprovou uma minuta de aditivo do contrato. O colegiado também aprovou a realização de 1 leilão para ofertar o petróleo excedente encontrado pela Petrobras nas áreas da cessão onerosa. A rodada, realizada em 6 de novembro, rendeu R\$ 70 bilhões aos cofres públicos. Apenas a Petrobras apresentou lances por duas áreas ofertadas. A empresa também informou que efetuou pagamento de R\$ 34,420 bilhões pela aquisição da área de Búzios no megaleilão nesta 4ª. O valor é referente a 1ª parcela do bônus de assinatura – valor pago pelo direito de exploração de óleo e gás natural.

Esta previsão do art. 5º da Lei da Cessão Onerosa, não inovou e recebeu os termos do art. 47 da Lei 9.478/97, que foi recentemente modificada pela Lei 13.609/2018.

Art. 47. Os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural...

§ 4º Os recursos provenientes dos pagamentos dos *royalties* serão distribuídos, nos termos do disposto nesta Lei, com base nos cálculos de valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela autoridade administrativa competente.

Percebe-se já aqui prejuízos à Petrobras, ao Brasil e aos brasileiros, quando da opção da União pela realização do leilão do excedente da Cessão Onerosa, resultado da revisão contratual, mesmo sendo esta revisão prevista no texto original da lei e do contrato, e o resultado do leilão ter sido favorável às opções da Petrobras, poderia a União ter optado como indicam

Sauer e Estrella (2019) pela “contratação direta da Petrobrás em regime de prestação de serviços, mediante regulação e controle pela Petróleo Pré-sal S.A e pela ANP,” resguardando interesses nacionais e a soberania brasileira, já que a escolha pela acelerada realização de leilões, afasta o Governo do controle sobre ritmo de produção do petróleo, e da possibilidade de ingerência em seu preço no contexto geopolítico, atendendo a uma necessidade meramente pontual em para suprir fonte de receitas para os estados e municípios:

A única forma de garantir a soberania e o interesse nacional sobre o petróleo é exercer a opção prevista em lei de contratar diretamente a Petrobras para realizar o desenvolvimento da produção e a extração do óleo excedente dos campos da cessão onerosa, por manter na mão da União a capacidade de controlar o ritmo de produção e mesmo negociar cotas de exportação com os membros da OPEP+. Do contrário, além permanecer na posição de mero tomador de preço imposto pelos fazedores de preço da OPEP+, o Brasil corre o risco de ser vítima de uma guerra de preços no contexto de potenciais conflitos da Geopolítica do petróleo. Adicionalmente a contratação direta da Petrobras, conforme demonstram as simulações apresentadas permite um ganho econômico expressivamente superior para a União. Fica assim demonstrado o interesse nacional em não realizar o leilão proposto para o óleo excedente dos campos da cessão onerosa, e a União exercer sua obrigação e direito de contratar diretamente a Petrobras para realizar o desenvolvimento desses campos, quando for do interesse da União.

Sauer (2019) apresenta as diferenças caso tivéssemos estabelecido um regime de prestação de serviços, com o atual modelo de partilha combinado com os impactos da Lei 13.586/2017. Considerando os volumes das reservas do excedente da cessão onerosa em 15,2 bilhões de barris, o valor do barril do petróleo entre 60 e 80 dólares, as perdas são na ordem de 200 e 266 bilhões de dólares, ou seja o Brasil poderia receber em razão da exploração do excedente da cessão onerosa, recentemente licitado entre 200 e 266 bilhões de reais a mais, chegando em valores correntes de 1,2 trilhão e 1,65 de reais, para serem utilizados no benefício de sua população. “Uma perda elevadíssima para qualquer padrão de avaliação, frente ao PIB do País.”

US \$/barril >>>>>	Volume mínimo da reserva 9.300 milhões de barris				Volume máximo da reserva 15.200 milhões de barris			
	25.00	40.00	60.00	80.00	25.00	40.00	60.00	80.00
A - Participações União Serviços	121.438	205.525	317.647	429.775	186.325	314.078	484.407	654.744
B – Participação União Partilha	88.361	133.255	195.342	261.788	115.503	188.750	290.208	394.849
C - Participação União Partilha + Lei 13.586/2017	85.287	128.481	190.834	257.128	110.046	182.018	283.697	388.600
A-B	33.077	72.270	122.305	167.988	70.822	125.328	194.199	259.896
A-C	36.151	77.043	126.813	172.647	76.279	132.060	200.710	266.144
B-C	3.074	4.773	4.508	4.660	5.458	6.733	6.511	6.249
Milhões de dólares								

Figura 15: Perdas da União na comparação entre os regimes de partilha e de serviços.  
Tabela elaboração: Sauer (2019) pág 67.

São vultosos os volumes de óleo ofertados no leilão do excedente da Cessão Onerosa, mais de 3x o volume contratado originalmente, reservas recuperáveis na ordem de 15,2 bilhões de barris de óleo equivalente. Só para se ter uma ideia do tamanho destas reservas, o total de reservas brasileiras provadas em 2019 eram de 10 - 11 bilhões de barris. O leilão do excedente da Cessão Onerosa ofertou nada mais nada menos que uma Petrobras e meia em reservas (levaremos esta informação em consideração posteriormente, para no próximo capítulo demonstrar os volumes em reservas adquiridas por empresas estrangeiras, através dos leilões).

O dado já foi apresentado mas não pode ser perdida a ordem de grandeza, já que o Brasil está diante de uma descoberta que pode através um grau de certeza de 90% ter entre 175 e com grau de certeza de 10% até 273 a 288 bilhões de barris em reservas, o que colocaria o Brasil entre as 3 maiores reservas de petróleo mundial, de acordo com estudo de Cleveland Jones e Hernani Chaves, do Instituto Nacional de Óleo e Gás da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (Uerj - 2019).

## 5.2. EMPRESAS PRESENTES NO PRÉ-SAL (PARTILHA E EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA) E SUAS RESERVAS

Podemos destacar que estão presentes no pré-sal sob regime de partilha e Excedente da Cessão Onerosa 14 empresas: Petrobras, Shell, Total, CNPC, CNOOC, Ecopetrol, Repsol, Equinor, ExxonMobil, Petrogal, BP, CNODC, QPI e Chevron.

CPP	Petrobras	Shell	Total	CNPC	CNOOC	Ecopetrol	Repsol	Equinor	ExxonMobil	Petrogal	BP	CNODC	QPI	Chevron
Libra	40%	20%	20%	10%	10%									
Sul de Gato do Mato		50%	20%			30%								
Entorno de Sapinhoá	45%	30%					25%							
Norte de Carcará								40%	40%	20%				
Peroba	40%										40%	20%		
Alto de Cabo Frio Oeste		55%			20%								25%	
Alto de Cabo Frio Central	50%										50%			
Uirapuru	30%							28%	28%	14%				
Dois Irmãos	45%							25%			30%			
Três Marias	30%	40%												30%
Saturno		50%												50%
Titã									64%				36%	
Pau-Brasil					30%	20%					50%			
SO de Tartaruga Verde	100%													
Búzios	90%				5%							5%		
Itapu	100%													
Aram	80%											20%		

Figura 16: Empresas com contrato de Partilha e Excedente da cessão onerosa  
Elaboração:PPSA

Para entender a alta atratividade do pré-sal brasileiro, precisamos compreender como estão situadas as reservas de petróleo, quem as controla e quem as produz. Para isto utilizaremos 3 figura, retiradas de apresentações públicas da FUP, que apresentarão de forma rápida e direta estas informações. A figura 17 a seguir, demonstra que de acordo com o Banco Mundial, em 2010, as petrolíferas estatais respondiam por 75% da produção e detinham o controle de 90% das reservas mundiais de petróleo (Tordo, Silvana. 2011)<sup>38</sup> apresentando o ranking das maiores

<sup>38</sup> Tordo, Silvana. National oil companies and value creation. World Bank. Working Paper n. 218. 2011. Sumário executivo, pág XI. Traduzido para português: “Hoje, as empresas nacionais de petróleo (NOCs) controlam aproximadamente 90% das reservas mundiais de petróleo e 75% da produção (números semelhantes se aplicam ao gás), bem como muitos dos principais sistemas de infraestrutura de petróleo e gás. Isso pode ser diretamente como produtores ou como “porteiros” para exploração por empresas petrolíferas privadas (IOCs). A Petroleum Intelligence Weekly classifica 18 NOCs entre os 25 maiores detentores e produtores de reservas de petróleo e gás. Além disso, cerca de 60% das reservas não descobertas do mundo estão em países onde os NOCs têm acesso

produtoras de petróleo do mundo (Forbes, 2015).

## As empresas estatais dominam a produção de petróleo no mundo como operadoras



1.	Saudi Aramco (Saudi Arabia)	12 million
2.	Gazprom (Russia)	8.3 million
3.	National Iranian Oil (Iran)	6 million
4.	Exxon Mobil (U.S.)	4.7 million
5.	Rosneft (Russia)	4.7 million
6.	PetroChina (China)	4 million
7.	BP (UK)	3.7 million
8.	Royal Dutch Shell (UK/Netherlands)	3.7 million
9.	Petroleos Mexicanos (Mexico)	3.6 million
10.	Kuwait Petroleum (Kuwait)	3.4 million
11.	Chevron (U.S.)	3.3 million
12.	Abu Dhabi National Oil (UAE)	3.1 million
13.	Total (France)	2.5 million
14.	Petrobras (Brazil)	2.4 million
15.	Qatar Petroleum (Qatar)	2.4 million
16.	Lukoil (Russia)	2.3 million
17.	Sonatrach (Algiers)	2.2 million
18.	Iraq Ministry of Oil (Iraq)	2 million
19.	PDVSA (Venezuela)	2 million
20.	ConocoPhillips (U.S.)	2 million
21.	Statoil (Norway)	2 million

Source: Christopher Helms, Forbes (March 19, 2015)

De acordo com o Banco Mundial, as empresas petrolíferas estatais respondiam, em 2010, por:

- 75% da produção mundial
- 90% das reservas provadas

(Tordo, Silvana (2011). *National oil companies and value creation*).

Figura 17: Estatais 75% da produção e 90% das reservas mundiais

Situação totalmente inversa à década de 70 do século passado, quando as IOC's detinham a propriedade e controle da maior parte das reservas mundiais conhecida à época e produziam quase todo o petróleo no mundo. Este quadro foi sendo modificado quando os Estados iniciaram as modificações dos contratos de exploração, constituindo maiores participações para os Estados, a exemplo da Partilha, instituíram empresas estatais para explorar sozinhas ou consorciadas com as IOC's e organizaram-se em grupos de países produtores e exportadores de petróleo, para definirem em conjunto sobre a oferta de petróleo.

---

privilegiado às reservas. Como tal, as NOCs são de grande importância para a economia de seu país, para a segurança energética dos países importadores e para a estabilidade dos mercados de petróleo e gás."

A figura 18 nesta sequência, apresentará os números globais deste controle de reservas e produção, comparando IOC's x NOC's. Dados do anuário da BP 2010.

## No Mundo, as **empresas estatais** controlam as reservas e a produção de petróleo

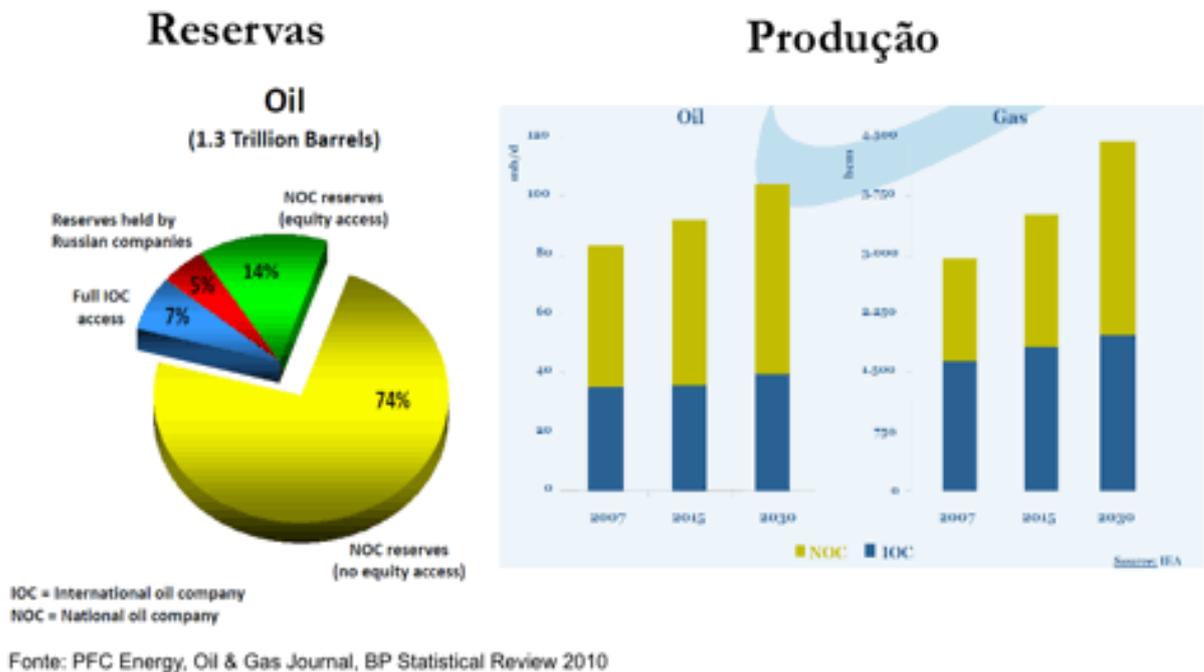
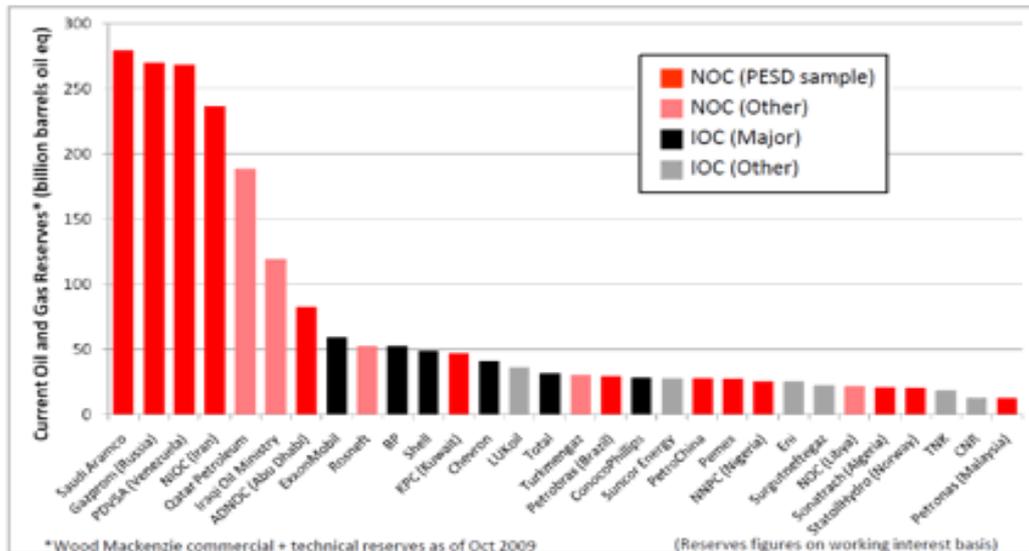


Figura18: Comparativo IOC's x NOC's reservas e produção de petróleo.

A Figura 19, demonstra com mais detalhes a alocação das reservas de petróleo, apresentando as maiores NOC's e IOC's. Dados Wood Mackenzie 2009.

## As empresas estatais são as grandes detentoras das reservas mundiais



Data Source: Wood Mackenzie

Figura 19: Reservas NOC's e IOC's

O fato é que as empresas privadas, as IOC's, estão com cada vez menos reservas disponíveis onde possam impor explorações predatórias, já que na maioria dos países com grandes reservas de petróleo, o controle do acesso é realizado diretamente pelo Estado ou por intermédio de uma empresa Nacional.

A Forbes (2015) apresentou uma lista das petroleiras que mais produzem petróleo no mundo (boepd - barris de óleo equivalente por dia), tendo apenas quatro empresas privadas (Esso, Shell, Chevron e ConocoPhillips), as outras dezessete, estatais: 1- Saudi Aramco – 12 milhões; 2- Gazprom – 8,3 milhões; 3- National Iranian Oil Corp. – 6 milhões; 4- Exxon Mobil – 4,7 milhões; 5- Rosneft – 4,7 milhões; 6- Petrochina- 4 milhões; 7- BP – 3,7 milhões; 8- Shell – 3,7 milhões; 9- Petroleos Mexicanos – 3,6 milhões; 10- Kuwait Petroleum Corp. – 3,4

milhões; 11- Chevron – 3,3 milhões; 12- Abu Dhabi National Oil Co. – 3,1 milhões; 13- Total – 2,5 milhões; 14 – Petrobrás – 2,4 milhões; 15- Qatar Petroleum – 2,4 milhões; 16- Lukoil –

**Ranking das Maiores Reservas Provadas Mundiais de Petróleo**  
**O Brasil pode saltar de 15º para 3º no pódio, com a comprovação do potencial do PRÉ-SAL.**



Países	Bilhões de Barris
1ª Venezuela	298,3
2ª Arábia Saudita	267,0
3ª Canadá	172,9
4ª Irã	157,8
5ª Iraque	150,0
6ª Rússia	103,2
7ª Cote de Marivá	101,5
8ª Emirados Árabes Unidos	97,8
9ª Estados Unidos	48,5
10ª Líbia	48,4
11ª Nigéria	37,1
12ª Cazaquistão	30,0
13ª Catar	25,7
14ª China	18,5
<b>15ª Brasil</b>	<b>16,2</b>

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2015; para o Brasil, ANP, 2014

Figura 20: Ranking maiores reservas por países 2015.

2,3 milhões; 17- Sonatrach – 2,2 milhões; 18- Iraq Ministry of Oil – 2 milhões; 19- PDVSA – 2 milhões; 20- ConocoPhillips – 2 milhões; 21- Statoil – 2 milhões boepd.

No que se refere ao volume de reservas por países, veja o gráfico com dados do anuário da BP 2015.

A seta indicativa, na figura 20, é uma perspectiva de posição global do Brasil com o advento das reservas do pré-sal, utilizando as perspectivas de Jones e Chaves (2019 Op Cit ).

Com uma atualização, o anuário da BP - British Petroleum apresenta as reservas por países em 2019.

Figura 21: Reservas Países 2019.



## Total proved reserves

	At end 1998	At end 2008	At end 2017	At end 2018			
	Thousand million barrels	Thousand million barrels	Thousand million barrels	Thousand million barrels	Thousand tonnes	Share of total	R/P ratio
Canada	49.8	176.3	168.9	167.8	27.1	9.7%	88.3
Mexico	21.6	11.9	7.7	7.7	1.1	0.4%	10.2
US	28.6	28.4	61.2	61.2	7.3	3.5%	11.0
<b>Total North America</b>	<b>100.0</b>	<b>216.6</b>	<b>237.8</b>	<b>236.7</b>	<b>35.4</b>	<b>13.7%</b>	<b>28.7</b>
Argentina	2.8	2.5	2.0	2.0	0.3	0.1%	9.3
Brazil	7.4	12.8	12.8	13.4	2.0	0.8%	13.7
Colombia	2.5	1.4	1.7	1.8	0.3	0.1%	5.6
Ecuador	4.1	4.3	3.0	2.8	0.4	0.2%	14.8
Peru	0.9	1.1	1.0	1.0	0.1	0.1%	17.6
Trinidad & Tobago	0.7	0.8	0.2	0.2	†	*	7.6
Venezuela	76.1	172.3	302.8	303.3	48.0	17.5%	*
Other S. & Cent. America	1.1	0.8	0.5	0.5	0.1	*	11.5
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>95.6</b>	<b>196.0</b>	<b>324.0</b>	<b>325.1</b>	<b>51.1</b>	<b>18.8%</b>	<b>136.2</b>
Denmark	0.9	0.8	0.4	0.4	0.1	*	10.1
Italy	0.6	0.5	0.6	0.6	0.1	*	16.2
Norway	11.7	7.5	7.9	8.6	1.1	0.5%	12.8
Romania	1.2	0.5	0.6	0.6	0.1	*	22.2
United Kingdom	5.1	3.1	2.5	2.5	0.3	0.1%	6.3
Other Europe	1.9	1.9	1.6	1.6	0.2	0.1%	14.1
<b>Total Europe</b>	<b>21.4</b>	<b>14.2</b>	<b>13.7</b>	<b>14.3</b>	<b>1.9</b>	<b>0.8%</b>	<b>11.1</b>
Azerbaijan	1.2	7.0	7.0	7.0	1.0	0.4%	24.1
Kazakhstan	5.4	30.0	30.0	30.0	3.9	1.7%	42.7
Russian Federation	113.1	106.4	106.3	106.2	14.6	6.1%	25.4
Turkmenistan	0.5	0.6	0.6	0.6	0.1	*	7.4
Uzbekistan	0.6	0.6	0.6	0.6	0.1	*	25.4
Other CIS	0.3	0.3	0.3	0.3	†	*	18.1
<b>Total CIS</b>	<b>121.1</b>	<b>144.8</b>	<b>144.7</b>	<b>144.7</b>	<b>19.6</b>	<b>8.4%</b>	<b>27.4</b>
Iran	93.7	137.6	155.6	155.6	21.4	9.0%	90.4
Iraq	112.5	115.0	147.2	147.2	19.9	8.5%	87.4
Kuwait	96.5	101.5	101.5	101.5	14.0	5.9%	91.2
Oman	5.4	5.6	5.4	5.4	0.7	0.3%	15.0
Qatar	13.5	26.8	25.2	25.2	2.6	1.5%	36.8
Saudi Arabia	261.5	264.1	296.0	297.7	40.9	17.2%	66.4
Syria	2.3	2.5	2.5	2.5	0.3	0.1%	284.8
United Arab Emirates	97.8	97.8	97.8	97.8	13.0	5.7%	68.0
Yemen	1.9	2.7	3.0	3.0	0.4	0.2%	121.4
Other Middle East	0.2	0.1	0.1	0.2	†	*	2.1
<b>Total Middle East</b>	<b>685.2</b>	<b>753.7</b>	<b>834.3</b>	<b>836.1</b>	<b>113.2</b>	<b>48.3%</b>	<b>72.1</b>
Algeria	11.3	12.2	12.2	12.2	1.5	0.7%	22.1
Angola	4.0	9.5	8.4	8.4	1.1	0.5%	15.0
Chad	-	1.5	1.5	1.5	0.2	0.1%	40.9
Republic of Congo	1.7	1.6	1.6	1.6	0.2	0.1%	13.2
Egypt	3.8	4.2	3.3	3.3	0.4	0.2%	13.6
Equatorial Guinea	0.6	1.7	1.1	1.1	0.1	0.1%	15.8
Gabon	2.6	2.0	2.0	2.0	0.3	0.1%	28.2
Libya	29.5	44.3	48.4	48.4	6.3	2.8%	131.3
Nigeria	22.5	37.2	37.5	37.5	5.1	2.2%	50.0
South Sudan	n/a	n/a	3.5	3.5	0.5	0.2%	73.4
Sudan	0.3	5.0	1.5	1.5	0.2	0.1%	41.1
Tunisia	0.3	0.6	0.4	0.4	0.1	*	23.2
Other Africa	0.7	0.7	3.9	3.9	0.5	0.2%	33.7
<b>Total Africa</b>	<b>77.2</b>	<b>120.4</b>	<b>125.3</b>	<b>125.3</b>	<b>16.6</b>	<b>7.2%</b>	<b>41.9</b>
Australia	4.8	4.2	4.0	4.0	0.4	0.2%	30.8
Brunei	1.0	1.1	1.1	1.1	0.1	0.1%	27.0
China	17.4	21.2	25.9	25.9	3.5	1.5%	18.7
India	5.4	5.8	4.5	4.5	0.6	0.3%	14.1
Indonesia	5.1	3.7	3.2	3.2	0.4	0.2%	10.7
Malaysia	3.4	5.5	3.0	3.0	0.4	0.2%	12.1
Thailand	0.4	0.5	0.3	0.3	†	*	1.8
Vietnam	1.9	4.7	4.4	4.4	0.6	0.3%	43.9
Other Asia Pacific	1.3	1.3	1.2	1.2	0.2	0.1%	12.9
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>40.8</b>	<b>48.0</b>	<b>47.7</b>	<b>47.6</b>	<b>6.3</b>	<b>2.8%</b>	<b>17.1</b>
<b>Total World</b>	<b>1141.2</b>	<b>1493.8</b>	<b>1727.5</b>	<b>1729.7</b>	<b>244.1</b>	<b>100.0%</b>	<b>50.0</b>
of which: OECD	124.5	234.0	254.4	254.0	37.6	14.7%	26.4
Non-OECD	1016.7	1259.8	1473.1	1475.8	206.6	85.3%	59.1
OPEC	827.9	1027.9	1240.2	1242.2	174.8	71.8%	86.5
Non-OPEC	313.3	465.9	487.3	487.5	69.4	28.2%	24.1
European Union	8.7	5.7	4.9	4.8	0.6	0.3%	8.6
Canadian oil sands: Total	43.1	170.3	163.4	162.3	26.4	9.4%	
of which: Under active development	8.4	27.0	22.0	20.9	3.4	1.2%	
Venezuela: Orinoco Belt	-	94.2	260.9	261.4	41.9	15.1%	

†Less than 0.05.

\*Less than 0.05%.

n/a not available.

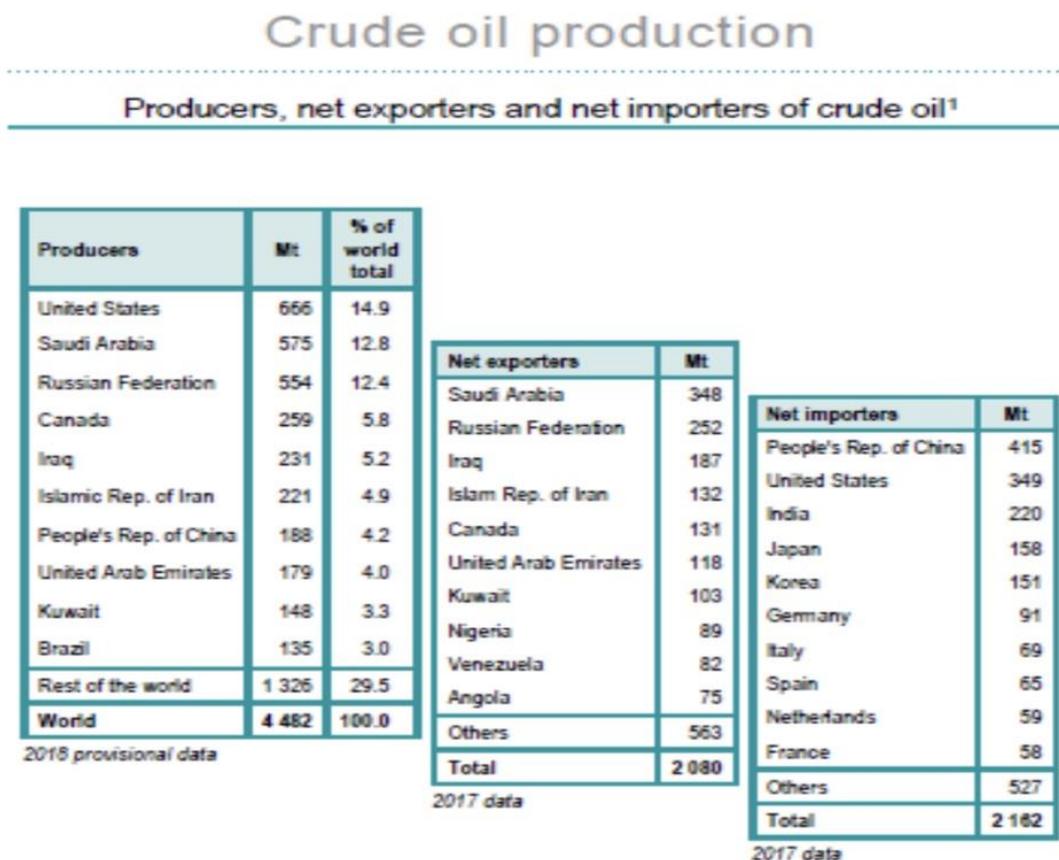
\*More than 500 years.

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2019

Fonte: IEA, Key World Energy Statistics, 2019

Mas para além destes dados, um elemento importante é crucial para o entendimento da grande presença internacional no pré-sal. Os interesses entre os exportadores e importadores de petróleo. Por um lado os exportadores buscando elevados preços, por outro importadores buscando baixos preços, como assinala Sauer e Estrella (2019, op.cit).

Figura 22: Produtores, Exportadores e Importadores, elaborado por Sauer e Estrella (2019).



Fonte: IEA, Key World Energy Statistics, 2019

Há nitidamente dois grandes blocos de interesse geopolítico no mundo, no que diz respeito ao petróleo: de um lado, os exportadores liderados pela OPEP+, que querem manutenção de um preço elevado do petróleo mediante o controle sobre o ritmo de produção, para maximizar os benefícios para seus países, e, de outro lado, os países importadores, integrantes da OECD, também integrada pelo Canadá, mais a China e Índia, liderados pelos Estados Unidos, que desejam maior oferta de petróleo a preços menores, para se beneficiarem desta condição e aumentarem seu bem estar.

Sobre o Brasil, ainda complementa Sauer, como se o país entrasse numa autofagia:

Brasil e Canadá, paradoxalmente, parecem estar cumprindo um papel desestabilizador dos preços, o que contraria seus próprios interesses, ao não mantiverem cooperação com os demais exportadores, e, pior ainda, no caso do Brasil ao outorgar contratos de natureza microeconômica, renunciando à soberania de intervir nos ritmos de produção dos campos, no caso de acordo de cotas de produção com outros exportadores para controle dos preços do petróleo.

Com as descobertas do pré-sal, o Brasil tem potencial de se tornar, como vem demonstrando os resultados exploratórios, uma nação entre as 5 maiores detentoras de reservas de petróleo do mundo. Situação que tem atraído às multinacionais, na busca por recompor suas reservas.

Das 17 áreas exploratórias apresentadas nos leilões, a Petrobras é a empresa com maior presença, está presente em 11 áreas. Mas a participação das empresas estrangeiras já impõe uma presença significativa no pré-sal, são 13 estrangeiras, em 15 áreas. As estrangeiras só estão fora de Itapu e Sudoeste de Tartaruga Verde.

A Shell está presente em 6 áreas. A CNOOC e a BP, presentes em 4; A Equinor, ExxonMobil e a CNODC estão em 3; a Total, Ecopetrol, Petrogal, QPI e Chevron em 2 áreas e presente em ao menos uma área do pré-sal sob regime de partilha estão as empresas CNPC e a Repsol Sinopec.

Não é de se espantar tão ampla participação internacional no pré-sal brasileiro, utilizando Fiori e Nozaki (2020),

já que diante da doutrina mundial estabelecida com a plena consciência de que o petróleo também é uma questão de segurança estratégica para todas as demais potências do mundo pois também é conhecido que estas potências disputam as mesmas reservas mundiais que estão dois terços concentrados no território de apenas quinze países, dos quais em treze as reservas são controladas por seus próprios Estados nacionais e suas empresas petrolíferas estatais.

Reiteradas manifestações das empresas internacionais, apresentando a atratividade e a oportunidade de recomposição de reservas através acesso ao pré-sal, são confirmadas nas palavras do CEO da Shell do Brasil, André Araújo, "O Pré-sal é onde todo o mundo quer estar", do CEO da Statoil Brasil (Equinor) Pål Eitrheim, em 2016, "Carcará é a maior descoberta de petróleo dos últimos anos no mundo. O Brasil é prioridade para os investimentos da Statoil fora da Noruega".

Observe a tabela do DIEESE (2019), onde apresenta o volume estimado adquirido de reservas de Petróleo, de cada uma das empresas, em razão de suas participações nos consórcios vencedores até a 5ª rodada de leilões da Partilha.

## Resultados pós 5 rodadas no Modelo de Partilha

- 1º leilão – em 21/10/2013 – bloco de Libra (Bacia de Santos);
- 2º leilão – em 27/10/2017 – blocos de Sul de Gato do Mato (Bacia de Santos), Norte de Caracará (Bacia de Santos), Entorno de Sapinhoá (Bacia de Santos);
- 3º leilão – em 27/10/2017 – blocos de Peroba (Bacia de Santos), Alto de Cabo Frio-Oeste (Bacia de Campos), Alto de Cabo Frio-Central (Bacia de Campos);
- 4º leilão – em 07/06/2018 – blocos de Três Marias (Bacia de Santos), Uirapuru (Bacia de Santos), Dois Irmãos (Bacia de Campos);
- 5º leilão – em 28/09/2018 – blocos de Saturno (Bacia de Santos), Titã (Bacia de Santos), Pau Brasil (Bacia de Santos), Sudoeste de Tartaruga Verde (Bacia de Campos).

Empresa	País	Participação como Operadora (em blocos)	Volume estimado de petróleo (em bilhões barris)	Volume estimado de petróleo (%)	Bônus de Assinatura Pago (em bilhões RS)	Bônus de Assinatura Pago (%)	Preço médio por barril (RS)
Petrobrás	Brasil	8	13,03	25,1%	8,22	26,4%	0,63
Shell	Reino Unido	3	8,10	15,6%	4,94	15,9%	0,61
ExxonMobil	EUA	1	5,56	10,7%	3,94	12,7%	0,71
BP	Reino Unido	1	5,45	10,5%	1,42	4,6%	0,26
Chevron	EUA	0	4,73	9,1%	1,59	5,1%	0,34
Equinor (Statoil)	Noruega	1	3,66	7,1%	2,04	6,6%	0,56
CNOOC	China	0	2,56	4,9%	1,72	5,5%	0,67
Total	França	0	2,44	4,7%	3,02	9,7%	1,24
QPI	Catar	0	1,64	3,2%	1,21	3,9%	0,74
Galp (Petrogal)	Portugal	0	1,53	3,0%	0,97	3,1%	0,63
CNPC	China	0	1,20	2,3%	1,50	4,8%	1,25
CNODC	China	0	1,06	2,0%	0,40	1,3%	0,38
Ecopetrol	Colômbia	0	0,78	1,5%	0,10	0,3%	0,13
Repsol Sinopec	Espanha	0	0,09	0,2%	0,05	0,2%	0,57
<b>Soma</b>		<b>14</b>	<b>51,83</b>	<b>100,0%</b>	<b>31,12</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,60</b>

Fonte: ANP. Elaboração: DIEESE

Figura 23: Volumes de petróleo em reservas por empresas após 5º leilão da Partilha

Dados de estudo apresentado pelo DIEESE (2019), consolidados na figura 23, apresentam que 13 empresas multinacionais já detinham quase que 75% das reservas do Pré-Sal brasileiro licitadas até a 5ª rodada da Partilha. Em volumes, as empresas estariam com acesso equivalente a 38,8 bilhões de barris de petróleo, de um total de 51,83 bilhões de barris do Pré-Sal ofertados sob o Regime de Partilha. A Petrobras teria adquirido acesso a 13,03 bilhões de barris.

Entre as empresas presentes no pré-sal, sob o regime de partilha até a 5ª rodada, a Shell teria acesso a 8,1 bilhões de barris em reserva; ExxonMobil a 5,56 bilhões; BP a 5,45; Chevron

a 4,73, Equinor a 3,66; CNOOC a 2,56; Total a 2,44; QPI a 1,64; Petrogal a 1,53; CNPC a 1,2, CNODC a 1,06 a Ecopetrol a 780 milhões de barris e Repsol Sinopes a 90 milhões de barris.

Adicionando os resultados dos 3 últimos leilões (6ª rodada de Partilha, 1º e 2º leilões do excedente da cessão onerosa) podemos atualizar o acesso das empresas as reservas do pré-sal brasileiro. A Shell teria acesso a 9,6 bilhões de barris em reserva; ExxonMobil a 5,56 bilhões; BP a 5,45; Chevron a 4,73, Equinor a 3,66; CNOOC a 2,710; Total a 5,47 ; QPI a 2,9; Petrogal a 1,53; CNPC a 1,350, CNODC a 6,86 a Ecopetrol a 780 milhões de barris e Repsol Sinopec a 90 milhões de barris.

O Brasil estará, através da Partilha do Pré-sal, contribuindo para a recomposição de reserva de empresas com sede nos EUA, na ordem de 10,290 bilhões de barris; a China com 10,920 bilhões de barris e ao Reino Unido com 15,050 bilhões de barris.

## **6. CONCLUSÃO**

Apresenta-se desde 2016, um movimento de desregulação, renúncia tributária, realização acelerada de leilões, oferta de reservas de petróleo a agentes estrangeiros, enfraquecimento da empresa de petróleo nacional, flexibilização do controle e da produção do petróleo brasileiro pela União e uma danosa política de preços de paridade de importação dos derivados de petróleo no Brasil.

Não há nenhuma razão para esta acelerada e desesperada oferta de reservas de petróleo seja realizada. Razões estratégicas não existem, há grande interesse imediatista, diante das modificações impostas pela Lei 13.889/19, não só da União como dos entes federativos na absorção da distribuição dos recursos aferidos com os bônus dos leilões para sanar déficits fiscais, orçamentários e previdenciários pontuais, que colocam em risco uma política de desenvolvimento da indústria nacional, já que pautam os leilões do petróleo através bônus de assinatura em detrimento de uma maior participação do estado na renda futura e contínua decorrente a exploração do pré-sal.

Não deve o Brasil deixar-se levar pelo o argumento da aceleração da exploração de petróleo do pré-sal, sob a alegação que será um bem desvalorizado no futuro, principalmente

por empresas estrangeiras, contentando-se apenas em tributá-las. Precisamos fortalecer o marco regulatório do pré-sal e não flexibilizá-lo (Joseph Stiglitz, 2014).

Não há previsão de curto e médio prazo (01 a 10 anos) que imponha e estabeleça a possibilidade de rápida substituição da matriz óleo e gás por energéticos alternativos, limpos e renováveis. Os cenários projetados pela própria Petrobras para 2040, utilizando as projeções da AIE, demonstram que os combustíveis fósseis ainda serão os responsáveis por 77% de toda energia mundial - Petróleo 29%, Gás Natural 24% e Carvão 24%. Logo há muito tempo para explorarmos o pré-sal brasileiro, buscando maximizar a renda ao Estado e não deixar que esta exploração seja predatória e imediatista por agentes externos, inclusive utilizando esta renda para a substituição da matriz energética pautada no carbono para uma matriz energético limpa e renovável de forma sustentável.

Há uma necessidade de coordenação entre a exploração e as necessidades do povo brasileiro, da nossa economia e indústria em absorver e dar respostas às demandas do pré-sal.

Não há argumentos sólidos para a flexibilização tributária, a flexibilidade no controle das reservas e da produção pelos Estados-Nação, apenas o frágil e comprovadamente equivocado argumento de fuga e falta de atratividade das empresas em realizar investimentos onde há presença estatal na exploração do Petróleo. Este é um argumento que se demonstrou nesta pesquisa não corresponder à realidade e tem sido utilizado com o intuito de descaracterizar o controle e a apropriação da renda petrolífera em benefício da nação proprietária do petróleo, para que haja a apropriação da renda pelas empresas. As Petrolíferas vivem de produzir petróleo e de reservas necessitam para manter suas atividades e manter a segurança energética de suas nações origem. Independente do modelo regulatório, Concessão, Partilha, Cessão Onerosa, Serviços, entre outros, as empresas petrolíferas buscam acessar reservas, e continuarão buscando. E o resultado disto é que em mais de 52 países, o regime de produção é de Partilha, Serviços, Mistos, entre outros, e todas as grandes empresas estão presentes nestes países. Ao revês desta flexibilização, necessário seria instituir um 4º modelo no Brasil - contrato de serviços, ou por ele substituir todos os outros, para que os retornos da exploração sejam maiores à nação.

Já demonstramos que somente com os volumes do excedente da cessão onerosa (15,2 bilhões de barris) o Brasil com um regime de prestação de serviços, poderia receber entre 200 e 266 bilhões de reais a mais, chegando em valores correntes de 1,2 trilhão e 1,65 trilhão de reais, para serem utilizados no benefício de sua população, comparado ao que receberá com o atual modelo de partilha combinado com os impactos da Lei 13.586/2017.

Mesmo diante da ausência da quantificação das reservas do pré-sal pelo Estado brasileiro, o que custaria algo em torno de 5 a 6 bilhões de dólares, e desta forma não termos uma dimensão exata do papel do Pré-sal na Geopolítica do petróleo, os volumes previstos e já leiloados nos dão noção das supergigantes reservas, pelas quais as nações estrangeiras já despertaram interesses e assimilaram a oportunidade de recomposição ou incremento de suas reservas.

Este acréscimo de 40 bilhões de barris do pré-sal as reservas das empresas internacionais, sejam elas IOC's ou NOC's são suficientes para estabelecer um rearranjo geopolítico energético e determinar maior poder de ingerência aos países detentores destas reservas na precificação do óleo internacional e no atendimento a interesses de seus países.

Não atoa a flexibilização da legislação nacional reduziu a participação da Petrobras na produção nacional, que em 2010 representava 93% de todo petróleo produzido, reduzindo tragicamente 20 pp em apenas uma década, para 73% em 2021.

As empresas foram incentivadas, e ainda estão sendo, vide a inclusão de promissores campos de petróleo no novo ciclo de ofertas permanentes em 05 de Janeiro de 2022, a acessar um dos recursos naturais mais estratégicos da atualidade, o petróleo brasileiro.

Um rearranjo institucional, político e legal no setor petróleo brasileiros faz-se necessário para garantir que o pré-sal não seja transformado em um problema e sim em progresso e prosperidade, com geração e apropriação de renda para garantias sociais das gerações futuras, de pesquisa e desenvolvimento de produtos, cadeia de fornecedores, indústria de base e fornecimento de bens secundários e de alta tecnologia, ciência, conhecimento, empregos e renda para a nação brasileira.

A privatização corrente da Petrobras (já foram vendidos em ativos mais R\$ 210 bilhões de reais desde 2016) e abandono da participação do Estado brasileiro da cadeia industrial do petróleo tem transferido os benefícios da exploração do petróleo brasileiro aos estados-nações mater das empresas estrangeiras que estão acessando ao mercado nacional do refino, distribuição, logística, produção de energia, biocombustíveis entres outros, deixando o Estado brasileiro, através de sua empresa pública de acessar etapas que promovem lucro e encadeamento industrial.

Concluimos que as mudanças legislativas ocorridas entre 2016 e 2021 ao marco regulatório do pré-sal brasileiro permitindo a operação por empresas estrangeiras dos campos campos do pré-sal, reduções tributárias com estímulo às importações e enfraquecimento das exigências de conteúdo local impedindo a instalação de uma abrangente cadeia de fornecimento de bens e serviços nacionais, a aceleração dos leilões de áreas e blocos exploratórios do polígono do pré-sal, a disponibilização de reservas de óleo e gás do pré-sal brasileiro aos grandes players mundiais do petróleo, através de suas empresas nacionais ou privadas que já detém o volume equivalente a 40 bilhões de barris de petróleo brasileiros sob o regime de partilha da produção, a arrecadação de recursos prioritária através bônus de assinatura em detrimento de uma maior participação nos excedentes de produção, a política de preços de derivados pautada no preço de paridade de importação, a privatização da Petrobras, e as demais iniciativas legislativas apresentadas ainda correntes e em tramitação, só atendem a interesses estratégicos externos, incentiva a participação estrangeira no pré-sal brasileiro e afasta o Brasil dos objetivos geopolíticos energéticos hodiernos, pois reduz a obtenção, internalização e nacionalização da renda petrolífera e compromete a soberania energética brasileira.

## 7. BIBLIOGRAFIA

ABREU, Fábio Viana. **O Pré-sal brasileiro e a legislação do novo marco regulatório: Uma Avaliação geoeconômica dos recursos energéticos do Pré-sal**. Ceará: Revista de Geologia, Vol. 26, no 1, 7 - 16, UFC - Universidade Federal do Ceará, 2013. Disponível em: < <http://www.periodicos.ufc.br/geologia/article/view/1328/1245&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br>>. Acesso em: dez. de 2021.

Agenda 2009 – 2015 Desafios Estratégicos Setoriais. **Segundo Desafio: “Marco Regulatório do Pré-Sal” Resumo das Audiências Públicas**. Edição Ampliada. Brasília – DF: Senado Federal - Comissão de Serviços de Infraestrutura, 2010. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/ecidania/documentos/anexos/1o-forum-nacional-de-infraestrutura/combustiveis-agenda-desafios-2-pre-sal>>. Acesso em: dez. de 2021.

ALVARENGA, Alexandre Andrade. **Guerras por recursos: o petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: Mural Internacional, vol.11, e47369, 2020. Disponível em: < <https://www.e-publicacoes.uerj.br>>. Acesso em: out. de 2021.

ALVES, Giovanni et al. (coord.). **Enciclopédia do golpe** – Vol. I / Bauru: Canal 6, 2017.

AMARAL, Marcelo Rocha do. **O pré-sal no regime de partilha de produção a primeira licitação e os desafios de implementação**. Brasília: UNB, 2014.

BERCOVICI, Gilberto. **Direito econômico do petróleo e dos recursos minerais**. São Paulo: Quartier Latin, 2011.

BERRIEL, Alexandre Vanzillotta Branco; CASTELLO, Rafael Jupy,. **O ambiente regulatório da Indústria de petróleo no Brasil: etapas de transição do pós-sal para o pré-sal**. Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2018.

BEZERRA, Fabio Luiz Oliveira. **Responsabilidade, sustentabilidade e gestão econômico-financeira**. Brasília: Revista CNJ, v. 4, n. 1, p. 94-105, jan./jun. 2020. Disponível em:< <https://amatra1.org.br/wp-content/uploads/2020/07/revista-cnj.pdf#page=94>> Acesso em: out. de 2021

BNDES. Relatório I. **Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo**. São Paulo: Bain&Company, 2009. Disponível em: < [https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/662/browse?type=author&order=ASC&rpp=20&value=Bain+%26+Company&locale=pt\\_BR](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/662/browse?type=author&order=ASC&rpp=20&value=Bain+%26+Company&locale=pt_BR)>. Acesso em: dez. de 2021.

\_\_\_\_\_. Relatório Consolidado. **Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil**. São Paulo: Bain&Company, 2009. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/7681?mode=full>. Acesso em dez. de 2021.

BRAGA, Saturnino. **Lições do golpe**. São Paulo: Editora Fundação Perseu Abramo, 2016.

CARTILHA PRÉ-SAL. **Perguntas e Respostas. Perguntas mais frequentes sobre o marco regulatório do pré-sal.** Brasília: MME, 2009.

CENÁRIOS PETROBRÁS – 2040. **Visões de futuro para um mundo em transformação.** Rio de Janeiro: Petrobrás, 2018.

COGGLIOLA, Osvaldo. **Impeachment, crise e golpe: o Brasil no palco da tormenta mundial.** Disponível em: <<https://blogdaboitempo.com.br/2016/05/31/impeachment-crise-e-golpe-o-brasil-no-palco-da-tormenta-mundial/>> Acesso em: jan. de 2022.

COLOMER, Marcelo. **Impactos macroeconômicos da indústria de petróleo.** Rio de Janeiro: GEE – UFRJ, 2015.

COSTA, Divina Paz da. **Discursos gerados para a destituição da Presidenta Dilma: golpe ou impeachment?** Divina Paz da Costa, 2019. Disponível em:< <https://repositorio.ifg.edu.br/bitstream/prefix/245/2/TCC%20-%20DIVINA%20-%20VERSÃO%20FINAL.pdf> > Acesso em: out. de 2021.

CUNHA, H. V. **Contrato de partilha de produção: um novo marco regulatório no cenário petrolífero brasileiro.** Revista Direito E-nergia, v. 8, p. 79 - 108, 25 jul. 2014. Disponível em: <<https://periodicos.ufrn.br/direitoenergia/article/download/5547/4941/>>. Acesso em: dez. De 2021.

DWECK, Esther. TEIXEIRA, Rodrigo Alves. **A política fiscal do governo Dilma e a crise econômica.** Texto para Discussão. Campinas: Unicamp. IE, n. 303, jun. 2017. Disponível em: <<https://www.eco.unicamp.br/images/arquivos/artigos/3532/TD303.pdf> >. Acesso em: jan de 2022.

DOURADO, F. **A influência da descoberta do pré-sal na economia fluminense.** Rio de Janeiro: Tese de Doutorado na Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 138 p., 2010.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Estimativa de resultados nos contratos de partilha de produção.** PPSA, MME. Nov, 2019. Disponível em: <https://epbr.com.br/wp-content/uploads/2019/11/ebook-ppsas.pdf>. Acesso em: nov. de 2021.

FREIRE, Tozzine (advogados); Bain &Company. **Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil.** Disponível em: <[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/7681/2/Estudosdealternativasregulatorias\\_P.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/7681/2/Estudosdealternativasregulatorias_P.pdf)> Acesso em: dez de 2021.

FURNO, Juliane da Costa. **Limites e possibilidades do desenvolvimento econômico na periferia capitalista: a política de conteúdo local no setor de petróleo e gás.** Campinas-SP: 2020. Disponível em: < [https://enep.sep.org.br/uploads/1212\\_1645038753\\_SEP\\_22\\_Pol%C3%ADtica\\_de\\_Conte%C3%BAdo\\_Local\\_no\\_setor\\_de\\_petr%C3%B3leo\\_e\\_g%C3%A1s\\_entre\\_2003\\_e\\_2013\\_com\\_identifica%C3%A7%C3%A3o\\_pdf\\_ide.pdf](https://enep.sep.org.br/uploads/1212_1645038753_SEP_22_Pol%C3%ADtica_de_Conte%C3%BAdo_Local_no_setor_de_petr%C3%B3leo_e_g%C3%A1s_entre_2003_e_2013_com_identifica%C3%A7%C3%A3o_pdf_ide.pdf) > . Acesso em: nov. de 2021.

GOHN, Maria da Glória Marcondes. **"Manifestações de protesto nas ruas no Brasil a partir de Junho de 2013: novíssimos sujeitos em cena."** Paraná: Redalyc. Revista Diálogo

Educacional, vol. 16, n. 47, p. 141 e 142, 2016. Disponível em: <<https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=189145380007>> Acesso em: 16 de jan. de 2022.

GONÇALVES, Míriam (org.); RAMOS, Wilson (coord.) et al. **Enciclopédia do golpe - volume 2: o papel da mídia**. Bauru: Canal 6, 2018.

JUDICE, Luciano Ponce Carvalho. **A defesa do ouro negro da Amazônia Azul (Luciano Ponce Carvalho, Charles Pacheco Piñon)**. Rio de Janeiro: Escola de Guerra Naval, 2015.

LEÃO, Rodrigo. **Geopolítica, estratégia e petróleo: transformações internacionais e nacionais** / Rodrigo Leão; William Nozaki (orgs.). Rio de Janeiro: INEEP; FLACSO, 2019.

LIMA, Paulo Cesar Ribeiro. **A importância do refino para a Petrobrás e para o Brasil**. Brasília: Editora Universidade de Brasília, 2019.

\_\_\_\_\_, Paulo César Ribeiro. **Descrição e análise do contrato de cessão onerosa entre a união e a petrobrás**. Nota Técnica da Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. Setembro, 2010.

\_\_\_\_\_, Paulo César Ribeiro. **Análise da proposta de retorno do regime de concessão no pré-sal e em áreas estratégicas**. Nota Técnica da Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. Setembro, 2015.

\_\_\_\_\_, Paulo César Ribeiro. **Análise da medida provisória no 795, de 2017**. Nota Técnica da Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. Outubro, 2017.

LUCCHESI, Rodrigo Dambros. **Regimes fiscais de exploração e produção de petróleo no Brasil e no mundo**. Rodrigo Dambros Lucchesi. Rio de Janeiro: UFRJ, COPPE, 2011. Disponível em: < <http://www.ppe.ufrj.br/index.php/pt/publicacoes/dissertacoes/2011/958-regimes-fiscais-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-no-brasil-e-no-mundo>>. Acesso em: dez. de 2021.

SANTOS, Luiz Alberto dos. **O PLC 78/18 e a cessão onerosa no pré-sal: contexto e perspectivas**. DIAP. Disponível em: < <https://www.diap.org.br/index.php/noticias/artigos/88916-o-plc-78-18-e-a-cessao-onerosa-no-pre-sal-contexto-e-perspectivas>> . Acesso em: jan. de 2022.

MACHADO, Vagner Gomes. **Fundo social do pré-sal : a relação entre as rendas da União sobre a produção de óleo e gás e a realização de direitos sociais e difusos no Brasil**. Disponível em: <<https://repositorio.ucs.br/xmlui/bitstream/handle/11338/4934/Dissertacao%20Vagner%20Gomes%20Machado.pdf?sequence=1&isAllo>>. Acesso em: 10 out. de 2021.

MENDES, André Pompeo do Amaral; TEIXEIRA, Cássio Adriano; et al. **Mercado de refino de petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: BNDES, v. 24, n. 48, , p. 15 e 17, set 2018. Disponível em: < [https://web.bnades.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/16041/3/PRArt214083\\_Mercado%20de%20petroleo%20no%20Brasil\\_compl\\_P\\_BD.pdf](https://web.bnades.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/16041/3/PRArt214083_Mercado%20de%20petroleo%20no%20Brasil_compl_P_BD.pdf)> Acesso em: out. de 2021.

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Brasília: MME/EPE, 2021. Disponível em:

<[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2018/Lei/L13609.htm#art1](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Lei/L13609.htm#art1)>. Acesso em: nov de 2021.

NOZAKI, William Vella. LEÃO, Rodrigo Pimentel Ferreira. **A economia política dos preços dos combustíveis: uma interpretação.** Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: Ineep, 2019. Disponível em: <<https://ineep.org.br/wp-content/uploads/2020/06/post-6.pdf>>. Acesso:10 de out. de 2021.

\_\_\_\_\_, William Vella; LEÃO, Rodrigo Pimentel Ferreira e et al. **Caminhos e descaminhos da gestão do pré-sal: entre a soberania e a subordinação.** Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: Ineep, 2018. Disponível em: <<https://ineep.org.br/wp-content/uploads/2020/06/post-6.pdf>>. Acesso:10 de out. de 2021.

\_\_\_\_\_, William Vella; COUTINHO, Isadora; LEÃO, Rodrigo (orgs). **Desinvestimento e desregulação da indústria de óleo e gás: o caso brasileiro e as lições internacionais.** 1 ed. Brasília: Faculdade Latino-Americana de Ciências Sociais: INEEP, 2020. Disponível em: <<https://ineep.org.br/wp-content/uploads/2020/06/post-6.pdf>>. Acesso:10 de out. de 2021.

\_\_\_\_\_, William Vella; COUTINHO, Isadora; COSTA, Rafael (orgs.). **A Economia política dos hidrocarbonetos entre a pandemia e a transição energética** [livro eletrônico]. 1 ed. Brasília - DF: Faculdade Latino-Americana de Ciências Sociais, 2021.

PIMENTEL, Petronilha. **1920 - Afinal, quem descobriu o petróleo do Brasil? Das tentativas de Allport no século passado, às convicções científicas de Ignácio Bastos.** Rio de Janeiro: Ed Rev e Ampl. 238 p., 1984. 2006.

POSTALI, Fernando Antônio Slaibe. **Renda Mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil.** Rio de Janeiro: BNDES, 2002. Disponível em: < <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/7705?&locale=es>>. Acesso em: dez. de 2021.

RIBEIRO, Marcos Abraão. **O golpe de 2016 e os dilemas do Brasil contemporâneo: as interpretações de Jessé Souza e José Maurício Domingues em perspectiva comparada.** Terceiro Milênio: Revista Crítica de Sociologia e Política Volume 9, número 1, julho a dezembro de 2017. Disponível em: < <https://revistaterceiromilenio.uenf.br/index.php/rtm/article/view/21>>. Acesso em: out. de 2021.

RYGGVIK, Helge. **Construindo uma indústria nacional de petróleo offshore: a experiência da Noruega.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

SABÓIA, Rodolfo. **O setor de E&P no Brasil.** Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo. ABGP. Agência Nacional de Petróleo e Gás- ANP. Maio de 2021.

SANTOS, Luiz Alberto dos. **O PLC 78/18 e a cessão onerosa no pré-sal: contexto e perspectivas.** DIAP. 20 de Dezembro de 2018. Disponível em: < <https://www.diap.org.br/index.php/noticias/artigos/88916-o-plc-78-18-e-a-cessao-onerosa-no-pre-sal-contexto-e-perspectivas>> Acesso em 20 de dez. de 2021.

SAUER, Ildo e Estrella, Guilherme. **Nota técnica avaliação do leilão do óleo excedente dos campos da cessão onerosa**. São Paulo: Instituto de Energia e Meio Ambiente - USP. 2ª versão corrigida. 2019.

SCHIFFRIN, Anya; SVETLANA, Tsalik: (orgs). **Reportando o petróleo: guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento. Como acabar com a maldição dos recursos**. Revenue Watch / Open Society Institute. 2005. Disponível em: < [https://www.resourcegovernance.org/sites/default/files/RWI\\_coveringoil\\_po.pdf](https://www.resourcegovernance.org/sites/default/files/RWI_coveringoil_po.pdf)>. Acesso em: dez. de 2021.

STIGLITZ, Joseph E. **Transformando os recursos naturais em uma bênção em vez de uma maldição** (em ensaio). Tsalik e Schiffri, p.13, 2005. Disponível em: < [https://infopetro.files.wordpress.com/2010/02/2008\\_janfev\\_petrogas.pdf](https://infopetro.files.wordpress.com/2010/02/2008_janfev_petrogas.pdf)>. Acesso em: jan. de 2022.

SHAH, Sonia. **A história do petróleo**. Porto Alegre-RS: L&PM, 2007.

SILVA, Luís Henrique de Almeida. **As mudanças nos marcos legais do pré-sal e suas inflexões geopolíticas e econômicas**. Salvador: UCSAL, 2019.

SILVA, Jéssica Ferreira Fernandes da. **Análise crítica das devoluções dos blocos do pré-sal concedidos nas rodadas de licitação da ANP**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2013. Disponível em: <<http://www.repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10008663.pdf>> Acesso em: 10 de out. de 2021.

SILVA, Luiz Inácio Lula da; MANTEGA, Guido; et al. **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**. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2010/lei/112351.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112351.htm)>. Acesso em: dez. de 2021.

SILVA, Melissa Cordoeira. **Impactos macroeconômicos da descoberta do pré-sal**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2015.

SILVA, J.O; CHAVES, H. F. A; et al. **Campos Gigantes de Petróleo no Mundo**. Ouro Preto-MG: XXII ENTMME / VII MSHMT, 2007. Disponível em: <[https://www.artigos.entmme.org/download/2007/economia\\_mineral-mineral\\_economy/1717%20-20Silva,%20J.O.\\_chaves.%20H.F.A.\\_Coelho,%20J.%20M.\\_Silva,%20F.A.D%20-%20CAMPOS%20GIGANTES%20DE%20PETR%C3%93LEO%20NO%20MUNDO.pdf](https://www.artigos.entmme.org/download/2007/economia_mineral-mineral_economy/1717%20-20Silva,%20J.O._chaves.%20H.F.A._Coelho,%20J.%20M._Silva,%20F.A.D%20-%20CAMPOS%20GIGANTES%20DE%20PETR%C3%93LEO%20NO%20MUNDO.pdf)> . Acesso em: nov. de 2021.

SOUSA, Francisco José Rocha de. **A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da petrobrás**. Brasília-DF: Consultoria Legislativa da Área XII Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos da Câmara dos Deputados, 2011. Disponível em: <[http://jornalfranquia.com.br/img\\_noticias/1413332769.78-pdf.pdf](http://jornalfranquia.com.br/img_noticias/1413332769.78-pdf.pdf)> Acesso em: nov de 2021.

SOUZA, Leonardo Silveira de. **O pré-sal brasileiro e suas vertentes [manuscrito]: da evolução geológica ao mercado internacional do petróleo**. Disponível em: <[https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=9702&p\\_editoria=11](https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=9702&p_editoria=11)>. Acesso em: out. de 2021.

\_\_\_\_\_, Leonardo Silveira de; SGARBI, Geraldo Norberto Chaves. **O Pré-Sal Brasileiro e a Evolução do Modelo Regulatório de Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil**. Rio de Janeiro: Anuário do Instituto de Geociências - UFRJ ISSN Vol. 43-3, p. 354-373, 2020. Disponível em: <[https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=9702&p\\_editoria=11](https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=9702&p_editoria=11)> Acesso em: dez. de 2021.

TEIXEIRA, Cid. **História do petróleo na Bahia - The history of oil in Bahia** CID Teixeira, Fernando Oberlaender, Daniel Rebouças. Salvador: EPP Publicações e Publicidade, 2010.

TOKARSKI, André Pereira R. **As mudanças na lei de partilha do pré-sal e o bloqueio ao desenvolvimento nacional**. Revista Princípios n. 160, págs. 318-339, nov. 2020, fev. 2021.

TORDO, Silvana. **National oil companies and value creation**. World Bank. Sumário Executivo. Pág Xi. Traduzido para o português. Working Paper n. 218, 2011

VIANNA, Camila Rocha Cunha. **A evolução do monopólio do petróleo e o novo marco regulatório do pré-sal**. Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia. CEDPETRO. UERJ. V. 3, p 165 – 196, 2012. Disponível em: < <https://www.e-publicacoes.uerj.br/index.php/rbdp/article/download/5788/4206>>. Acesso em: out. de 2021.

XAVIER JUNIOR, Carlos Eduardo Ramos. **Políticas de conteúdo local no setor petrolífero: o caso brasileiro a experiência internacional, Texto para Discussão, No. 1775, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA)**. Brasília: 2012.

YERGIN, Daniel. **A busca: energia, segurança e reconstrução do mundo moderno**. 1 ed. Rio de Janeiro: Intrínseca, 2014.

\_\_\_\_\_, Daniel. **O petróleo: uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro**. 4 ed. Rio de Janeiro/São Paulo: Paz e Terra, 2018.