

**REGIME DE CONCESSÃO VERSUS REGIME DE PARTILHA  
DA PRODUÇÃO DO PRÉ-SAL: UMA COMPARAÇÃO SOB A  
ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO**

***CONCESSION CONTRACT VERSUS PRODUCTION SHARING  
CONTRACT OF PRE-SALT: A COMPARISON UNDER ECONOMIC  
ANALYSIS OF LAW***

Recebido: 11/10/2023

Aceito: 06/06/2024

*Emerson Ademir Borges de Oliveira*

Pós-Doutorado em Democracia e Direitos Humanos  
pela Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra

Doutor e Mestre em Direito Constitucional  
pela Universidade de São Paulo

Coordenador-Adjunto do Programa de Mestrado e  
Doutorado da Universidade de Marília

Advogado

Parecerista

*Lucas André de Castro de Carvalho*

Mestrando em Direito pela Universidade de Marília

Advogado

**RESUMO:** O presente trabalho busca realizar uma comparação entre os dois tipos legais de regimes de exploração e produção de petróleo e gás natural vigentes no Brasil, com escopo na região do Polígono do Pré-Sal, cuja localização fica situada no litoral sudeste e sul do país, com uma dimensão de aproximadamente 149 mil quilômetros quadrados. O petróleo encontrado nessa região, hidrocarboneto de cor escura e textura viscosa, é classificado como de ótima qualidade e sua

descoberta é tida por muitos como um dos maiores acontecimentos no século XXI no âmbito do mercado energético mundial. Os regimes que detêm vigor jurídico no Brasil são o de Concessão e Partilha da Produção. Contudo, atualmente, apenas o segundo é utilizado para normatizar as dinâmicas exploratórias e de produção no Polígono, o que não impede inúmeros debates de ordem política, econômica e jurídica sobre qual seria mais adequado e eficaz para atender as demandas envolvendo o mercado petrolífero. Diante destas calorosas discussões, este breve ensaio buscará tecer um ponto de vista técnico sobre a situação, utilizando como instrumento comparativo a Análise Econômica do Direito (*Law and Economics*). A metodologia aplicada foi a dedutiva a partir de pesquisa bibliográfica como notícias, sites de órgãos oficiais, artigos científicos nacionais e estrangeiros, relatórios governamentais, leis e doutrinas. Primeiramente esse trabalho cuidará de introduzir cautelosamente o assunto, estabelecendo alguns conceitos periféricos importantes para a boa fluência dos seguintes tópicos. Em seguida será realizada uma análise histórica do petróleo no Brasil, com enfoque sobre os direitos de propriedade, instituto importante para o instrumento comparativo ora mencionado. Posteriormente, cada regime será apresentado de maneira objetiva, demonstrando os elementos mais relevantes para o recorte metodológico sobre o debate de qual seria o melhor para regulamentar a exploração e produção de petróleo no pré-sal. Os pontos positivos e negativos de ambos serão tecidos. Salienta-se, por fim, que as conclusões extraídas da pesquisa não visam – e sequer buscam – esgotar e solucionar a problemática postulada, senão contribuir de maneira objetiva para que ela se desenvolva da melhor forma possível para a sociedade brasileira como um todo.

**PALAVRAS-CHAVE:** Pré-sal. Regime de Concessão. Regime de Partilha. Análise Econômica do Direito.

**ABSTRACT:** The presente work aims to carry out a comparison between the two legal types of oil and natural gas exploration and production contracts currently in force in Brazil, focusing on the Pre-Salt Polygon region, which is located off the southeast and South coasts of the country, covering an area of approximately 149 thousand square kilometers. The oil found in this region, a dark-colored and viscous hydrocarbon, is classified as of excellent quality, and its discovery is considered by many as one of the greatest events in the 21st century

within the world energy market. The methodology Applied was deductive, based on bibliographic research such as News, oficial websites, national and foreign scientific articles, government reports, laws, and doctrines. Firstly, this world will carefully introduce the subject, establishing some important peripheral concepts for the smooth flow of the following topics. Then, a historical analysis of oil in Brazil will be conducted, with a focus on property rights, a key aspect for the comparative analytical tool mentioned earlier. Subsequently, each regime will be objectively presented, demonstrating the most relevant elements for the methodological approach to the debate on wich would be the best for regulating oil exploration and production in the Pre-salt region. The positice and negative points of both will be discussed. Finally, it is emphasized that the conclusions drawn from the reserach do not aim – and indeed do not seek – to exhaustively solve the problem posed but Rather to contribute objectively to its best possible development for Brazilian society as a whole.

**KEYWORDS:** Pre-Salt. Concession Contract. Production Sharing Contract. Law and Economics.

## INTRODUÇÃO

É de importância primordial desvincular, em sede propedêutica, este trabalho de qualquer espécie de posicionamento político, haja vista existir inúmeros elementos políticos, que se estendem desde a década de 1990 até os dias de hoje, que permeiam as discussões sobre a melhor maneira legal de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil.

A nona Emenda Constitucional de 1995, somada à Lei do Petróleo de 1997, elegeu o regime de concessão como o mais adequado para regular as atividades envolvendo insumos minerais no país, sobretudo o petróleo. À época, o Brasil passava por um intenso processo de desestatização e descentralização do poder estatal, dilatando a Administração Pública Indireta e a criação de Agências Reguladoras.

Em verdade, a Constituição de 1988 seguiu premissas dirigentes, no sentido de enxugar o Estado e fazê-lo se adaptar à corrente política socioeconômica liberal que era exigida pelo contexto do momento, justamente o contrário do que convicções de muitos renomados doutrinadores brasileiros<sup>1</sup>.

A corrente política foi paulatinamente mudando, e anos após a virada do século, o Brasil começou a ter um Estado mais protagonista no mercado econômico. Quando o pré-sal foi efetivamente descoberto, em meados de 2007, a mudança legislativa do Regime de Concessões para o Regime de Partilha da Produção virou bandeira para as eleições que se aproximavam, o que, decerto, comprometeu análises mais técnicas e aprofundadas.

Após a Lei do Pré-Sal, de dezembro de 2010, a Petrobras, Sociedade de Economia Mista (SEM) brasileira, era obrigada a ser operadora em quaisquer atividades de exploração e produção (E&P) que pudessem ocorrer nos blocos de pré-sal. Após a mudança da Presidência, em 2016, a Lei nº 13.365 foi aprovada, trocando “obrigação” pela faculdade da petroleira nacional em participar.

---

1 GRAU, Eros Roberto. A ordem Econômica na Constituição de 1988. 14. ed. São Paulo: Malheiros Editores, 2010. Capítulo 5. p. 173-193.

Com tantas alterações significativas motivadas essencialmente por razões políticas, a temática tornou-se extremamente sensível, pois provocando reações tanto de alas mais à esquerda quanto à direita do espectro ideológico.

Em que pese todo esse arcabouço de posições antagônicas apresentado, este ensaio buscará fazer a análise mais ilibada possível, com fins de se respeitar a produção científica. É natural que a introdução do presente não pudesse destoar da linha de raciocínio exposta, visto que por mais que haja se pretende evitar qualquer viés político, o posicionamento postulado na conclusão é objetivo e pode desagradar eventuais leitores enviesados.

## **1. O PRÉ-SAL**

### **1.1 O que é pré-sal?**

Evidente que o ponto de partida deste ensaio será a definição de “pré-sal visto que toda a base normativa e a subsequente análise jurídico-econômica dependerão sobre um objeto bem delimitado.

O pré-sal é o nome designado aos reservatórios que contém hidrocarbonetos complexos, seja em forma gasosa ou líquida, presentes em rochas porosas abaixo de uma grossa camada compacta de sal rochoso<sup>2</sup>. Especificamente no Brasil, o termo se refere a uma região litorânea nacional, que se estende do Estado de Santa Catarina até o Espírito Santo, e ocupa uma área de aproximadamente 149 mil quilômetros quadrados<sup>3</sup>.

Os reservatórios estão a pelo menos sete mil metros abaixo do nível do mar, soterrados por camadas de sedimentos rochosos e água salgada. As rochas porosas que contém petróleo e gás natural (P&G) são conhecidas como folhelhos e calcários, formados no período cretáceo.

---

2 RICCOMINI, Claudio; SANT'ANNA, Lucy Gomes; TASSINARI, Colombo Celso Gaeta. Pré-sal: geologia e exploração. REVISTA USP, São Paulo, n. 95, p. 33-42, set./out./nov. 2012.

3 Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA). O Pré-sal. Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/contratos-de-partilha-e-producao/o-pre-sal/#:~:text=Localizado%20em%20uma%20área%20de,gás%20natural%20dos%20últimos%20anos>. Acesso em: 29 jul. 2023.

O Polígono do Pré-Sal, assim como é conhecida a referida região, contém um petróleo de altíssima qualidade para fins comerciais, uma vez que é considerado como sendo um “óleo leve” de acordo com a escala API<sup>4</sup>.

A escala API (*American Petroleum Institute Gravity*) é uma unidade de medida utilizada para verificar a qualidade da amostra de petróleo sob análise<sup>5</sup>. Trata-se de medida inversamente proporcional, ou seja, quanto maior o seu grau, menor é a densidade da amostra com relação à água, portanto mais fácil de manipulá-la e refiná-la do ponto de vista mecânico e econômico.

Sendo o petróleo o insumo energético de maior protagonismo na matriz mundial (aproximadamente 29,5%), seguido pelo carvão mineral (26,8%) e gás natural (23,7%)<sup>6</sup>, o pré-sal passou a deter uma importância sem precedentes para gerir as demandas sociais do mundo todo. Atualmente, o Brasil se tornou um dos principais expoentes no mercado energético mundial, contando com grandes jazidas de dois dos três maiores insumos da matriz.

Crê-se que as noções até agora expostas sejam suficientes para o seguimento deste trabalho, embora definitivamente não esgotem a temática no que diz respeito às características intrínsecas do pré-sal. Como fora mencionado, o objetivo nuclear é analisar elementos legais e econômicos dos principais sistemas adotados em solo pátrio e contribuir com um ponto de vista sobre baseados nos instrumentos oferecidos pela Análise Econômica do Direito (AED). Isto implica dizer que quaisquer extensões maiores no campo da definição prejudicariam a finalidade central.

---

4 Petrobras. Resultados Comprovam Viabilidade Técnicas e Econômicas do Pré-Sal. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/resultados-comprovam-viabilidade-tecnicas-e-economicas-do-pre-sal.htm>. Acesso em: 28 jul. de 2023.

5 Petrobras. Glossário. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/servicos-ao-investidor/glossario/>. Acesso em: 28 jul. de 2023.

6 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Matriz Energética e Elétrica. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 28 jul. de 2023.

## 1.2 A evolução das concepções jurídicas acerca dos direitos de propriedade sobre P&G no Brasil

Assim como a subseção acima, esta será demasiadamente simplificada. A história do pré-sal não servirá apenas para ilustrar eventos marcantes ao longo do tempo a nível de curiosidade, mas permitirão introduzir concomitantemente noções legais acerca da normatização da exploração, captura e comercialização do P&G nacional.

Durante o período colonial até o início da República em 1891, vigorou o chamado Sistema Regaliano ou Dominal<sup>7</sup>, no Brasil, que servia para determinar as relações jurídicas de propriedade envolvendo os minerais presentes no subsolo por todo território sob posse portuguesa/brasileira.

O Sistema Regaliano, no início regulado pelas Ordenações Manuelinas e Filipinas, tem origens feudais, em que o senhor era dono de toda a propriedade e frutos dela adjacentes, e o vassalo, por sua vez, poderia usufruir da terra e de proteção conquanto trabalhasse nas plantações do proprietário.

Em outras palavras, contextualizando, os minerais encontrados no subsolo eram de propriedade da Coroa Portuguesa a priori, por mais que a superfície (ou solo) pertencesse a outra pessoa, um particular.

Inclusive, há de se comentar sobre a diferenciação entre “solo” e “subsolo”. A dicotomia terminológica é extremamente importante, pois esses elementos foram implicitamente, objeto de debates na Assembleia Republicana, de 1891. O primeiro remete à superfície, ao chão, base sobre a qual se edificam construções das mais variadas. Aquele que detém a propriedade de um pedaço de terra tem o direito de gozá-la como bem entender, salvo exceções legais. O segundo termo faz menção ao subterrâneo àquilo que se encontra metros abaixo da superfície, onde os minerais de importância econômica costumam ser encontrados.

Consequentemente, dentro da lógica do predito sistema de exploração mineral, a Coroa – e posteriormente o Imperador – poderia ceder direito de pro-

---

7 CÂMARA DOS DEPUTADOS. Saiba como evoluiu a legislação brasileira sobre petróleo. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/122348-saiba-como-evoluiu-a-legislacao-brasileira-sobre-petroleo/>. Acesso em: 29 jul. 2023.

priedade de todos os minerais do subsolo na circunscrição territorial que dizia respeito ao Estado conforme bem entendesse. Afinal, era uma prerrogativa sua exclusivamente.

A título de exemplo do exposto, em 1864, mediante Decreto nº 3.352 – A, o Imperador D. Pedro II concedeu a Thomaz Denuy Sargent o direito facultativo de extrair turfa, petróleo e outros minerais das Comarcas do Camamú e Ilhéus, na província da Bahia. Oito anos depois, também por decreto, o Império concedeu a Luiz Mateus Maylakkí direitos de extração de carvão e petróleo na Província de São Paulo, especificamente nas Comarcas de Sorocaba, Itapetininga e Itu. Em São Paulo, de igual maneira, o Império concedeu direito de exploração de recursos minerais do morro de Bofete, Tatuí, a Tito Lívio Martins<sup>8</sup>.

Em 1891 o Brasil experienciou a primeira Constituição republicana de sua história. À época, a Magna Carta seguiu as influências da ideologia liberal estadunidense, motivo pelo qual o proprietário do solo passou a ser dono do respectivo subsolo, e, por consequência lógica, teria direito de se aproveitar da potencialidade econômica referente aos minérios que nele ficavam contidos. O artigo 72, § 17, dispunha que:

Art 72 - A Constituição assegura a brasileiros e a estrangeiros residentes no País a inviolabilidade dos direitos concernentes à liberdade, à segurança individual e à propriedade, nos termos seguintes: § 17 - O direito de propriedade mantém-se em toda a sua plenitude, salva a desapropriação por necessidade ou utilidade pública, mediante indenização prévia. As minas pertencem aos proprietários do solo, salvas as limitações que forem estabelecidas por lei a bem da exploração deste ramo de indústria.<sup>9</sup>

---

8 PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. Marcos Históricos. Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/eng/marcos-historicos/>. Acesso em: 29 jul. 2023.

9 BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Constituição da República Federativa do Brasil de 1891. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao91.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao91.htm). Acesso em: 29 jul. 2023.

A legislação brasileira inverteu a lógica, dando início ao brevíssimo Sistema Fundiário ou de Acesso. Apenas limitações supervenientes embasadas em lei poderiam condicionar o usufruto dos minerais presentes em subsolo de eventual proprietário, afora questões de utilidade e/ou necessidade pública que ensejariam em desapropriação conquanto houvesse indenização prévia.

As mitigações à plenitude do direito de propriedade sobre o subsolo e seus minérios não demoraram para ocorrer. O Código Civil de 1916, a Lei de Calógeras e a primeira Lei de Minas, fazendo jus ao texto constitucional passaram a delimitar melhor essa plenitude de usufruto, abrindo cada vez mais margens interpretativas para expansão de condicionamentos na medida em que o interesse público exigisse.

Dado o evento, da Primeira Grande Guerra, o petróleo, dentre todos os minerais, começou a ganhar notoriedade por conta de suas propriedades. O óleo passou a ser visto como um bem estratégico para a segurança e crescimento econômico dos Estados, uma vez que o hidrocarboneto era responsável por mover muitos dos veículos utilizados nos conflitos, bem como para a produção de plásticos e derivados.

Com a mudança de perspectiva supracitada, não demorou muito para que o Sistema Regaliano voltasse gradativamente. Do fim da República Velha, emergiu a Constituição de 1934, resgatando a titularidade dos direitos de propriedade sobre os insumos de subsolo em benefício do Estado brasileiro. Essa dinâmica conversara bem com as diretrizes provenientes da Constituição Mexicana de 1917, utilizada de base para a antiga Magna Carta.

Art 118 - As minas e demais riquezas do subsolo, bem como as quedas d'água, constituem propriedade distinta da do solo para o efeito de exploração ou aproveitamento industrial.

Art 119 - O aproveitamento industrial das minas e das jazidas minerais, bem como das águas e da energia hidráulica, ainda que de propriedade privada, depende de autorização ou concessão federal, na forma da lei<sup>10</sup>

---

10 BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil de 1934. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao34.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao34.htm). Acesso em: 29 jul. 2023.

A lógica por trás da distribuição de direitos de propriedade sobre os minerais fora invertida novamente, pelo menos parcialmente. O particular que fosse dono de um pedaço de terra poderia aproveitar os rendimentos dos minérios contidos na circunscrição de sua propriedade conquanto o governo concedesse autorização para tanto.

Para corroborar e dar mais sustentação à disposição supra veio o Decreto nº 24.642/1934, o 1º Código de Minas do Brasil, que trouxe a definição de jazida e mina, com onze classificações no artigo 2º, sendo uma delas “petróleo e gases naturais”<sup>11</sup>.

Três anos depois viria a Constituição alcunhada de “A Polaca”, fruto d’um golpe de Estado efetivado por Getúlio Dornelles Vargas. A nova Carta consolidou a volta do Sistema Regaliano e terminou de inverter a distribuição dos direitos de propriedade sobre os insumos subterrâneos. O monopólio foi restituído, proibindo a participação dos potenciais proprietários nos lucros e conservando apenas o direito de preferência sobre parte deles.

O contexto geopolítico pós Primeira Guerra começou a ser protagonizado pelo petróleo e seus derivados, como fora dito, e o carvão mineral foi perdendo sua influência dentro da matriz energética mundial. Não demorou muito para que o Brasil, sob o seu regime monopolista, passasse a procurar por jazidas do óleo com potencial econômico. Ainda, sob o recém institucionalizado regime estatal de manipulação dos minerais, em 1939, foi descoberta a primeira acumulação de petróleo comercial no Brasil, em um bairro, cujo nome é Lobato, de Salvador/BA.

Outro decreto de extrema importância para o cenário de tratativa do petróleo foi o Decreto Lei nº 395/1938, que impôs regulamentação sobre a importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados, bem como a indústria de refinação de petróleo importado no Brasil.

Por meio da Lei nº 2004/1953, cria-se a Petrobras, solidificando instrumentalmente o monopólio do Brasil sobre atividades de pesquisa e lavra, refina-

---

11 BRASIL. Decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934. Aprova o regulamento do Código de Águas. Diário Oficial da União, Rio de Janeiro, 11 jul. 1934. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/1930-1949/d24642.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1930-1949/d24642.htm). Acesso em: 29 jul. de 2023.

ção, transporte marítimo e dutoviário de petróleo *in natura* e derivados. O mesmo diploma atribuiu funções ao CNP (Conselho Nacional do Petróleo), órgão autônomo diretamente subordinado ao Presidente da República (à época, Getúlio Vargas), especificando suas funções de gestão, orientação e fiscalização das atividades exercidas pela Petrobras.

A Constituição seguinte, a de 1967/1969, absorveu as diretrizes passadas com relação aos direitos de propriedade sobre o petróleo e o gás natural no Brasil. A agenda nacionalista que imperava na época, somada ao contexto político e econômico do Ocidente, permitiu ao governo brasileiro dar continuidade à fixação de um programa E&P exclusivamente para a Petrobras e suas consorciadas. Ademais, a questão da participação nos lucros provenientes da lavra de petróleo em prol dos particulares retornou.

### **1.3 A exploração offshore e a descoberta do Pré-Sal**

As questões de desenvolvimento histórico, político e legal faziam menção à E&P de potenciais jazidas de petróleo *onshore*, ou seja, em terra. Pode-se intuir isso pelo fato de que as distribuições dos direitos de propriedade giravam em torno da dicotomia entre propriedade sobre o solo e propriedade sobre o subsolo, como foi há pouco mencionado.

Durante a década de 1970 o mundo já estava completamente dependente do petróleo e de seus derivados para produzir, por exemplo, combustíveis, polímeros à base de etileno, propileno e butadieno, cosméticos, asfalto, lubrificantes etc. Menciona-se a quantidade exemplificativa de produtos feitos a partir do óleo pois, na predita década, o mundo foi marcado pela “Crise do Petróleo”.

A OPAEP – Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo, responsável pela maior parte da produção e exportação de petróleo no mundo, declarou embargo econômico aos países do Ocidente que apoiaram Israel durante a Guerra de Yom Kippur. Somando-se a necessidade da economia mundial com os embargos do óleo árabe os preços dos barris escalonaram rapidamente.

Diante do contexto geopolítico e econômico, a Petrobras investiu fortemente em tecnologias que viabilizassem explorações *offshore* (no mar), umavez que já havia indícios de existência de reservas mais promissoras na costa do que em terra firme. Enaltece-se que a quantidade e a qualidade do petróleo brasileiro, em terra firme, nunca foram muito atrativas para fins comerciais, motivos pelos quais a exploração *offshore* se mostrou economicamente mais interessante.

Em 1977, na Bacia de Campos no litoral do Estado do Rio de Janeiro, a Petrobras descobriu uma quantidade pequena de petróleo no pós-sal, todavia foi o suficiente para direcionar pesquisas e investimentos intensos no mapeamento geológico do litoral brasileiro como um todo<sup>12</sup>.

Em 1988 emerge no sistema jurídico mediante poder constituinte originário a Constituição da República Federativa do Brasil, que até hoje vigora apesar de mais de uma centena de emendas e adaptações interpretativas. Vale dizer que ambos os regimes (Concessão e Partilha da Produção) são frutos das contínuas e incansáveis adaptações constitucionais.

Décadas mais tarde, na virada do século para ser mais preciso, com a ajuda da tecnologia Sísmica 4D<sup>13</sup>, encontrou-se fortes evidências da existência de grandes jazidas de P&G na camada de pré-sal do sudeste do país.

Em 2006, no Campo de Tupi na Bacia de Santos, a Petrobras enfim conseguiu provar de maneira empírica a tese de que todo o investimento em tecnologia e estudos teriam valido a pena: havia petróleo em quantidades comercializáveis no pré-sal<sup>14</sup>.

Em 2009, no mesmo prospecto, a Petrobras conseguiu de fato extrair o hidrocarboneto líquido, fazendo com que a produção *offshore* superasse a produ-

---

12 PETROBRAS. Nossas primeiras descobertas em campos marítimos foram realizadas na década de 70. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/nossas-primeiras-descobertas-em-campos-maritimos-foram-realizadas-na-decada-de-70.htm>. Acesso em: 29 jul. de 2023.

13 RISSO, Valmir Francisco; SCHIOZER, Denis José. Utilização de sísmica 4D e de mapas de saturação no ajuste de histórico de reservatórios petrolíferos. Revista Brasileira de Geociências, v. 38, n. 1, p. 172-187, março de 2008.

14 LE PRIOUX, B. A DESCOBERTA DAS JAZIDAS DO PRÊ-SAL: UM DESAFIO PARA O FUTURO DA ENERGIA NO BRASIL. Revista Intellector - ISSN 1807-1260 - [CENEGRI], [S. L.], v. 8, n. 15, p. 01-33, 2018. Disponível em: <http://revistaintellector.cenegri.org.br/index.php/intellector/article/view/234>. Acesso em: 30 jul. 2023.

ção pós-sal em 2018, com um volume recuperável de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo de qualidade ímpar.

Ilustrando o fato acima, até 1984 o pós-sal contava com 3.940 poços produtores, recuperando aproximadamente 500.000 barris por dia. O pré-sal, em 2022, com 152 poços produtores, recupera 2,2 milhões de barris por dia<sup>15</sup>.

## **2. OS REGIMES LEGAIS DE E&P DOS BLOCOS DE PRÉ-SAL**

### **2.1 O Regime de Concessão**

Durante a década de 1990, como fora postulado na introdução, o Brasil passou por um intenso processo de desestatização, ou seja, viabilizou a desoneração do Estado de incumbências custosas, e tratou de paulatinamente fragmentar a atividade da Administração Pública em órgãos descentralizados como autarquias, fundações públicas, empresas públicas e sociedades de economia mista. A preocupação, neste contexto, era fazer com que a iniciativa privada reocupasse as lacunas referentes ao fornecimento de produtos e serviços, mesmo em setores estratégicos.

Nesta toada adveio a Emenda Constitucional nº 9 de 1995, e, posteriormente, a chamada Lei do Petróleo, ou Lei nº 9.748 de 1997. Os dois diplomas estabeleceram diretrizes fundamentais para a regulação de parcerias entre a Administração Pública e a iniciativa privada, para fins de E&P do P&G nacional.

Faz-se importante dizer que o sistema de tratativa de direitos de propriedade sobre os recursos do subsolo continuou conferindo titularidade de proprietário ao Estado sobre quaisquer bens minerais, e, justamente por isso, cabia à União o direito de conceder o direito de E&P às empresas privadas e/ou estatais estrangeiras. Em outras palavras, no que dizia respeito ao petróleo e gás natural, tanto operações *onshore* quanto as modestas jazidas *offshore* recém-descobertas estariam sob o Regime de Concessão.

---

15 PETROBRAS. Pré-sal. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/explocacao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>. Acesso em: 29 jul. de 2023.

Seguindo a lógica da desestatização, de acordo com a Lei nº 9.748/97, a União é representada pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), autarquia em regime especial de competência federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia. É a ANP quem assina em nome do Estado brasileiro os contratos de concessão, cujo objeto é a atividade E&P de jazidas de óleo e gás natural, com empresa ou consórcio.

A fase de exploração, dita a norma, compreende as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, determinando-se a viabilidade econômica concomitantemente. A fase de produção, por sua vez, inclui desde a extração do óleo até as atividades de desenvolvimento (refino) do insumo, importando em sua efetiva conversão em capital.

Em primeira instância, realiza-se licitação de um bloco, ou parte dele, para os interessados. Estes, para obterem sucesso no processo licitatório, devem atender a aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP em edital específico.

Após o procedimento supra, a concessionária vencedora passará a explorar a região licitada, realizando pesquisas geológicas e outras para averiguar a possibilidade de existência de petróleo no local. Caso ele encontre jazidas de seu interesse, ele submeterá à aprovação da ANP os planos e projetos de desenvolvimento e produção. Caso contrário, se for extinto o prazo de exploração preestabelecido, o contrato será, também, extinto.

A ANP, para a primeira situação do parágrafo acima, tem até 180 dias para aprovar o plano e caso permaneça silente quanto ao pedido, este será considerado tacitamente aprovado. Portanto, superados os óbices da fase exploratória, a concessionária começará a fase de produção, começando pela extração do óleo.

Neste regime, o concessionário, seja ele uma única empresa privada ou um consórcio, deve assumir integralmente os riscos intrínsecos à exploração e produção na área. Isto importa dizer que aquele que contratar com o Estado, além de pagar participações governamentais (doravante esmiuçadas) para realizar as atividades E&P, deve arcar com as tributações próprias mesmo correndo o risco de sequer lograr êxito em extrair o petróleo. Entretanto, todos os encargos compensam ao passo em que ele se beneficiará de 100% do óleo adquirido.

As participações governamentais são classificadas em bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área, de acordo com o artigo 45 da Lei das Concessões. O primeiro deles é uma quantia paga ao governo pelo contratado, ou seja, uma espécie de taxa inicial para que a concessionária arque antes de assinar o contrato junto a ANP. É justamente o bônus de assinatura que é o objeto central da licitação: quem oferecer o maior bônus, tende a ganhar a licitação, conquanto se atinja o valor mínimo expresso no edital – apesar de outros requisitos possam ser importantes, dependendo do tipo de concessão.

Os royalties são pagamentos periódicos realizados ao Estado pelos concessionários que realizam atividade de E&P nas áreas concedidas. Para ser mais preciso, eles são pagos mensalmente, em reais, do início da produção comercial. Via de regra os royalties começam na ordem de 10%, mas a depender de riscos geológicos, expectativa de produção e outros fatores que interfiram no grau de confiabilidade e aproveitamento do campo, pode haver alteração até o mínimo de 5%. Não obstante a porcentagem pode variar conforme critérios estabelecidos pelo chefe do Executivo.

A participação especial é um valor adicional que as empresas concessionárias devem pagar ao Estado quando a produção de determinado campo é considerada extraordinária, excedendo muito a expectativa estipuladas pelas pesquisas na fase de exploração.

Por fim, a última participação é autoexplicativa, afinal o pagamento pela ocupação ou retenção da área é a taxa referente a utilização do território nacional para realizar suas atividades.

O regime de concessões se mostrou extremamente satisfatório pois não oferecia ônus ao Estado brasileiro em um primeiro momento. Parcela da produção ia para o governo sob a forma de royalties, sem falar nas taxações referentes à própria atividade das concessionárias em território nacional. Os riscos inerentes à atividade econômica ficavam integralmente para as petroleiras que ganhavam as licitações.

## 2.2 O Regime de Partilha da Produção

Ocorre que, após a já mencionada descoberta do pré-sal, a taxa de risco caiu consideravelmente. Com a descoberta do Campo de Tupi, na Bacia de Santos, a Petrobras conseguiu provar o que os inúmeros estudos geológicos apontavam: havia petróleo de altíssima qualidade e em grandes quantidades no Polígono. Ademais, a Petrobras se tornou pioneira das tecnologias de exploração e extração segura de petróleo e gás natural em águas profundas e ultraprofundas.

Dado o fato acima, o governo resolveu apoiar uma mudança legal de regime de E&P, sob a justificativa de que os ganhos advindos da manipulação, refino e venda do petróleo seriam superiores aos antigos bônus de assinatura e royalties. Surge então a Lei nº 12.351/2010, chamada de Lei do Pré-Sal, responsável por regulamentar de uma forma completamente diferente toda a dinâmica de E&P do óleo no país.

Áreas situadas no Polígono do pré-sal, assim como outras consideradas estratégicas do ponto de vista econômico, ficam sob tutela do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão colegiado cuja função é de assessoramento e é vinculado ao Ministério de Minas e Energia. O CNPE tem a prerrogativa de decidir se irá realizar ou não licitações, chamadas de rodadas de partilha. Caso prefira não licitar, irá contratar diretamente a Petrobras, sob justificativa de proteger os interesses nacionais e cumprir com objetivos programáticos da política energética vigente.

Caso o CNPE opte pelas rodadas de partilha, as empresas ou consórcios interessados irão apresentar suas ofertas de acordo com o edital de licitação. Contudo, o objeto central não será mais o bônus de partilha e sim o “percentual em óleo”. A maior diferença entre ambos os regimes reside justamente na questão de percentual em óleo, que nada mais é que parte da produção de petróleo será transferida para o governo. Aquele que oferecer maior percentual de excedente para a União ganhará a licitação.

O processo licitatório deve ocorrer conquanto a Petrobras exerça, antes, o seu direito de preferência (alteração dada pela Lei nº 13.365/16) em atuar como operadora de E&P. Para ser mais específico, a Petrobras irá exercer este direito

escolhendo as áreas do bloco em que deseja realizar suas operações, em até 30 dias a partir da comunicação pelo CNPE, e a sua participação no consórcio com outra(s) operadora(s) não poderá ser inferior a 30%.

Importante esmiuçar duas possibilidades dentro da via em que a Petrobras efetivamente usufrua do direito de preferência. A primeira é aquela em que o vencedor da licitação ofereceu o mínimo percentual de excedente em óleo para a União. Neste caso, a Petrobras deve integrar o consórcio. A segunda possibilidade é aquela em que o arrematante ofereceu mais que o mínimo previsto no edital, situação em que a Petrobras terá 30 minutos para decidir se quer integrar o consórcio com o vencedor.

Caso a Petrobras opte pelo não usufruto do direito de preferência, a empresa que arrematou o bloco indicará a operadora.

Surge aqui, nesse regime, a figura de um órgão extremamente importante: a Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA). A PPSA é uma empresa pública vinculada à Administração Pública indireta. Ela representa a União nos consórcios, exercendo função de coordenação junto às empresas, fiscalização das operações administrativas e exploratórias junto à ANP, e, principalmente, cuidando da gestão comercial do percentual de óleo obtido durante os processos de produção.

Por fim, além da partilha do excedente em óleo para o Estado, as receitas governamentais são compostas por bônus de assinatura e royalties na ordem de 15% do valor da produção.

### 3. ANÁLISE ECONÔMICA DOS REGIMES

Todo o embasamento instrumental utilizado partirá dos profundos apontamentos e ensinamentos extraídos da obra da obra “Direito & Economia, Análise Econômica do Direito e das Organizações”<sup>16</sup>, pois trata-se de um dos principais expoentes literários na introdução da escola acadêmica do *Law and Economics* no Brasil.

---

16 ZYLBERSZTAJN, Decio; SZTAJN, Rachel (Organizadores). Direito & Economia, Análise Econômica do Direito e das Organizações. 6ª tiragem. São Paulo: Editora Elsevier, 2005. Capítulos 1, 2, 3, 4, 5 e 8.

Salienta-se, antes de tudo, que a AES pode ser enxergada como uma ferramenta pragmática, que diagnóstica (diagnose) e prevê (prognose) que este ou aquele comportamento foi, ou tende a ser praticado ou evitado em função de diretrizes jurídico-econômicas. Tem-se, então, uma estrutura analítica que observa a realidade a partir dos impactos simultâneos gerados entre o Direito e a Economia.

Feitas as proposições basilares acima, começa-se fazendo nota, em primeira instância, quanto à mudança abrupta de um regime para o outro em 2010. Este fato trouxe consigo arguições plausíveis tanto para aqueles que apoiavam a reforma, quanto para aqueles que contra ela resistiam.

Os apoiadores alegavam, principalmente, que a descoberta do pré-sal, somada às extrações do óleo em grandes quantidades, confirmava a veracidade dos estudos realizados durante décadas pela petroleira brasileira e, portanto, faria sentido que o protagonismo da atividade lucrativa com ela ficasse.

Dado o exposto, um dos pilares que sustentava e justificava o Regime de Concessões se foi: o risco advindo da exploração.

Antes da reforma, as petroleiras que optavam por participar das licitações concorriam para se aventurar em águas marítimas brasileiras, incumbindo-se de todas as responsabilidades advenientes do risco do exercício exploratório. Em outras palavras, as extratoras pagavam mesmo se a região adquirida não contivesse uma gota sequer do óleo. Cabia ao Estado brasileiro tão somente a percepção dos benefícios financeiros, sustentadas pelo trabalho das licitantes.

Logicamente que, sob o prisma estritamente financeiro, não existe regime melhor do que o de Concessões, pois ele representa um ativo econômico estratégico de demasiada importância sob um custo mínimo, que é o da fiscalização.

Tomando-se a ampliação do recorte puramente financeiro, é verdade, também, que não se pode ignorar o fato das crescentes pesquisas geológicas, muito assertivas, realizadas pela Petrobras. Os dados geológicos podem ser lidos como recursos informacionais, ou seja, conforme eles aumentavam em quantidade e qualidade, os custos de informação, pelos quais as operadoras deveriam gastar para obter, diminuía. O produto de tal dinâmica é que, mesmo no Regime de Concessões, as extratoras gastariam relativamente cada vez menos, e perceberiam uma diminuição significativa dos riscos da atividade.

Todavia, dificilmente a situação envolvendo o aumento da precisão e quantidade dos dados, por si, faria com que fosse imprescindível uma mudança de regimes, pelo menos até as primeiras provas empíricas do pré-sal surgirem.

Pode dizer inequivocadamente que, pós o pré-sal, as operadoras de fora passaram a ser vistas pelo Estado brasileiro vigente como “caronistas” ou “*free riders*”, ou seja, aqueles que se apoderam de algum benefício econômico de qualquer natureza sem que, contudo, contribua proporcionalmente, direta ou indiretamente, para obtê-lo.

O contexto do sistema econômico fazia com que fosse, para o governo brasileiro, interessante sustentar o posicionamento que colocava as petroleiras estrangeiras como *free riders*. Entre os períodos de 2009 a 2011, o preço do barril de petróleo estava inflacionando<sup>17</sup> (US\$ 61,74 a US\$ 111,63), fazendo com que a manipulação direta do Estado sobre o minério passasse a ser cada vez mais atrativa.

A ascensão de preço fez com que o governo fomentasse políticas e propagandas enaltecendo a soberania nacional sobre o óleo. Alegou-se que seria um desperdício oferecer reservas com custos de informação praticamente zerados para que companhias estrangeiras capitalizassem o minério em favor de si, em caso de serem operadoras privadas, ou de outros governos, em caso de estatais.

Há de se acrescentar que mesmo no Regime de Concessões, quando as pesquisas não estavam ainda tão avançadas, as petroleiras estrangeiras preferiam arcar com custos de transação altos de E&P, porque o prêmio da obtenção do óleo cru era 100% do que fosse retirado, fazendo com que a capitalização do minério refinado fosse maior.

Naturalmente que, dentro do cenário comercial internacional, o poder de barganha é retido nas mãos daqueles que detém o recurso mais valioso, mais escasso, do ponto de vista da economia. As companhias que aproveitassem todo o óleo cru retirado das águas nacionais o venderiam para alguma refinaria sob um preço que custeasse o trabalho e gerasse lucro – isso se não fosse o caso de as próprias companhias realizarem o refino do mineral.

---

17 INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCMBUSTÍVEIS (IBP). Observatório do Setor. Evolução dos preços internacionais do petróleo e projeções para 2025. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/evolucao-dos-precos-internacionais-do-petroleo-e-projecoes-para-2025/>. Acesso em: 29 jul. 2023.

Em que pese a dinâmica acima sobre a barganha no contexto do mercado internacional, faz-se importante explicitar que a queda nos custos de transação não precisaria, necessariamente, implicar em uma mudança completa no Regime de Concessões, afinal a própria queda de riscos poderia ser utilizada como instrumento de barganha para alavancar as participações governamentais, principalmente mediante majoração da alíquota dos royalties.

Não obstante, a reforma foi criticada também por conta da majoração dos custos de governança, que aumentariam na proporção em que os aparatos estatais ficassem mais ativos, complexos e se estendessem para atender as demandas da mudança dos regimes. Exemplificando a dinâmica, têm-se a confecção de normas, de instituições auxiliares, criação e manutenção firmas, sem falar no aumento da insegurança jurídica.

Para mais, a troca abrupta fez com que as atividades de E&P parassem, obrigando todas as operadoras interessadas a cessarem seus respectivos trabalhos, até a mudança estar findada. Levou-se em conta, para fins de tempo de estagnação, não apenas a confecção e aprovação da lei, mas a criação de normas adjacentes, criação e composição de órgãos estatais e paraestatais etc.

Os contrários a reforma se viram, imediatamente após o início do cotejo do Regime de Partilha da Produção como modelo viável, guarnecidos de certa razão em seus óbices, pois haveria o conseqüente corte de receitas para a União, para o mercado brasileiro que circundava a atividade petroleira e, obviamente, por fim, à população.

Mesmo com a resistência, o Regime de Partilha da Produção foi aprovado por meio da referida Lei do Pré-Sal, criando-se, então, a empresa pública PPSA, que participaria ativamente nos Comitês Operacionais encabeçados pelas estrangeiras.

Sobre a PPSA, em um primeiro instante, faz-se imperioso fazer uma dupla análise sob o ponto de vista da transparência. O controle dos aparatos públicos tende a ser mais eficaz na medida em que o grau de transparência ostentado por eles for maior, vez que a fiscalização tende a ser mais precisa, e as metas com as quais eles se comprometem são executadas e atingidas sem muitos desvios.

Por um lado, a PPSA se tornou mais uma engrenagem dentro da máquina pública, fazendo com que o nível de complexidade e burocracia do meio petrolífero aumentasse nacional, e, conseqüentemente, limitou a transparência.

Não obstante, a inclusão de um novo órgão não seria imprescindível, dado que em modelos de partilha da produção diferentes existe uma condensação de funções em um único aparato. A título de exemplo, cita-se o modelo angolano, em que a Sonangol exerce atividade de operadora e participa dos Comitês Operacionais, ou seja, exerce os papéis da Petrobras e PPSA concomitantemente.

O aumento da burocracia encarece o processo produtivo, diminuindo o aproveitamento integral da atividade comercial. Isto faz com que, indiretamente, haja uma redução potencial na atratividade pela E&P no pré-sal, no caso do Brasil, pelas operadoras.

Por outro lado, ainda falando sobre a transparência nas transações, a PPSA se configura como peça-chave nos Comitês Operacionais, determinando diretrizes a serem seguidas, tendo acesso a documentos referentes à exploração e produção etc. São por esses motivos, também, que o mapeamento geológico aumenta a sua precisão, pois a PPSA constantemente internaliza dossiês exploratórios.

Afastando-se do recorte sobre a transparência, não se pode ignorar, também, os riscos próprios daquele que se envolve com o sistema mercadológico. A PPSA, enquanto pessoa jurídica responsável pela comercialização do petróleo e derivados, tem de lidar constantemente com flutuações de preço, jogos de interesse dentro do quadro mercadológico internacional, instabilidade da rede de capital etc. Esses fatores fazem com que seja afastada a estabilidade proveniente da simples cobrança das operadoras que realizam E&P em território nacional.

Entretanto, conforme a reforma foi sendo implementada, reaquietando a economia do mercado petrolífero nacional em função da volta das atividades, a PPSA mostrou-se, do ponto de vista estritamente financeiro, extremamente rentável, pois os ganhos obtidos a partir da E&P sob o modelo brasileiro de Regime de Participação da Produção foram sem precedentes. Exemplificando, até meados de 2020, o custo de governança e manutenção anual da PPSA equivaleu a um terço

de um único poço do pré-sal, implicando em dizer que, até o momento, o sistema se retroalimenta<sup>18</sup>.

## CONCLUSÕES

Ao que tudo indica, é verdade que o Regime de Concessões poderia ter sido manejado e atualizado, para compensar a diminuição dos custos informacionais e do risco atribuído à atividade E&P nas camadas do pré-sal. Cediço que este regime estava cumprindo com o seu papel, e garantia, para o Estado, receitas importantes, as quais acompanhavam um risco virtual praticamente zerado – não se levando em conta os riscos ambientais de uma falha na execução, obviamente.

Todavia, após a mudança para o Regime de Partilha da Produção, a situação foi se estabilizando, e os poços voltaram a gerar lucro maior do que antes. É fato que esse aumento de produção não pode ser atribuído única e exclusivamente ao regime, mas sim também a descoberta e acesso do P&G contidos no pré-sal.

Ao contrário do que muitos defendem, a volta ao Regime de Concessões para regulamentar de forma diversa a E&P no Polígono fará com que todos os problemas técnicos elencados durante o processo de reforma, que inclusive arazoaram aqueles que eram contra a mudança, voltem em maior ou menor grau. Custos de governança, sobretudo aqueles envolvidos tanto na reorganização legal, quanto do aparato material para fazer a legislação valer, retornariam. O desmembramento da PPSA, se fosse o caso, poderia até cortar os custos de manutenção dela, entretanto, as contrapartes seriam, por exemplo, o desemprego e a perda da influência genuinamente brasileira no mercado.

Em que pese as explicações acerca do parágrafo acima, a contrarreforma em prol das concessões como modelo adequado traria de volta o que talvez seja uma das variáveis mais perigosas para a AED: a insegurança jurídica.

A insegurança jurídica aumenta na medida em que as decisões mudam. Por ser um fenômeno ontologicamente subjetivo, não se pode mensurá-lo diretamente senão apenas medir os seus efeitos indiretos, mas é natural que a insegu-

---

18 FGV Energia. Contratos de Produção no Setor de Petróleo e Gás. YouTube, 08 de julho de 2020. Disponível em: [https://www.youtube.com/watch?v=R\\_69cwPLkEM](https://www.youtube.com/watch?v=R_69cwPLkEM). Acesso em 1 ago. 2023.

rança em uma organização cresça na proporção em que toda uma instituição muda drasticamente a depender da troca de governo.

Ademais, insegurança jurídica, que se fez presente na reforma em 2010, certamente será menor do que a que pode vir com uma contrarreforma, estipulada por defensores do antigo regime. O corte momentâneo de receitas na janela de troca de um para o outro provavelmente virá a ser o menor dos problemas.

Explana-se, ainda sobre a variável da insegurança jurídica, porém de forma essencialmente indicativa, que uma contrarreforma poderia gerar efeitos ramificados em duas vias, principalmente. O primeiro e mais intuitivo é o afastamento das operadoras, causando uma diminuição da participação delas nos processos licitatórios e obrigando a ANP a reduzir a participação governamental. O segundo efeito, poder-se-ia dizer, é o da Teoria da Captura. As operadoras se organizariam em prol de aumentar os gastos com lobismo e outros artifícios de influência política e financeira, tanto externamente quanto internamente, ao passo em que o prêmio ou necessidade pelo petróleo brasileiro as compensasse o suficiente.

Obviamente que as ramificações acima são indicativas, pois residem na suposição de uma contrarreforma, e necessitariam de estudos mais aprofundados.

É certo e natural, que haja resistência, por parte das operadoras estrangeiras, no que tange ao regime atual. Afinal, mesmo que a partilha da produção seja, do ponto de vista financeiro, o mais benéfico possível para as eventuais vencedoras de licitação, as petroleiras terão de dividir espaço com um representante da Estado hospedeiro em seus Comitês Operacionais, bem como prestar informações com maior frequência e lidar com a fiscalização da agência reguladora (ANP, no caso). Sempre será preferível atuar em um regime com menos responsabilidades.

Apesar do Regime vigente no Polígono ser preterido em relação ao outro pelas operadoras estrangeiras, as licitações e perfurações continuam, o que significa que ainda é rentável para as companhias licitantes competirem para ter a chance de conseguir o petróleo de altíssima qualidade contido no litoral brasileiro. Enaltece-se que o Regime de Partilha da Produção é interessante para nações que detenham jazidas de altíssima qualidade, pois confere ao Estado maior poder de barganha com relação ao mercado, após a extração.

Trazendo o elemento dos direitos de propriedade mais uma vez, para finalizar, o Sistema Regaliano resguarda maior compatibilidade com o Regime de Partilha da Produção, haja vista o governo, o dono original, reter parte do bem consigo. É coerente e esperado, dentro do sistema capitalista e democrático em que nos encontramos, que o detentor dos direitos de propriedade dos bens – no caso, dos minérios – retenha-os, aproveite-os e capitalize-os ao máximo em seu favor, logicamente.

Contudo isso não implica em dizer que o Regime de Concessão não possa ser aplicado em qualquer outra jazida descoberta, conquanto que esteja fora do Polígono do Pré-Sal, porque restou claro que ela, além de estável e estratégica, pode ser maleada por meio do percentual em royalties, adequando-a ao contexto.

Por fim, o petróleo, sendo um bem não renovável, tenderá a ter o seu preço inflacionado cada vez mais, e aquele que detiver o produto em si, por mais que seja *in natura*, poderá se posicionar de maneira privilegiada ante às possíveis crises energéticas.

A construção analítica proporcionada pelo instrumento *Law and Economics*, apesar de breve, conferiu a este simples ensaio, ao menos, imparcialidade no que tange ao regime exploratório e produtivo adotado para o pré-sal. Ao final, o que realmente importa, é compreender e indicar qual regime oferece maiores benefícios, e retorno financeiro, para o Estado brasileiro.

## REFERÊNCIAS

BRANNSTEN, Erick. **Production Sharing Contracts and Concessions in the Brazilian Subsalt Region: A Comparative Analysis**. University of Oslo, Faculty of Law. Janeiro 2010.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Saiba como evoluiu a legislação brasileira sobre petróleo**. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/122348-saiba-como-evoluiu-a-legislacao-brasileira-sobre-petroleo/>. Acesso em: 29 jul. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Matriz Energética e Elétrica**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 28 jul. 2023.

FGV Energia. **Contratos de Produção no Setor de Petróleo e Gás**. YouTube, 08 de julho de 2020. Disponível em: [https://www.youtube.com/watch?v=R\\_69c-wPLkEM](https://www.youtube.com/watch?v=R_69c-wPLkEM). Acesso em: 1 ago. 2023.

GONÇALVES, Everton das Neves; STELZER, Joana. Eficiência e Direito: Pecado ou Virtude; Uma Incursão pela Análise Econômica do Direito. **Revista Jurídica**, v. 1, n. 28, p. 201-222, 2012.

GONÇALVES, Everton das Neves; STELZER, Joana. O Direito e a Law And Economics: Possibilidade Interdisciplinar na contemporânea Teoria Geral do Direito. **JURIS - Revista da Faculdade de Direito**, v. 11, p. 201-222, 2008.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS (IBP). **Observatório do Setor. Evolução dos preços internacionais do petróleo e projeções para 2025**. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/evolucao-dos-precos-internacionais-do-petroleo-e-projecoes-para-2025/>. Acesso em: 29 jul. 2023.

JADHAV, P. B.; KSHIRSAGAR, L. K. Evaluating Performance of Production Sharing Contract and Concessionary System: An Overview and Assessment Based on Examples from Selected Countries. **Journal of Offshore Structure and Technology**, v. 2, n. 1, ISSN 2349-8956, [online]. Disponível em: <[www.stmjournals.com](http://www.stmjournals.com)>.

LE PRIOUX, B. A descoberta das jazidas do pré-sal: um desafio para o futuro da energia no Brasil. **Revista Intellector**, v. 8, n. 15, p. 1-33, 2018.

LIMA, Paulo César Ribeiro. **Concessão ou Partilha, qual é o melhor regime para o pré-sal?** Consultor Legislativo da Área XII - Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos.

PETROBRAS. **Glossário**. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/servicos-ao-investidor/glossario/>. Acesso em: 28 jul. 2023.

PETROBRAS. **Pré-sal**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>. Acesso em: 29 jul. 2023.

PETROBRAS. **Resultados Comprovam Viabilidade Técnicas e Econômicas do Pré-Sal**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/resultados-comprovam-viabilidade-tecnicas-e-economicas-do-pre-sal.htm>. Acesso em: 28 jul. 2023.

PETROBRAS. **Nossas primeiras descobertas em campos marítimos foram realizadas na década de 70.** Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/nossas-primeiras-descobertas-em-campos-maritimos-foram-realizadas-na-decada-de-70.htm>. Acesso em: 29 jul. 2023.

PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. (PPSA). **O Pré-sal.** Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/contratos-de-partilha-e-producao/o-pre-sal/#:~:text=Localizado%20em%20uma%20área%20de,gás%20natural%20dos%20últimos%20anos>. Acesso em: 29 jul. 2023.

PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. **Marcos Históricos.** Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/eng/marcos-historicos/>. Acesso em: 29 jul. 2023.

RICCOMINI, Claudio; SANT'ANNA, Lucy Gomes; TASSINARI, Colombo Celso Gaeta. Pré-sal: geologia e exploração. **Revista USP**, São Paulo, n. 95, p. 33-42, set./out./nov. 2012.

RISSO, Valmir Francisco; SCHIOZER, Denis José. Utilização de sísmica 4D e de mapas de saturação no ajuste de histórico de reservatórios petrolíferos. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, n. 1, p. 172-187, março de 2008.

SAIDU, Sani. A Comparative Analysis of Production Sharing Contracts of Selected Developing Countries: Nigeria, Indonesia, Malaysia and Equatorial Guinea. **Journal of Finance and Accounting**, v. 2, n. 2, p. 34-40, 2014.

TAVARES, André Ramos. **Direito Constitucional Econômico**. 3. ed. São Paulo: Método, 2011. p. 233–298. Parte III.

ZANATTA, Rafael Augusto Ferreira. Desmistificando a Law & Economics: A Receptividade da Disciplina Direito e Economia no Brasil. **Revista dos Estudantes de Direito da Universidade de Brasília**, v. 10, p. 1-16, 2012.

ZYLBERSZTAJN, Decio; SZTAJN, Rachel (Organizadores). **Direito & Economia, Análise Econômica do Direito e das Organizações**. 6ª tiragem. São Paulo: Elsevier, 2005. Capítulos 1, 2, 3, 4, 5 e 8.