

O CUSTO DE OPORTUNIDADE DO PRÉ-SAL

João Victor Dantas Raulino
João Pedro Castro de Andrade

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Regis da Rocha Motta, Ph.D., DIC

Rio de Janeiro
Novembro de 2016

O CUSTO DE OPORTUNIDADE DO PRÉ-SAL

João Victor Dantas Raulino
João Pedro Castro de Andrade

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Prof. Regis da Rocha Motta, Ph.D., DIC

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

Eng. João Gabriel Coelho da Silva, B.Eng.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
NOVEMBRO de 2016

Raulino, João Victor Dantas

Andrade, João Pedro Castro de

O Custo de Oportunidade do Pré-Sal/ João Victor Dantas Raulino, João Pedro Castro de Andrade. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2016.

XVI, 58 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Regis da Rocha Motta

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Engenharia de Petróleo, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 49-58.

1. Levantamento Histórico. 2. Regimes de Exploração. 3. Viabilidade de Projetos. 4. Arrecadação Governamental.

I. Motta, Regis da Rocha. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Engenharia de Petróleo. III. O Custo de Oportunidade do Pré-Sal.

Dedicamos este trabalho às nossas famílias e aos amigos, companheiros inseparáveis nesta extraordinária jornada.

AGRADECIMENTOS

Foram 5 anos de uma longa caminhada. E em cada momento, vocês estiveram ao meu lado.

Se hoje eu me encontro aqui, vitorioso, tenham certeza que muito devo a vocês. Os sacrifícios feitos, as dores suportadas, os conselhos dados, as noites em claro. Vocês abdicaram dos seus sonhos para que eu pudesse seguir em busca do meu. E palavras não existem para exprimir o quão grato (e sortudo) eu sou por isso. Dentre esses e tantos outros motivos, o meu primeiro agradecimento vai para vocês, Fernando e Manoelina, por terem dado a um filho tudo aquilo que os pais não puderam ter.

Companheiros diários em um lugar que, antes desconhecido, passou a ser nossa segunda casa, poucos são aqueles que sabem o que nós vivemos juntos. Meu agradecimento aqui vai para os meus amigos, antigos e novos, que me acompanharam durante toda esta trajetória. Um agradecimento especial ao maior deles, meu irmão Matheus, que apesar da distância nunca deixou de me apoiar.

Cada um a sua maneira, todos buscaram nos abrir os olhos para enxergar o mundo de uma maneira mais ampla e crítica. Agradeço aos professores com os quais tive a honra de conviver, e em especial ao professor Regis por sua parceria, colaboração e orientação nos mais diversos projetos acadêmicos, aqui no Brasil e fora dele.

Por fim, não poderia deixar de agradecer o apoio financeiro e material da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – e do Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT que por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCT contribuíram para a efetivação desta monografia.

João Victor Dantas Raulino

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer a Deus por me dar o dom da vida e me permitir trilhar esse caminho que não foi nada fácil mas agora se torna recompensador. Agradeço a Ele por se fazer presente em minha vida nas horas de alegria e nas horas de aflição, fosse falando através da sua palavra ou através das pessoas próximas.

Quero agradecer a minha família por sempre ter me apoiado, em especial a minha mãe. Obrigado mãe, por ter sido mãe e pai durante tanto tempo. Por ter sido uma batalhadora que nunca permitiu que nada faltasse pra mim e que me ensinou que eu tenho valor. Sem você nada disso seria possível. Obrigado Dona Maria, minha vovó, por me ensinar valores que já não vemos mais na sociedade de hoje. Obrigado por compartilhar comigo um dos melhores ensinamentos que jamais poderia achar em outro lugar: “A vida é boa por pior que ela seja”. Obrigado por me ensinar a valorizar a vida e o esforço que a senhora e seus filhos fizeram para que eu e meus primos chegássemos onde chegamos. Obrigado pai, “paidrasto”, irmãos, tias e tios, primos e primas. Obrigado por toda cobrança, todo incentivo, todo puxão de orelha e todo consolo. Sem vocês, não sei o que seria de mim.

Obrigado aos meus amigos. Próximos e distantes. Todos foram de suma importância para que eu conseguisse galgar os passos da vida e conseguisse chegar aonde cheguei. Mas não posso deixar de ressaltar que agradeço a Deus todos os dias pela vida de alguns em especial. Felipe, meu amigo-irmão, obrigado por ser um amigo mais chegado que um irmão. Sei que seremos amigos para sempre e que nossos caminhos vão se cruzar muitas e muitas vezes. Ana Paula, meu amor, minha melhor amiga. Obrigado por me apoiar incondicionalmente e por me lembrar de ter os pés no chão quando necessário. Obrigado por, junto com minha mãe, minha avó e minhas tias, ser uma mulher valorosa, amorosa, companheira, auxiliadora e amiga na minha vida. Obrigado por ser parte da minha família. Da família que eu escolhi ter. Paula Cunha, obrigado pela amizade verdadeira. Nós provamos que amigo não é aquele que está, mas sim aquele que é. Distância alguma nos fará esquecer da amizade que criamos.

Gostaria também de agradecer ao meu amigo e companheiro de projeto João Victor Dantas Raulino. Obrigado por confiar em mim de uma forma que não imaginei que alguém confiaria para fazer um projeto tão grandioso e significativo quanto esse que fizemos. Obrigado por me ajudar a tirar o melhor de mim. Obrigado pelo apoio nas horas que cambaleei e obrigado por não desistir.

A todos que não pude mencionar especificamente, mas que sabem que carrego no coração, aqui fica meu eterno e humilde muito obrigado.

João Pedro Castro de Andrade

*“Livros não mudam o mundo,
quem muda o mundo são as pessoas.
Os livros só mudam as pessoas.”*

Mario Quintana

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

O CUSTO DE OPORTUNIDADE DO PRÉ-SAL

João Victor Dantas Raulino
João Pedro Castro de Andrade

Novembro/2016

Orientador: Regis da Rocha Motta

Curso: Engenharia de Petróleo

A descoberta do pré-sal, em meados de 2006, foi sem dúvida um dos acontecimentos mais marcantes da história brasileira no século 21. A promessa de grandes riquezas e autossuficiência permeou o imaginário popular, fazendo renascer na população um sentimento patriótico há tempos perdido. Buscando assegurar uma maior receita à União, o poder público logo tratou de congelar novos atos no setor até a promulgação de uma nova lei. O tempo, porém, revelou que essa medida talvez não tenha sido tão acertada assim. Uma década depois, o que se vê é uma indústria estagnada e envolta em burocracias, a maior empresa nacional sufocada e a beira da falência, e empresas internacionais abandonando o país em busca de investimentos mais atrativos no exterior. Neste cenário, o presente estudo se propõe a comparar os modelos de concessão e partilha da produção de modo a determinar se a adoção de um novo regime foi, de fato, a melhor opção para o momento. Utilizando dados públicos oficiais para alimentar um modelo analítico, diversos indicadores econômicos são obtidos. A partir destes, percebe-se que a decisão governamental tomada 10 anos atrás se mostrou um grande custo de oportunidade. A adoção do sistema de partilha não somente desviou do resultado desejado, pior, travancou o desenvolvimento e exploração destas gigantes reservas ao impor à Petrobrás uma cláusula asfixiante que ela não poderia cumprir, ao criar burocracias desnecessárias para o setor e ao desencorajar a participação de outras empresas. O objetivo final de aumento das

receitas governamentais poderia ser facilmente alcançado por outros meios que não a promulgação de uma nova lei, i.e. com o aumento na participação especial ou ajuste na coleta de royalties, medidas reguladas por decreto presidencial cuja mudança já está prevista na legislação. Essas atitudes, certamente, evitariam toda a desconfiança e incerteza causadas pela mudança no marco regulatório, fato que prejudicou a indústria de maneira irreparável. Deste modo, o estudo conclui que a adoção do regime de partilha não foi uma medida acertada e recomenda a manutenção do regime de concessão nas áreas do pré-sal, com pequenos ajustes nos instrumentos regulatórios, visto que esta atitude se mostra benéfica não somente ao setor mas também ao país como um todo.

Palavras-chave: Pré-Sal, Custo de Oportunidade, Comparação, Concessão, Partilha.

Abstract of Undergraduate Final Project presented to Escola Politécnica/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

THE OPPORTUNITY COST OF PRE-SALT

João Victor Dantas Raulino
João Pedro Castro de Andrade

Dezembro/2016

Supervisor: Regis da Rocha Motta

Degree: Petroleum Engineering

The discovery of pre-salt, in mid-2006, was undoubtedly one of the most important events in the 21st century for Brazilian history. The promise of great wealth and self-sufficiency spread throughout people's imagination, reviving in them a patriotic sentiment lost years before. Seeking a greater share of income to the State, soon the public power suspended new acts in the sector until the enactment of a new law. Time, however, has shown that this may not have been the best choice. One decade later, the country witnesses a stagnated industry covered in bureaucracies, the biggest national company suffocated and on the edge of bankruptcy, and foreign companies leaving the country in search for more attracting investments offshore. In the current panorama, this study seeks to compare both concession and production-sharing models in order to determine if the adoption of a new regime was, indeed, the best option for that moment. With the use of public official data to feed an analytical model, it is possible to obtain a range of economic indicators. Using these as base, the conclusion is that the governmental decision taken 10 years ago was in fact a huge opportunity cost. The adoption of the production-sharing system not only deviated from the desired result, worse, it hampered the development and exploration of these gigantic reserves by imposing on Petrobras a condition that it could not fulfill, by creating unnecessary bureaucracy in the sector and by deterring other companies from participating in it. The final objective of increasing government's income was easily

attainable by means other than creating a new law, i.e. with the increase in special participation or with the adjustment of royalties collection, measures that required only an executive decree and already foreseen in the legislation. These attitudes would certainly prevent all the disbelief and uncertainty brought by the change in the legal framework, a fact that has damaged the industry in an unrepairable way. Thus, the study concludes that the adoption of the production-sharing regime was not a wise measure and recommends the maintenance of the concession regime in the areas of pre-salt reserves, with small adjustments in its apparatus, as it is beneficial not only to the sector but also to the country as a whole.

Keywords: Pre-Salt, Opportunity Cost, Comparison, Concession, Production-Sharing.

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: ÁREAS OFERTADAS NA 8ª RODADA (EM AMARELO) E POLÍGONO DO PRÉ-SAL (EM AZUL). FONTE: ANP [25] E BNEP [27].	20
FIGURA 2: SETORES RETIRADOS DA 9ª RODADA (EM VERDE) E ÁREAS RESTANTES OFERTADAS (EM LARANJA). FONTE: ANP [39] E BNEP [27].	22
FIGURA 3: DIVISÃO DA PRODUÇÃO NO REGIME DE PARTILHA. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	34
FIGURA 4: LOCALIZAÇÃO DO POLÍGONO DO PRÉ-SAL. FONTE: ANP [60].	35
FIGURA 5: CURVA DE PREVISÃO PARA O PREÇO DO PETRÓLEO. FONTE: BP [70] E EIA [71].	42
FIGURA 6: CURVA DE PREVISÃO PARA A PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS, E QUANTIDADE TOTAL DE POÇOS PERFURADOS. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	44
FIGURA 7: CAPEX, OPEX E DESCOMISSIONAMENTO AO LONGO DO TEMPO. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	46
FIGURA 8: FLUXO DE CAIXA PARA OS REGIMES DE CONCESSÃO E PARTILHA. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	48
FIGURA 9: FLUXO DE CAIXA ACUMULADO PARA OS REGIMES ESTUDADOS. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	51
FIGURA 10: PARCELA DO EXCEDENTE EM ÓLEO CONFORME PRODUÇÃO E PREÇO DO BARRIL. FONTE: ANP [76].	52
FIGURA 11: RECEITA ACUMULADA OBTIDA PELA UNIÃO EM CADA REGIME. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	53
FIGURA 12: COMPARAÇÃO ENTRE RECEITA DA UNIÃO E PRODUÇÃO POR ANO. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	58
FIGURA 13: COMPARAÇÃO ENTRE RECEITA DA UNIÃO E PREÇO DO BARRIL POR ANO. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	58
FIGURA 14: COMPARAÇÃO DA ARRECADAÇÃO ANUAL ENTRE CONCESSÃO E PARTILHA. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	59
FIGURA 15: COMPARAÇÃO DA ARRECADAÇÃO TOTAL ENTRE CONCESSÃO E PARTILHA. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	60

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1: LISTA DOS BLOCOS RETIRADOS DA 9ª RODADA. FONTE: CNPE [32]	23
TABELA 2: CRITÉRIO PARA JULGAMENTO DE OFERTAS. FONTE: ANP [57].	31
TABELA 3: DISTRIBUIÇÃO DOS ROYALTIES. FONTE: PRESIDÊNCIA [59].....	33
TABELA 4: DISTRIBUIÇÃO DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL. FONTE: PRESIDÊNCIA [59].	33
TABELA 5: COMPARAÇÃO ENTRE REGIMES. FONTE: PRESIDÊNCIA [56] [11].	40
TABELA 6: COMPARAÇÃO ENTRE REGIMES. FONTE: ANP [76] E PRESIDÊNCIA [56] [11].	47
TABELA 7: TAXAÇÃO REFERENTE À CADA REGIME. FONTE: ANP [76] E PRESIDÊNCIA [56] [11].	48
TABELA 8: VPL PARA O REGIME DE CONCESSÃO E PARTILHA. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	49
TABELA 9: TIR PARA O REGIME DE CONCESSÃO E PARTILHA. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	50
TABELA 10: MÉTODO PARA CÁLCULO DA ARRECADAÇÃO GOVERNAMENTAL. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.	56

LISTA DE SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BDEP	Banco de Dados de Exploração e Produção
CAPEX	Capital Expenditure
CNP	Conselho Nacional de Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
DOU	Diário Oficial da União
E&P	Exploração e Produção
EIA	Energy Information Administration
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
FS	Fundo Social
MME	Ministério de Minas e Energia
OPEX	Operational Expenditure
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento e Inovação
PLC	Projeto de Lei da Câmara
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A.
PRI	Prazo de Retorno do Investimento
TIR	Taxa Interna de Retorno
STF	Supremo Tribunal Federal
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	O CUSTO DE OPORTUNIDADE	16
1.2	OBJETIVO E METODOLOGIA	17
1.3	ESCOPO.....	17
2	LEVANTAMENTO HISTÓRICO	19
2.1	A DESCOBERTA DO PRÉ-SAL	19
2.2	A SUSPENSÃO DA OITAVA RODADA	19
2.3	AS RETIRADAS DA NONA RODADA	22
2.4	A CRIAÇÃO DE UM NOVO MARCO.....	23
3	REGIMES DE EXPLORAÇÃO	25
3.1	O MODELO DE CONCESSÃO	25
3.1.1	<i>A Lei nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997</i>	<i>27</i>
3.1.2	<i>Exploração e Produção.....</i>	<i>29</i>
3.1.3	<i>Processo de Licitação.....</i>	<i>30</i>
3.1.4	<i>Participações Governamentais.....</i>	<i>31</i>
3.2	O MODELO DE PARTILHA	33
3.2.1	<i>A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.....</i>	<i>34</i>
3.2.2	<i>Exploração e Produção.....</i>	<i>35</i>
3.2.3	<i>Processo de Licitação.....</i>	<i>36</i>
3.2.4	<i>Participações Governamentais.....</i>	<i>36</i>
3.2.5	<i>Fundo Social.....</i>	<i>37</i>
3.2.6	<i>Cessão Onerosa (Lei nº 12.276/2010).....</i>	<i>37</i>
3.2.7	<i>PPSA (Lei nº 12.304/2010).....</i>	<i>38</i>
3.3	DIFERENÇA ENTRE REGIMES	39
4	VIABILIDADE DE PROJETOS	41
4.1	PARÂMETROS BÁSICOS.....	42
4.1.1	<i>O Preço do Petróleo.....</i>	<i>42</i>
4.1.2	<i>A Curva de Produção.....</i>	<i>43</i>
4.1.3	<i>CAPEX, OPEX e Descomissionamento.....</i>	<i>44</i>
4.1.4	<i>Tributação nos Regimes de Concessão e de Partilha.....</i>	<i>46</i>
4.2	RESULTADOS.....	47
4.2.1	<i>Fluxo de Caixa Descontado.....</i>	<i>47</i>
4.2.2	<i>Valor Presente Líquido</i>	<i>49</i>
4.2.3	<i>Taxa Interna de Retorno (TIR).....</i>	<i>50</i>
4.2.4	<i>Prazo de Retorno do Investimento (PRI).....</i>	<i>50</i>
4.3	PARTICIPAÇÃO DA UNIÃO	51
4.3.1	<i>Receitas Obtidas.....</i>	<i>53</i>
5	ARRECADAÇÃO GOVERNAMENTAL.....	55
5.1	MÉTODO PARA CÁLCULO	56
5.2	PREMISSAS CONSIDERADAS	57
5.3	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	57
6	CONCLUSÃO.....	61
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65

1 INTRODUÇÃO

Descoberta pela Petrobras em meados de 2006 [1] [2] e anunciada efetivamente apenas em 2007 [3], a região do pré-sal se tornou um grande marco na história recente do Brasil. Entusiasmados pela expectativa de um expressivo aumento na quantidade de óleo existente nas bacias brasileiras, com o potencial de situar o Brasil entre os principais países do mundo em reservas de petróleo e gás [3], um clamor popular se iniciou em torno do pré-sal transformando-o não somente numa plataforma de desenvolvimento econômico, social e tecnológico, mas também num símbolo de orgulho nacional [4].

Traduzir essa expectativa em realidade, no entanto, não se mostrou uma tarefa fácil. Diversos entraves apareceram pelo caminho e, num jogo de altos e baixos, acirradas disputas políticas, econômicas e sociais impactaram diretamente as iniciativas de exploração da região. Projetos de desenvolvimento ficaram congelados por 7 anos devido a impasses políticos. A máxima histórica nos preços do barril de petróleo, com valores acima de US\$100 perdurando até 2014 [5], terminou. Em seu lugar veio a pior crise no setor petrolífero dos últimos 30 anos [6], que em conjunto com os diversos escândalos de corrupção descobertos na então maior empresa do país – a Petrobras [7] [8] [9] [10] – diminuiu ainda mais as perspectivas de exploração. No fim, a promulgação de uma nova lei [11] e a realização do primeiro leilão em 2013 [12] deram o pontapé inicial para o desenvolvimento da região. Mas debilidades na nova legislação, imposições asfixiantes à Petrobrás, o desencorajamento à participação de novas empresas e a instabilidade gerada pela mudança de regime levantaram diversos questionamentos acerca das escolhas feitas, pondo em dúvida a capacidade governamental de lidar com a questão.

1.1 O Custo de Oportunidade

Ainda em 1914, numa época em que a teoria neoclássica já se encontrava bem difundida, o economista Friedrich von Wieser da Escola Austríaca de economia cunhou o termo “custo de oportunidade” iniciando, a partir dali, um modo completamente novo de analisar o comportamento humano. De acordo com von Wieser, o custo de oportunidade seria definido como “o custo de uma escolha em termos da oportunidade perdida na alternativa não escolhida” [13]. Em outras palavras, é aquilo que se deixa de ganhar fazendo uma determinada escolha ao invés de outra [14].

A sociedade brasileira, por diversas vezes ao longo da história de seu setor petrolífero, se viu frente a momentos de decisão: desde as primeiras prospecções na cidade de Lobato em 1938, passando pelo estabelecimento do Conselho Nacional de Petróleo (CNP) e pela criação da Petrobrás após a campanha popular “O Petróleo é Nosso” nos anos 50, até a quebra do monopólio da estatal em 1997 [15] [16]; cada momento impactou não somente o setor, mas também o próprio processo de desenvolvimento do país. Nenhum desses fatos, porém, alcançou a magnitude e importância do pré-sal.

Considerada uma das mais importantes descobertas ocorridas em todo o mundo na última década [17] [18], com expectativa de triplicar as reservas brasileiras e situar a nação entre os maiores produtores de petróleo do mundo [19] [20], o pré-sal logo chamou atenção da sociedade civil e política do país. Pressionados pela opinião pública e buscando garantir controle sobre a potencial riqueza, os agentes governamentais agiram em caráter de urgência sem avaliar os impactos indiretos causados por suas decisões. Ao término de um longo período de debates e discussões, com o setor praticamente inerte e novas licitações ainda congeladas, decidiu-se pela abdicação de um modelo já estruturado e consolidado em prol da criação de uma nova legislação. Mas será que a adoção de um novo regime foi, de fato, o melhor caminho a ser tomado?

1.2 Objetivo e Metodologia

Buscando uma resposta satisfatória para essa pergunta, este trabalho teve como seu objetivo geral testar a hipótese de que a instituição de um novo marco regulatório não trouxe os benefícios esperados para o país. De modo mais específico, procurou-se definir as vantagens e desvantagens desta implantação e avaliar se as ambições almejadas poderiam ser alcançadas de outra forma. Dada a atualidade do assunto e a escassez de outros trabalhos nesse campo, utilizou-se uma metodologia descritiva pautada na pesquisa bibliográfica, na pesquisa documental e no estudo de caso [21], este último com o auxílio do software EXCEL para compilação e análise dos dados obtidos.

1.3 Escopo

Estruturados a partir desta introdução, que caracteriza o primeiro capítulo, foram escritos um total de seis capítulos que relatam desde as apurações da pesquisa bibliográfica até os resultados finais obtidos pela compilação dos dados referentes ao estudo de caso.

No segundo capítulo, realizou-se um levantamento histórico dos principais acontecimentos ligados ao pré-sal, desde as primeiras rodadas de licitação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), até as últimas mudanças na legislação do setor.

No terceiro capítulo, uma avaliação minuciosa dos diferentes marcos regulatórios em vigor no país permitiu fundamentar e evidenciar as características de cada modelo.

No quarto capítulo, fez-se uma análise da viabilidade econômica de projetos sob cada contexto, onde dados oficiais disponibilizados pela ANP em conjunto com parâmetros calculados analiticamente alimentaram uma planilha EXCEL contendo um modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD).

No quinto capítulo, a discretização dos métodos de arrecadação tornou possível uma comparação entre os tributos recebidos pelo governo por projetos executados no regime de concessão e no regime de partilha.

No último capítulo, são apresentadas as conclusões e uma síntese dos principais resultados obtidos pela pesquisa.

2 LEVANTAMENTO HISTÓRICO

2.1 A descoberta do Pré-Sal

Formada no período em que os continentes da América do Sul e da África se separaram, há mais de 150 milhões de anos [18], a camada do pré-sal ganhou grande visibilidade na última década quando testes da Petrobrás confirmaram a existência de óleo leve em suas formações. O que poucos sabem, no entanto, é que desde meados dos anos 70 geólogos da empresa já apostavam na existência de petróleo nessa região [22].

No dia 17 de Julho de 2006, enquanto realizava perfurações em uma nova fronteira exploratória, a Petrobrás encontrou o primeiro óleo em águas ultra profundas da Bacia de Santos, no poço 1-RJS-628A [1]. Esta descoberta representou um marco histórico para a exploração brasileira, sendo este poço o primeiro a ultrapassar a sequência de sais evaporíticos com mais de 2000 metros de espessura característicos da camada pré-sal. Menos de 3 meses depois, no dia 04 de Outubro, um teste de produção confirmou de vez a existência de um reservatório com alta produtividade e óleo de ótima qualidade [2]. Os esforços de exploração continuaram e já no ano seguinte, em Novembro de 2007, o anúncio oficial veio: após análise completa dos testes de formação do segundo poço (1-RJS-646), no mesmo bloco exploratório, estimou-se um volume recuperável entre 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural [3]. Estava, enfim, descoberto o pré-sal.

2.2 A suspensão da Oitava Rodada

Ao final de Novembro de 2006, a Oitava Rodada de Licitações da ANP teve início no Rio de Janeiro [23] contando com a participação de um total de 43 empresas nacionais e estrangeiras [24]. Dentre os 284 blocos ofertados nesta rodada, destacaram-se os blocos marítimos da Bacia de Santos que juntos formavam as áreas de novas fronteiras marítimas com alto potencial de exploração [25]. Essa distinção ficou evidenciada durante a dinâmica do leilão onde estes blocos, sozinhos, atraíram ofertas milionárias de 16 das 19 (84%)

Apesar dos expressivos resultados iniciais e mesmo após autorização do Supremo Tribunal Federal (STF) para o prosseguimento da rodada [31], a licitação permaneceu congelada e sem desdobramentos. Foi somente em Novembro de 2007, com a Resolução Nº 6 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicada no Diário Oficial da União (DOU) [32], que elucidaram-se os reais motivos para a suspensão da rodada, dando luz aos debates realizados nos bastidores políticos do setor. Lia-se:

“[...] os resultados dos testes de produção obtidos pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, em áreas exploratórias sob sua responsabilidade, apontam para a existência de uma nova e significativa província petrolífera no Brasil, com grandes volumes recuperáveis estimados de óleo e gás. Esses volumes, se confirmados, mudarão o patamar das reservas do País, colocando-as entre as maiores do mundo;

[...]

a luz das novas informações, sendo competência do CNPE propor medidas que visem preservar o interesse nacional, na promoção do aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, resolve:

[...]

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

Definindo oficialmente o potencial de exploração do Pré-Sal e considerada um divisor de águas na história da indústria petrolífera brasileira, essa resolução foi o embrião para aquilo que, mais tarde, se tornaria o Novo Marco Regulatório do setor. Nos meses seguintes, um decreto da Presidência da República [33] criou uma comissão interministerial com a finalidade de “estudar e propor as alterações necessárias à legislação, no que se refere à exploração e à produção de petróleo e gás natural nas novas províncias petrolíferas descobertas em área denominada Pré-Sal.”.

Após diversos adiamentos [34] e aguardando a conclusão dos trabalhos realizados pela comissão [35] [36], o destino final da rodada foi finalmente definido no último mês de 2012, onde ficou decidido o total cancelamento da rodada [37] com a restituição de todas as taxas de participação e garantias de oferta relativas à licitação [38].

2.3 As retiradas da Nona Rodada

Com o conturbado desfecho da Oitava Rodada, predominava na indústria um sentimento misto de dúvida e expectativa em relação de como seria conduzido o leilão seguinte. Este sentimento perdurou até as vésperas da realização da nova rodada quando, seguindo os pretextos vistos anteriormente, a Resolução Nº 6 do CNPE [32] determinou a retirada de 41 blocos exploratórios considerados de elevado potencial petrolífero. Localizadas nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, esses blocos faziam parte da região do Pré-Sal e encontram-se representados na Figura 2 pelas áreas grifadas em verde.

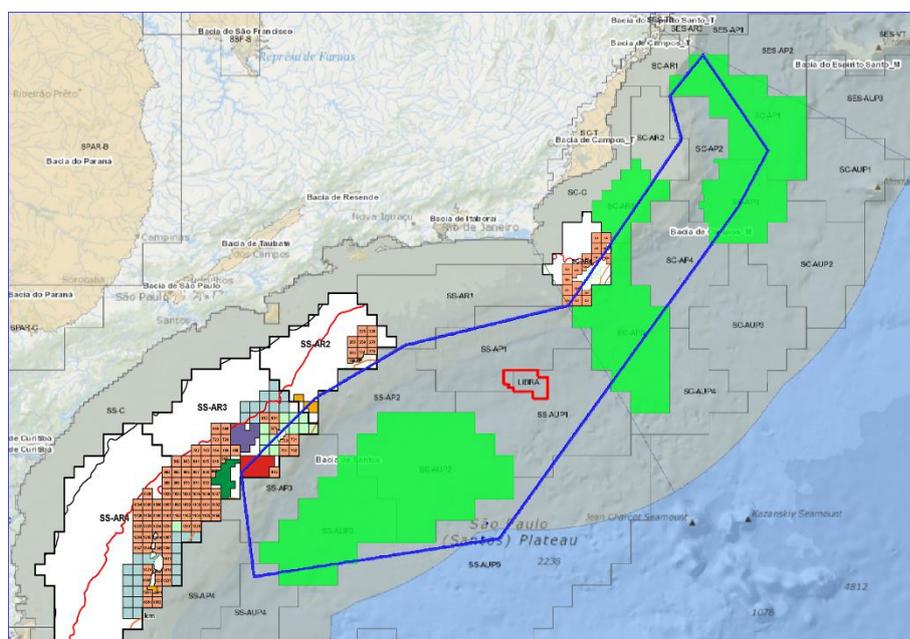


Figura 2: Setores retirados da 9ª Rodada (em verde) e áreas restantes ofertadas (em laranja).
Fonte: ANP [39] e BNEP [27].

Mesmo com a retirada dos principais blocos, o que resultou num enfraquecimento do leilão, a rodada alcançou um recorde de arrecadação [40] contando com a participação de 42 empresas. Uma lista dos blocos ofertados, bem como dos setores e bacias em que se encontram, pode ser vista na Tabela 1. Estes blocos, até o presente momento, ainda não foram licitados, se tornando uma grande perda de oportunidade para o desenvolvimento e fortalecimento do setor nacional e de sua produção de petróleo.

Tabela 1: Lista dos blocos retirados da 9ª Rodada. Fonte: CNPE [32]

Bacia	Setor	Bloco
Santos	SS - AUP2	S-M-625
Santos	SS - AUP2	S-M-631
Santos	SS - AUP2	S-M-738
Santos	SS - AUP2	S-M-740
Santos	SS - AUP2	S-M-744
Santos	SS - AUP2	S-M-746
Santos	SS - AUP2	S-M-750
Santos	SS - AUP2	S-M-861
Santos	SS - AUP2	S-M-865
Santos	SS - AUP2	S-M-867
Santos	SS - AUP2	S-M-869
Santos	SS - AUP2	S-M-873
Santos	SS - AUP2	S-M-996
Santos	SS - AUP2	S-M-998
Santos	SS - AUP2	S-M-1000
Santos	SS - AUP2	S-M-1002
Santos	SS - AUP2	S-M-1125
Santos	SS - AUP2	S-M-1127
Santos	SS - AUP2	S-M-1249
Santos	SS - AUP2	S-M-1251
Santos	SS - AUP3	S-M-986
Santos	SS - AUP3	S-M-1113
Santos	SS - AUP3	S-M-1115
Santos	SS - AUP3	S-M-1243
Santos	SS - AUP3	S-M-1245
Santos	SS - AUP3	S-M-1247
Campos	SC - AP5	C-M-467
Campos	SC - AP5	C-M-533
Campos	SC - AP5	C-M-594
Campos	SC - AP5	C-M-596
Campos	SC - AP5	C-M-649
Campos	SC - AP5	C-M-651
Campos	SC - AR4	C-M-532
Campos	SC - AR4	C-M-564
Campos	SC - AP3	C-M-208
Campos	SC - AP3	C-M-275
Campos	SC - AP3	C-M-342
Campos	SC - AP1	C-M-11
Campos	SC - AP1	C-M-13
Espírito Santo	SES - AR3	ES-M-587
Espírito Santo	SES - AR3	ES-M-625

2.4 A criação de um Novo Marco

Criada por decreto presidencial no dia 17 de Julho de 2008 [33], a Comissão Interministerial teve 60 dias para apresentar um estudo sobre a melhor forma de explorar os reservatórios gigantes da área chamada Pré-Sal, uma faixa que se estende desde as águas ultra profundas do Espírito Santo até o litoral de Santa Catarina e que pode conter bilhões de barris de petróleo e gás natural [41]. Esse estudo serviu de base para que, no dia 31 de agosto de

2009, o governo submetesse ao Congresso Nacional quatro projetos de lei propondo uma profunda mudança no marco regulatório brasileiro para exploração e produção de hidrocarbonetos. Na Câmara, esses projetos receberam os números 5.938, 5.939, 5.940 e 5.941, todos de 2009 [36].

O primeiro projeto de lei, 5.938/09 [42], foi enviado ao Senado em março de 2010 recebendo a denominação PLC 16/10 [43]. Ele propunha a substituição do já consolidado regime de concessão (mantido apenas para os blocos já licitados), instituindo em seu lugar o novo regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas regiões consideradas “estratégicas” – aquelas onde vierem a acontecer grandes descobertas, com baixo risco de insucesso na exploração e alta concentração de petróleo, conforme definido pelo CNPE.

Sem participação na extração do petróleo e gás e com o encargo único de gerir os contratos assinados entre o poder público e as empresas contratadas, o projeto de lei 5.939/09 [44], na Câmara, ou PLC 309/09 [45], no Senado, criou a empresa pública Petro-Sal (mais tarde denominada Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA), responsável também por nomear metade dos integrantes dos comitês gestores da exploração de cada bloco e por representar os interesses da União no consórcio.

A receita angariada com a venda direta do petróleo somada ao bônus de assinatura obtido no leilão e a parte dos royalties recebidos sobre a produção serão destinados diretamente a um Fundo Social (FS), criado a partir do projeto de lei 5.940 [46], na Câmara, e PLC 07/10 [47], no Senado, funcionando em parte como um fundo soberano.

Com o objetivo de prover a Petrobrás os recursos necessários para a exploração e desenvolvimento desta nova fronteira exploratória, o projeto de lei 5.941/09 [48], na Câmara, e PLC 08/10 [49], no Senado, cedeu à estatal o direito de explorar - sem licitação - o equivalente a 5 bilhões de barris de petróleo no que ficou definido como “cessão onerosa”. Em troca deste direito, a União expandiu sua participação no capital social da empresa.

3 REGIMES DE EXPLORAÇÃO

Resultado direto das propostas enviadas ao Congresso Nacional, a promulgação da Lei nº 12.351, em Dezembro de 2010, estabeleceu no Brasil um regime regulador misto para a exploração e produção de petróleo e gás natural. Ela determinou que, para as áreas do polígono do pré-sal e outras estratégicas, seria instituído o regime de partilha da produção. Para todo o resto, cerca de 98% da área total das bacias sedimentares brasileiras, continuaria em vigor o regime de concessão estabelecido pela Lei nº 9.478 de 1997 [50].

Além destas, outras duas leis complementam a nova regulação do setor. A lei nº 12.276, de Junho de 2010 [51], autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras áreas ainda não concedidas localizadas no pré-sal com o equivalente a 5 bilhões de barris de petróleo. Em contrapartida, a União obteve mais ações da Petrobras, aumentando a sua participação total no capital social da empresa de menos de 40% para os atuais 47,8%. Já a lei nº 12.304, de Agosto de 2010 [52], criou a empresa estatal Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) responsável por representar os interesses da União nos consórcios formados para exploração e produção no pré-sal. A PPSA indicará, obrigatoriamente, metade dos membros do comitê operacional e mais o presidente de cada consórcio, sendo a outra metade do comitê será dividida entre a operadora (a Petrobras, por determinação legal) e as outras empresas formadoras do consórcio vencedor.

3.1 O Modelo de Concessão

Consistindo num modelo comercial no qual o governo outorga ao concessionário os direitos exclusivos de pesquisa, lavra e comercialização dos hidrocarbonetos extraídos numa determinada área (chamada “bloco”, o qual é o objeto da concessão) por um período de tempo determinado (normalmente entre 20 e 30 anos), o regime de concessão é amplamente utilizado em diversas partes do mundo [53].

Para usufruir desses direitos, as empresas remuneraram o Estado com uma compensação de natureza financeira, sendo esta compensação dividida em royalties e tributos incidentes sobre a renda (imposto de renda, contribuições etc.). Admite-se, ainda, o pagamento de outras taxas tais como bônus de assinatura, participação especial para os campos de grande produção e taxa por ocupação ou retenção de área no caso dos blocos terrestres. Vale ressaltar que o bônus de assinatura deve ser pago no ato da licitação do bloco, mesmo que não haja posterior declaração de comercialidade do bloco licitado.

Neste modelo, todos os riscos inerentes ao desenvolvimento dos projetos são de responsabilidade exclusiva do concessionário, inclusive aqueles relacionados à exploração. O único risco enfrentado pelo Estado é a ocorrência de leilões sem ofertantes, o que adia a exploração e produção de petróleo nos campos ofertados postergando, assim, o recolhimento de tributos. No caso de descoberta de petróleo, é do concessionário a propriedade de todo o óleo e gás produzido na área concedida.

Conforme apontado por especialistas [54], num cenário de exploração mais incerto esse modelo é o mais adequado a ser utilizado visto que, dessa forma, pode-se utilizar a taxa especial de retorno caso a produção seja melhor que o esperado, minimizando tanto os riscos de prejuízo por parte do Estado quanto a quantidade e qualidade das informações fornecidas ao contratante. Esse foi o argumento utilizado pelo Brasil na escolha, à época da Lei do Petróleo, do regime de concessão como modelo contratual único para a exploração do petróleo

Após a descoberta do pré-sal e antes da instituição do novo regime, especulações se iniciaram acerca das alíquotas cobradas para a taxa de participação especial. A seguinte recomendação, fruto da experiência internacional [55], relembra os pontos cruciais a serem levados em consideração nesse debate:

“[...] deve o contrato de concessão possuir cláusulas ex ante, capazes de fomentar a renegociação do próprio contrato nas hipóteses de: a) descobertas de extensos depósitos de petróleo, b) elevação exagerada dos preços de petróleo, c) qualidade do petróleo inferior à esperada, d) custos de exploração e produção superiores ao esperado.”

3.1.1 A Lei nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997

O regime de concessão no Brasil foi introduzido pela Lei nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997 [56], onde ficou definido que as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo seriam exercidas apenas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação pública a ser realizada sempre pela ANP. Antes dela, o monopólio da União sobre essas atividades e as de refino, transporte, importação e exportação de petróleo, seus derivados e gás natural, era exercido exclusivamente pela Petrobras.

Logo em seu primeiro Capítulo, a referida lei discorre sobre os objetivos e políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia, dentre eles o desenvolvimento do setor, a valorização dos recursos energéticos, a conservação de energia, a garantia de fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, a promoção da livre concorrência e a ampliação da competitividade do país no mercado internacional bem como a atração de investimentos para a produção de energia.

Não se retendo somente à indústria petrolífera e buscando abranger todo o setor energético, cria-se o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão público cuja missão é promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, bem como estabelecer diretrizes para a exploração, importação e exportação, de maneira a atender as necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, assegurando o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e garantindo cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

Um importante ponto abordado pela lei foi a determinação oficial de que os recursos minerais passam a ser objeto de propriedade da União, correspondendo também aos depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva. Com isso, o Estado ganha a prerrogativa de conceder, autorizar ou contratar empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, para a exploração econômica destes recursos.

Com a finalidade única de promover a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo no país, estabeleceu-se a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis no Brasil, vinculada ao Ministério de Minas e Energia e subordinada ao Conselho Nacional de Política Energética.

Caberia à ANP, a partir de então, a organização e execução dos leilões para licitação dos blocos de exploração de petróleo no país, segundo as diretrizes e planos gerais estabelecidos pelo CNPE.

Seguinte à licitação, também passa a ser encargo da agência o acompanhamento e fiscalização permanentes das operações realizadas nos blocos concedidos objetivando assegurar que o concessionário esteja, de fato, adotando as melhores práticas da indústria internacional e obedecendo às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes – inclusive com vistas à segurança das pessoas e equipamentos, à conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais e à proteção do meio ambiente.

A ANP possui também livre acesso às áreas concedidas e às operações em curso, aos equipamentos e instalações utilizados, bem como a todos os registros, estudos e dados técnicos disponíveis, inspeção de instalações e de equipamentos.

3.1.2 Exploração e Produção

No que tange este assunto, o quinto Capítulo da Lei nº 9.478 elucida as regras que devem ser observadas em cada fase do projeto. Dentre elas, ressaltam-se:

- a. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo serão exercidas apenas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação;
- b. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção; incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo, para determinação de sua comercialidade; a fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento; e
- c. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de exploração das reservas petrolíferas, por sua conta e risco, conferindo-lhe a propriedade dos bens extraídos após a dedução dos encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

A primeira fase, de exploração, tem como objetivo a descoberta de reservas petrolíferas, permitindo sua posterior avaliação através de métodos diversos. Dentre as suas diversas obrigações, o concessionário deve cumprir o programa exploratório mínimo proposto na oferta vencedora, cujo período de execução varia entre três e oito anos.

Nessa fase, as empresas devem adquirir dados, realizar novos estudos geológicos e geofísicos, perfurar poços exploratórios e avaliar se as eventuais descobertas são comercialmente viáveis. Ao fim da fase exploratória, caberá exclusivamente ao concessionário decidir, baseado em suas avaliações, a declaração ou não de comercialidade das suas descobertas.

Já a fase de produção tem início com a entrega, à ANP, da respectiva declaração de comercialidade do campo, tendo uma duração total de 27 (vinte

e sete) anos e podendo ser reduzida ou prorrogada conforme o contrato de concessão.

No início da fase de produção, a empresa concessionária deve entregar o plano de desenvolvimento do campo, com especial atenção ao declínio das reservas e racionalização da produção, de acordo com a legislação brasileira e alinhado com as melhores práticas da indústria do petróleo. Anualmente, exige-se também a elaboração de um programa anual de produção - documento onde se prevê o quanto será produzido pelo campo - devendo o mesmo ser rigorosamente seguido. Dessa forma, quaisquer variações na produção passadas de um certo limite percentual devem ser imediatamente notificadas e justificadas à ANP, com o risco de multa no caso de seu descumprimento.

3.1.3 Processo de Licitação

Sendo a ANP o órgão regulador do setor, fica ela responsável por conduzir o processo licitatório desde a limitação dos blocos até a escolha do vencedor. Vale frisar que todo esse processo ocorre segundo diretrizes definidas pelo CNPE que, visando objetivos nacionais a longo prazo, determina quais áreas exploratórias serão licitadas. Exige-se da ANP, também, a fixação de um percentual mínimo de bens produzidos no Brasil a serem utilizados na exploração e produção de petróleo e gás natural.

Este percentual ficou conhecido como Conteúdo Local, sendo imposto ao concessionário no ato da assinatura do contrato e determinado já no edital de licitação. Seu objetivo principal é alavancar o desenvolvimento da indústria nacional de produção de petróleo, com a ANP exigindo um mínimo de 37% num contrato padrão. Porém, ao longo das rodadas as porcentagens foram sendo revistas ao ponto de, em alguns casos, o conteúdo local abranger mais de 85% da fase de produção.

A delimitação dos blocos oferecidos nas Rodadas de Licitações da ANP depende da existência de dados geológicos e geofísicos que demonstrem indícios da presença de petróleo e gás natural, de considerações preliminares

sobre fatores ambientais, dentre outros itens técnicos, sendo a seleção final feita de acordo com as diretrizes especificadas pelo CNPE. Empresas nacionais e filiais estrangeiras devidamente habilitadas podem participar das licitações, desde que constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Os processos licitatórios transcorrem sob regras claras e ampla transparência. A Tabela 2 apresenta os diferentes critérios utilizados pela ANP para julgamento das ofertas e escolha da oferta vencedora.

Tabela 2: Critério para julgamento de ofertas. Fonte: ANP [57].

Critério	Peso
Conteúdo Local	20%
Programa Exploratório Mínimo	40%
Bônus de Assinatura	40%

Como visto acima, os valores a serem pagos a título de royalties e de participações especiais não são utilizados como critérios para a licitação, dado que estes constituem-se em participações governamentais definidas por lei e reguladas por ato administrativo.

3.1.4 Participações Governamentais

Com o objetivo de compor uma compensação financeira ao Estado, as participações governamentais configuram os pagamentos a serem realizados pelos concessionários para a execução das atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural. No regime de concessão brasileiro, o Decreto Nº 2.705/98 [58] define a participação governamental bem como seus quatro itens integrantes. São eles:

1. Bônus de assinatura - Montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação, cujo pagamento é efetivado já no ato da assinatura do contrato em parcela única.

2. Royalties - Compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, sendo pagos mensalmente, em moeda nacional, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção. Este montante pode variar de 5% a 10% da produção, desde que previsto no edital de licitação. Os royalties incidem sobre a produção mensal do campo produtor, isto é, os royalties correspondem a uma alíquota sobre o valor da produção.

3. Participação Especial - Compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção, sendo essa compensação regulamentada em decreto do Presidente da República. Atualmente, seu valor varia entre 0% e 40% conforme localização e nível produtivo do campo.

4. Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área – Previsto tanto no edital quanto no contrato, esse pagamento deve ser efetuado a cada ano a partir da data de assinatura do contrato de concessão, sendo aplicável, sucessivamente, às fases de exploração e de produção, e respectivo desenvolvimento, sendo o valor cobrado por quilômetro quadrado definido em decreto do Presidente da República. Atualmente, seu valor varia entre R\$10 e R\$500 durante a fase de exploração e entre R\$100 e R\$5000 para a fase de produção.

A divisão dos royalties advindos da exploração e produção de reservas de petróleo sempre foi causa de intensas disputas políticas e acirrados debates sociais. Após diversos embates, a lei nº 12.734, promulgada em Novembro de 2012 [59], definiu de vez como se dará essa distribuição. Para os casos em

que a produção ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva, o rateio dos royalties seguirá conforme o apresentado na Tabela 3.

Tabela 3: Distribuição dos royalties. Fonte: PRESIDÊNCIA [59].

Percentual	Destinatário
22%	a União, a ser destinado ao Fundo Social
22%	os Estados confrontantes com o campo produtor
5%	os Municípios confrontantes com o campo produtor
2%	os Municípios afetados por operações de embarque e desembarque
24,5%	constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Estados e o DF
24,5%	constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios

Da mesma forma, esta lei estabeleceu o reparte dos recursos advindos da participação especial, conforme exposto na Tabela 4.

Tabela 4: Distribuição da participação especial. Fonte: PRESIDÊNCIA [59].

Percentual	Destinatário
42%	a União, para ser destinado ao Fundo Social
34%	o Estado onde ocorrer a produção
5%	o Município onde ocorrer a produção
9,5%	constituição de fundo especial, a ser distribuído entre Estados e o DF
9,5%	constituição de fundo especial, a ser distribuído entre os Municípios

3.2 O Modelo de Partilha

Ao contrário do que ocorre no modelo de concessão, no regime de partilha a propriedade do óleo e gás produzido não é mais da empresa exploradora. Aqui, a União e a empresa contratada dividem o petróleo e o gás natural extraídos em uma proporção definida durante o leilão de licitação. Do montante total produzido pela empresa contratada, descontam-se os custos com a exploração, desenvolvimento e extração, que juntos recebem a denominação de *custo em óleo*, exigível unicamente em caso de declaração de comercialidade. O volume de petróleo e/ou gás restante, descontados os investimentos e a parcela referente aos royalties, é o excedente em óleo. É esse excedente que, de fato, será dividido entre União e contratada [54]. A Figura 3, abaixo, ilustra como ocorre essa divisão.



Figura 3: Divisão da produção no Regime de Partilha. Fonte: Elaboração própria.

Neste modelo, ainda cabe ao contratante arcar com todos os custos e riscos da exploração e produção. O Estado se mantém imune uma vez que não é dada ao contratante qualquer direito à indenização no caso de o campo não ser comercialmente viável. Diferentemente do regime de concessão, onde campos com alta produção e rentabilidade ficam sujeitos ao pagamento da taxa referente à participação especial, no regime de partilha extingue-se essa exigência impondo, em seu lugar, o pagamento à União de parcela do excedente em óleo.

3.2.1 A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010

Introduzido no Brasil pela Lei nº 12.351/2010 [11], o modelo de Partilha da Produção estabeleceu-se para as áreas não concedidas do pré-sal e outras áreas consideradas estratégicas, modificando as participações governamentais e definindo novas funções para a ANP, o MME e o CNPE.

A partir de sua sanção, definiu-se o chamado “Polígono do Pré-Sal”, área com grande expectativa produtiva cuja localização pode ser vista na Figura 4.

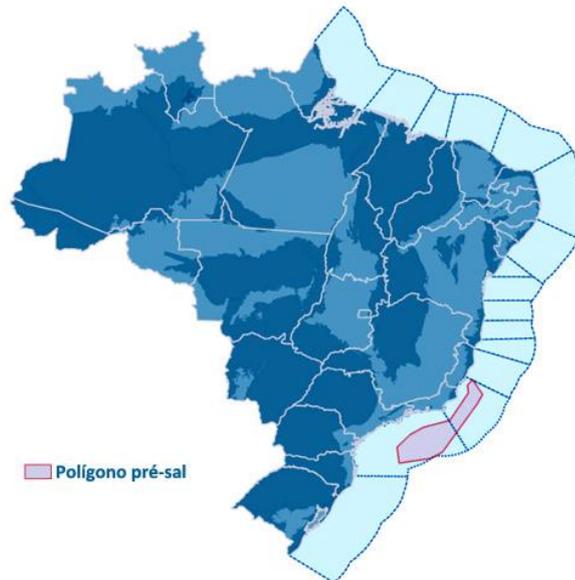


Figura 4: Localização do Polígono do Pré-Sal. Fonte: ANP [60].

Além disso, definiu-se que a Petrobras será operadora em todos os consórcios e blocos a serem licitados, com uma participação mínima de 30%, podendo ela ser contratada diretamente pela União, dispensada licitação, com vistas à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética conforme visão do governo. Nessa situação, o CNPE proporá ao Presidente da República tal contratação.

3.2.2 Exploração e Produção

No modelo de partilha, a exploração e a produção seguem praticamente os mesmos trâmites estipulados pela lei nº 9.478. Aqui, o contratante ainda possui as mesmas obrigações, como concluir o programa exploratório mínimo e assumir todos os riscos decorrentes das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção. A maior diferença, no entanto, encontra-se na fase de produção, onde fica estabelecido já no momento de assinatura do contrato qual será a parcela do óleo produzido à qual faz jus o contratado.

3.2.3 Processo de Licitação

No que tange o processo licitatório, percebe-se pouca diferença entre os regimes de concessão e de partilha. Fica claro na lei, porém, que o julgamento da licitação sob este último regime identificará a proposta mais vantajosa utilizando como critério seletivo a oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitando-se os percentuais e valores mínimos para bônus de assinatura, plano exploratório e conteúdo local definidos na minuta do edital de licitação. Neste regime, diferentemente da concessão, fica garantida à Petrobrás a operação exclusiva do bloco leiloado.

3.2.4 Participações Governamentais

Para o regime de partilha, a Lei nº 12.351/2010 em conjunto com a lei nº 12.734/2012 definem como será a participação governamental para os campos contratados sob este modelo e também quais os instrumentos tributários cobrados da empresa contratada. Dentre eles, tem-se:

1. Bônus de Assinatura - Valor fixo devido à União pelo contratado e estabelecido pelo contrato de partilha, a ser pago no ato de sua celebração. É importante salientar que neste regime o bônus de assinatura não integra o custo em óleo, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado.
2. Royalties – Com alíquota de 15% do valor da produção, correspondem à compensação financeira pela exploração do petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos. Aqui, também é vedado o seu ressarcimento ao contratado e sua inclusão no cálculo do custo em óleo.
3. Excedente em óleo - Parcela da produção a ser repartida entre a União e o contratado, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e royalties.

Sendo a principal receita do Estado neste modelo, a parcela do excedente em óleo da União será comercializada por esta, com a possibilidade de contratação direta da Petrobras para a atividade. Além disso, conforme especificado na Lei nº 12.351/10, a receita advinda dessa comercialização será destinada ao Fundo Social, criado pela mesma lei.

3.2.5 Fundo Social

Criado pela Lei nº 12.351/2010 com objetivo e finalidade bem definidos, o Fundo Social visa estabelecer uma espécie de poupança do Estado a fim de se reinvestir a receita que advirá da Exploração e Produção de petróleo na região do pré-sal em 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.

A Lei também dispõe sobre a política de investimentos adotada pelo Fundo Social, na qual será dada prioridade à busca de ativos no exterior com vistas a se evitar uma desestabilização acentuada da economia do país. Este desequilíbrio, conforme a literatura relata, ocorreria através de uma excessiva apreciação cambial em função da extração do petróleo no pré-sal, seguindo o conceito definido como “doença holandesa”, onde países com vastos recursos naturais, utilizando-se das vantagens comparativas que possuem na produção destes bens, optam por se especializar na produção de commodities em detrimento dos bens manufaturados de maior valor agregado [61].

3.2.6 Cessão Onerosa (Lei nº 12.276/2010)

O Congresso Nacional, através da lei nº 12.276 de 2010, autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras o direito de exercer atividade de pesquisa e lavra de petróleo em áreas do pré-sal que não se encontram sob o

regime de concessão e que não foram licitados sob o regime de partilha. Em troca dessa cessão, a Petrobras deverá pagar à União com a compra de títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado.

Além disso, fica especificado que a produção não superará o valor total de 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) e que, após alcançado esse valor, a área explorada deverá ser devolvida à União. Esse benefício é exclusivo e intransferível, e nessa área a Petrobras arca com todos os custos exploratórios assumindo, também, os riscos de produção.

Em um momento no qual a Petrobras buscava ansiosamente expandir seus recursos de modo a cumprir com a efetivação de seus projetos nesta nova fronteira exploratória, a cessão onerosa garantiu à empresa o direito de explorar o equivalente a US\$ 70 bilhões na forma de barris de petróleo. No entanto, ela ainda deveria arcar com todos os custos e incertezas decorrentes da exploração e produção destes barris, visto que foi cedido apenas o direito de exploração, e não o petróleo em si. Em troca deste montante cedido, a União aumentou o seu capital social dentro da empresa, elevando sua participação de 41% para um novo patamar total de 48%.

3.2.7 PPSA (Lei nº 12.304/2010)

A lei nº 12.304/2010 autorizou a criação e determinou as atribuições da empresa pública Pré-Sal Petróleo SA (PPSA), criada em 01 de agosto de 2013 pelo Decreto nº 8.063/2013 sob a forma de sociedade anônima e vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Ela também estipulou que a empresa terá como objetivo a gestão dos contratos celebrados sob o regime de partilha da produção e dos contratos de comercialização da produção advinda do pré-sal. Dentre as competências da PPSA, ressalta-se:

- Representar a União nos consórcios (com participação igual a 50% no comitê operacional) formados para a execução dos contratos de partilha de produção;

- Avaliar técnica e economicamente todos os projetos dos consórcios (exploração, avaliação, desenvolvimento e produção) dos quais participar, visando sempre as melhores práticas do mercado e os interesses da União.

Além disso, também fica garantida a dispensa de processo de licitação para a contratação da PPSA pela administração pública para realizar as atividades relacionadas ao seu escopo de atuação. De acordo com o artigo 7º desta lei, a remuneração devida à PPSA pela gestão dos contratos de partilha de produção variará de acordo com as fases de cada contrato, das dimensões dos blocos e dos campos, entre outros critérios.

3.3 Diferença entre regimes

Como visto acima, a instituição de um novo regime trouxe diversas mudanças no *modus operandi* das atividades do setor. A maior delas, no entanto, se refere ao modo como a arrecadação governamental passa a ser feita. O primeiro ponto relevante é o aumento no limite superior da alíquota dos royalties, que passa de 10% para os novos 15%. Em seguida, extingue-se a participação especial presente no modelo de concessão e institui-se, em seu lugar, a parcela do excedente em óleo. Vale notar aqui uma diferença fundamental que afeta todo o cálculo de arrecadação: enquanto que no regime antigo a participação especial era calculada sobre toda a produção de petróleo, no regime de partilha a nova parcela passa a ser taxada somente sobre o excedente em óleo.

Num primeiro momento, essa sutil diferença pode não ser percebida deixando a impressão de não ser ter relevância para a análise final do projeto. No entanto, como ilustrado na Seção 5, é ela será responsável pelos diferentes níveis de arrecadação quando se realizar a comparação entre o regime de concessão e o regime de partilha. A Tabela 5, abaixo, evidencia lado a lado os diferentes parâmetros utilizados em cada um dos modelos.

Tabela 5: Comparação entre regimes. Fonte: PRESIDÊNCIA [56] [11].

	Concessão	Partilha
Lei regente	Nº 9.478 (06/Ago/1997)	Nº 12.351 (22/Dez/2010)
Bônus de assinatura	Variável	Variável
Royalties	10%	15%
Participação especial	0 – 40% (definido em decreto)	Não existe
Excedente em óleo	Não existe	Definido em leilão (mínimo de 41,65%)

4 VIABILIDADE DE PROJETOS

A introdução de um novo modelo para a exploração e produção de petróleo em parte do território nacional levou à uma mudança drástica na realidade de diversos agentes do setor. Se antes as regras estavam bem estabelecidas e testadas, agora faz-se necessário navegar no desconhecido. Regulamentos controversos, como a cláusula presente na lei 12.351/2010 que impunha à Petrobrás a condição de operadora única com uma participação mínima de 30% em todos os bloco do pré-sal [11], trouxeram mais malefícios do que benefícios. Este último, por exemplo, desencadeou uma voraz política empresarial de desinvestimento em ativos externos, levando a um encolhimento superior a 85% no valor de mercado da empresa [62].

Diante de tantas mudanças, torna-se imprescindível a realização de um estudo visando precisar a viabilidade econômica dos projetos desenvolvidos neste novo contexto. A formulação de um modelo que leve em conta as regras antigas (concessão) e novas (partilha) permitirá, mais a frente, uma comparação direta entre os dois regimes

Conforme mencionado na literatura, a viabilidade econômica de um projeto pode ser auferida através da verificação de suas receitas e despesas [63]. Um dos modelos mais utilizados para este propósito é o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) [64], que usa o valor presente para determinar a lucratividade de um empreendimento. Assim, optou-se pela utilização de uma planilha EXCEL para a construção de um modelo FCD alimentado por informações sobre reservas e produção de petróleo, bem como valores de despesas de capital (CAPEX) [65] e despesas operacionais (OPEX) [66]. Esses dados possibilitaram a obtenção de diversos indicadores, com especial destaque para o Prazo de Retorno do Investimento (PRI) [67], a Taxa Interna de Retorno (TIR) [68] e o Valor Presente Líquido (VPL) [69]. Em seções futuras, define-se cada um desses termos bem como o método utilizado para o seu cálculo.

4.1 Parâmetros Básicos

4.1.1 O Preço do Petróleo

A fim de se estimar a receita total, faz-se necessário estabelecer uma previsão para o preço do barril de petróleo num intervalo de tempo compatível com o tempo de execução do projeto. Dados históricos retirados da Revisão Estatística Anual da BP [70] proveram parâmetros confiáveis para a geração de uma curva de previsão, com valores históricos computados desde o ano de 1861 até 2015. Para os valores futuros, utilizou-se como base os resultados obtidos pelo Panorama Energético de Curto Prazo da Energy Information Administration (EIA) [71], órgão governamental americano responsável pela coleta, análise e disseminação de informações referentes à energia [72].

Tomando como base o ano de 2016, todos os valores históricos foram corrigidos pela inflação do período através do Índice de Preços ao Consumidor americano [73]. Os valores futuros, por sua vez, foram corrigidos considerando-se uma inflação anual média de 1%. Para a construção da previsão e para um melhor ajuste dos dados, realizou-se uma regressão polinomial de quarta ordem [74] obtendo-se, por fim, a curva de preços para todo o período como mostrado na Figura 5.

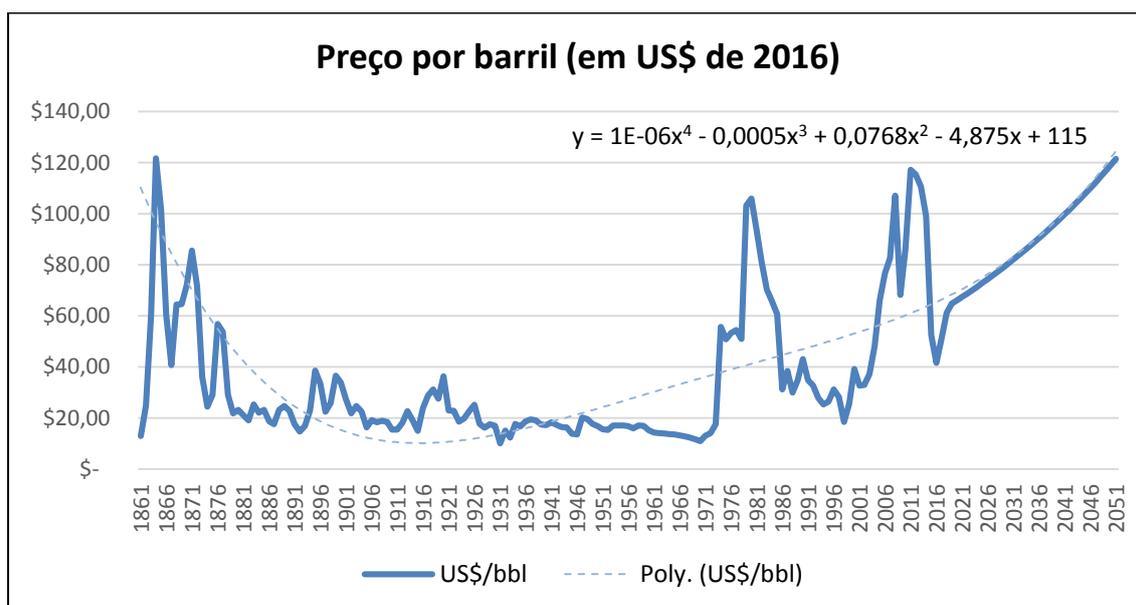


Figura 5: Curva de previsão para o preço do petróleo. Fonte: BP [70] e EIA [71].

4.1.2 A Curva de Produção

Desde o nascimento da indústria, diversos pesquisadores utilizaram modelos matemáticos para tentar prever como seria a produção de um reservatório de petróleo ao longo do tempo. O primeiro passo concreto nessa direção seria dado em 1956 pelo o geólogo americano M. Hubbert, com a publicação de seu estudo pelo American Petroleum Institute [75]. Nele, Hubbert propôs a ideia de que o ciclo produtivo de uma reserva petrolífera se assemelharia à uma curva de sino: iniciando a partir do zero com aumento gradual da produção que então passa a crescer rapidamente, atingindo o pico no nível máximo de produção, e terminando com uma queda em relação ao pico seguido de um declínio na produção total. Seu achado ficou conhecido como “a curva de Hubbert”, e serviu como base para diversos estudos subsequentes. Neste trabalho, utilizamos os princípios estabelecidos pelo pesquisador para construir uma curva de Hubbert não-simétrica levando em conta fatores específicos do pré-sal.

Utilizando como base parâmetros definidos pela ANP para o leilão do campo de Libra, a primeira área do pré-sal licitada sob o novo regime no final de 2013, considerou-se uma fase de exploração com duração de 4 anos conforme definido em edital [76], com o primeiro óleo ocorrendo logo ao seu término e dando início à fase de produção já em 2018 [77]. Assumindo um potencial produtivo de 8 bilhões de barris de óleo e 325 bilhões de metros cúbicos de gás [78], o pico de produção se daria entre os anos de 2024 e 2025, com um total de 292 poços perfurados tanto para produção quando para injeção ao longo de toda a vida produtiva do campo. Tomando como base essas considerações, é possível construir uma curva para a produção anual de óleo e gás, cujo resultado pode ser visto na Figura 6. Nota-se que o volume total de gás foi convertido de metros cúbicos (m³) para barris de óleo equivalente (boe) através de um fator empírico definido em relatório da EIA [79].

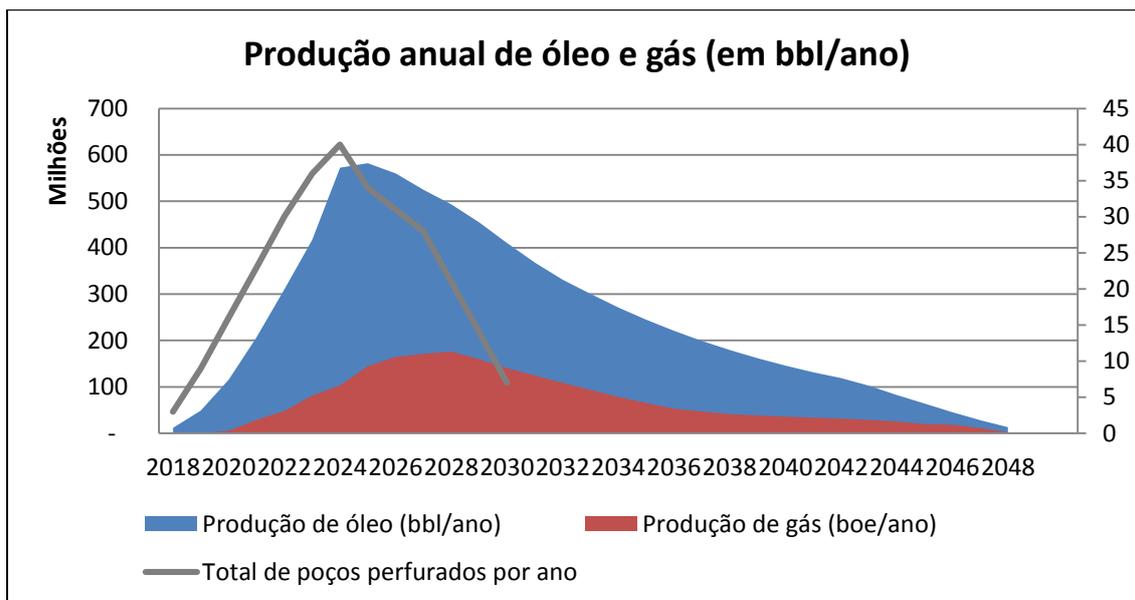


Figura 6: Curva de previsão para a produção de óleo e gás, e quantidade total de poços perfurados. Fonte: Elaboração própria.

4.1.3 CAPEX, OPEX e Descomissionamento

Em qualquer trabalho executado por uma empresa, independente do setor no qual ela atue, certos custos incorrem de modo a efetivar a execução, a manutenção e a desativação de um projeto. Dentre os diferentes custos envolvidos nessas diferentes fases, a contabilidade científica classifica o CAPEX, o OPEX e o Descomissionamento como as despesas mais significativas para a realização de uma análise financeira [80].

Oriundo da expressão inglesa *capital expenditure*, o CAPEX (despesas de capital, em português) designa o montante de dinheiro despendido na aquisição de bens físicos que proverão à empresa benefícios ao longo do tempo [65]. Nesta categoria, é necessário levar em consideração as despesas realizadas ainda na fase de exploração tais como a sísmica, a aquisição de equipamentos e a perfuração de poços exploratórios, bem como as despesas da fase de produção tais como a aquisição de unidades produtivas, de poços de injeção e produção e do sistema de dutos de escoamento.

Já o OPEX, originário da expressão *operational expenditure* (em português, despesas operacionais), refere-se ao custo associado à

manutenção dos equipamentos, gastos de consumíveis e outras despesas correntes necessárias ao funcionamento diário do negócio [66]. Aqui, são incluídos o pagamento dos materiais utilizados nas plataformas e a manutenção dos equipamentos submarinos e de superfície instalados nos campos de produção.

Por último, o descomissionamento cobre a fase em que ocorre a desativação das instalações e abandono dos poços produtores, dado o término do contrato ou o desinteresse da empresa em continuar com a exploração das reservas, com especial atenção à mitigação de possíveis danos causados ao meio ambiente [81]. Dada a complexidade desta fase e as peculiaridades de sua execução, a preservação do meio ambiente tem sido argumento central de diversos regulamentos emitidos pela ANP [82] e por outros agentes reguladores, em especial Conama e Ibama.

Definidos os principais custos associados ao empreendimento, resta-se estabelecer o seu tempo total de duração. Conforme definido pela Lei da Partilha [11], o período máximo para exploração da área do pré-sal, abrangendo as fases de exploração, produção e abandono, é de 35 anos não prorrogáveis. Já no Regime de Concessão, a fase de exploração é definida no edital de licitação e em geral dura entre 3 a 5 anos, podendo ser prorrogada por mais 2 ou 3 anos [57]. A fase de produção se inicia a partir da declaração de comercialidade de uma ou mais descobertas, com uma duração total de 27 anos, podendo haver prorrogação caso seja dada autorização pela ANP [83]. Sem prorrogações nesta última fase, o período total para exploração da área concedida fica compreendido entre 30 e 35 anos.

Considerando os custos com exploração, sistemas de produção e equipamentos de superfície e submarinos, faz-se necessário o estabelecimento de certas premissas para melhor quantificar os gastos do projeto. Tendo em mente uma duração total de 35 anos, com a utilização de 12 unidades flutuante de produção, armazenamento e transferência [84] (do inglês, Floating Production Storage and Offloading, FPSO), além da construção e instalação de

poços, dutos de escoamento, estruturas submarinas e equipamentos terrestres, elabora-se um gráfico de custos, cujo resultado final pode ser visto na Figura 7.

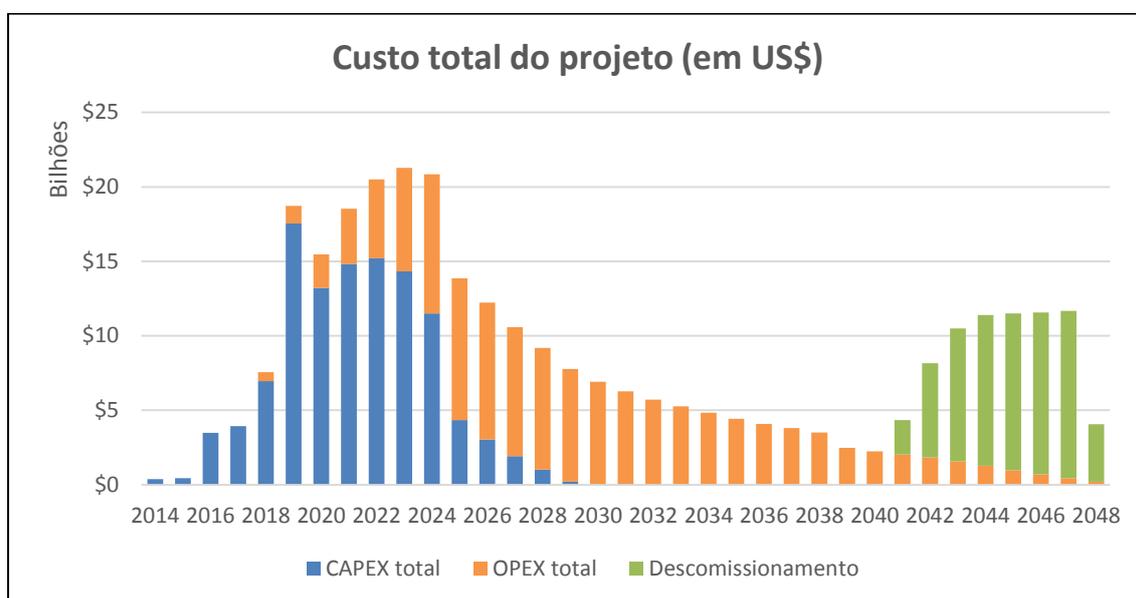


Figura 7: CAPEX, OPEX e Descomissionamento ao longo do tempo. Fonte: Elaboração própria.

Durante o intervalo de tempo considerado, o modelo proposto estimou um gasto total com CAPEX de US\$112,3 bilhões e com OPEX de US\$131,1 bi. Além disso, o gasto com o descomissionamento do campo ficou por volta de US\$64,2 bi, com o custo acumulado total do projeto na cifra de US\$307,6 bilhões de dólares. Utilizando-se a cotação de câmbio do presente ano [85], o montante total dispendido para a exploração desta área foi de aproximadamente R\$1 trilhão.

4.1.4 Tributação nos Regimes de Concessão e de Partilha

Dando prosseguimento à descoberta das reservas do pré-sal, a confirmação de sua magnitude levou o poder público brasileiro a estabelecer novas regras para a exploração desta área e para a taxaço de sua produço. Estas regras tomaram como base os contratos de partilha de produço (em inglês, production-sharing agreements), modelo praticado majoritariamente por países dos continentes Africano e Asiático, cuja principal diferença se dá pelo modo como é feita a repartiço das receitas advinda da produço de petróleo [86]. Visando uma cota maior nesta diviso, extinguiu-se a “participaço

especial” introduzindo, em seu lugar, a “excedente em óleo” [87]. Esta porção diz respeito à produção total de óleo menos os custos incorridos para sua extração, chamado de “custo em óleo”, parcela pela qual a empresa exploradora possui direito de reembolso. O excedente em óleo, então, é dividido entre a empresa e o governo, em uma proporção definida durante a rodada licitatória. O óleo físico torna-se propriedade da união e, caso seja de seu interesse, lhe é dada a prerrogativa de contratar a Petrobras como intermediária na venda desta parcela. Esta atividade, no entanto, não é livre de cobrança por parte da empresa, incorrendo em gastos extras aos cofres públicos. Para ilustrar essa nova configuração, a Tabela 6 elucida e compara as principais características apresentadas por cada regime.

Tabela 6: Comparação entre regimes. Fonte: ANP [76] e PRESIDÊNCIA [56] [11].

	Concessão	Partilha
Lei regente	Nº 9.478 (06/Ago/1997)	Nº 12.351 (22/Dez/2010)
Bônus de assinatura	Variável	Variável
Royalties	10%	15%
Participação especial	0 – 40%	Nenhuma
Excedente em óleo	Nenhum	Definido em leilão (mínimo de 41,65%)

Seguido o abatimento dos valores referentes aos royalties e à participação especial ou excedente em óleo, mais dois impostos incidem sobre o lucro: o Imposto de Renda para Pessoas Jurídicas (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), responsáveis por mais 34% de arrecadação.

4.2 Resultados

4.2.1 Fluxo de Caixa Descontado

Determinando-se os parâmetros básicos do estudo, o próximo passo a ser tomado na análise econômica é a obtenção dos indicadores financeiros pertinentes. O primeiro deles – receita bruta - é obtido pela multiplicação direta entre o preço do barril de óleo e a quantidade de barris produzidos em cada

ano [88]. A partir da receita bruta, encontra-se o receita líquida pelo abatimento dos diferentes impostos incidentes [89] levando-se em conta o regime adotado, conforme ilustrado na Tabela 7.

Tabela 7: Taxação referente à cada regime. Fonte: ANP [76] e PRESIDÊNCIA [56] [11].

Concessão	Partilha
10% referente ao valor dos royalties	15% referente ao valor dos royalties
1% referentes à P&D	1% referentes à P&D
40% referente à participação especial	41,65% referente à parcela do excedente em óleo
34% referente ao IRPJ e CSLL	34% referente ao IRPJ e CSLL

Utilizando como base o ocorrido no leilão do campo de Libra, estabelece-se um bônus de assinatura no valor de US\$6.5 bi (R\$15 bi) [90], sendo este montante pago já no momento de assinatura do contrato e portanto contabilizado no primeiro ano do projeto. Somam-se ao bônus os dispêndios correntes com CAPEX, OPEX e Descomissionamento que, juntos aos valores obtido ano-a-ano para a receita líquida, geram a curva de Fluxo de Caixa Líquido apresentada na **Error! Reference source not found.**

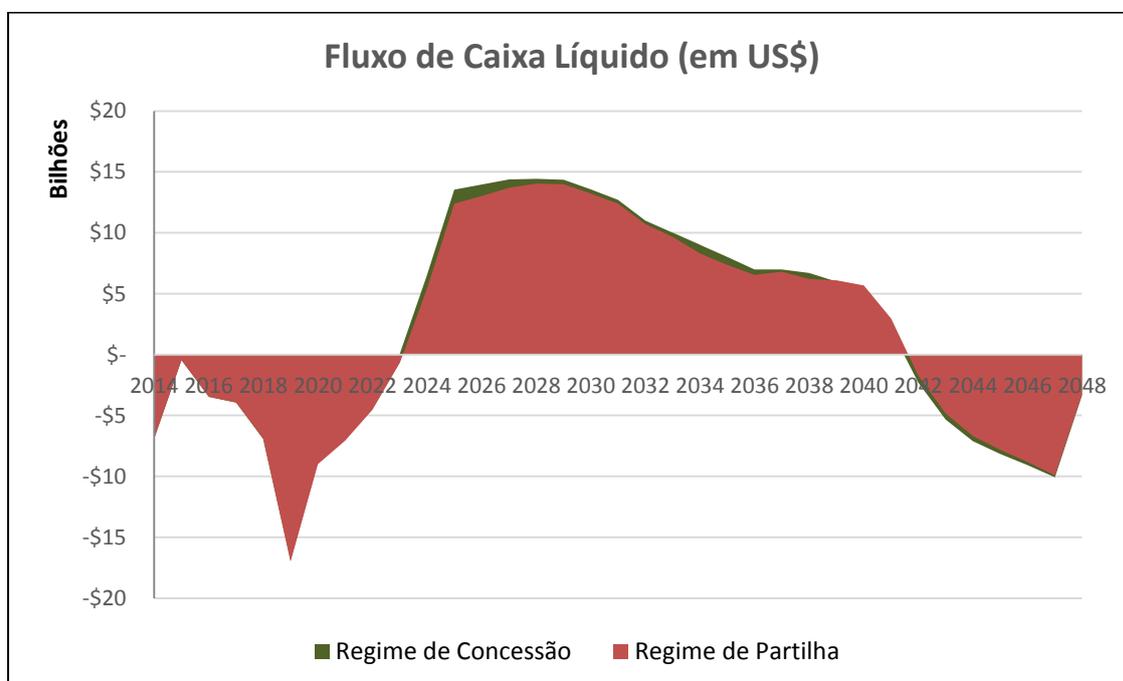


Figura 8: Fluxo de Caixa para os regimes de concessão e partilha. Fonte: Elaboração própria.

Percebe-se pela **Error! Reference source not found.** que no regime de concessão existe uma maior margem de receita das empresas e,

consequentemente, uma menor margem de arrecadação do Estado se comparado ao regime de partilha. Essa diferença, porém, não justifica a adoção de um novo regime, visto que o incremento nas receitas do Estado – no montante de 5,86% - é insuficiente para reparar todas as perdas em custos de oportunidade provocadas por esta medida, tais como a estagnação do setor e a fuga de capital de investimento.

4.2.2 Valor Presente Líquido

Determinado pelo cálculo do valor que um pagamento futuro teria no presente, o Valor Presente Líquido (VPL) é obtido através da soma dos fluxos de caixa descontados a cada passo de tempo por uma taxa de desconto arbitrária [69].

O VPL é bastante utilizado para determinar a lucratividade de um projeto, onde um valor positivo significa um investimento com lucro, enquanto que um valor negativo significa um investimento com prejuízo. Método padrão para o cálculo do valor do dinheiro ao longo do tempo, calcula-se o VPL através da expressão contida na Equação (1).

$$VPL = -C_0 + \sum_{i=1}^T \frac{C_i}{(1+r)^i} \quad (1)$$

Onde C_0 é o investimento inicial, C_i é o fluxo de caixa, r é a taxa de desconto e T é o tempo total analisado. Considerando-se uma taxa de desconto de 5% e 10% para esta análise, a Tabela 8 apresenta o VPL estimado para cada regime.

Tabela 8: VPL para o regime de concessão e partilha. Fonte: Elaboração própria.

	Concessão	Partilha
Taxa de desconto – 10%	8,35 BI US\$	3,40 BI US\$
Taxa de desconto – 5%	45,59 BI US\$	35,78 BI US\$

Pelos resultados expressos na Tabela 8, percebe-se que ambos os regimes geram lucro (VPL positivo), com a mudança para o regime de partilha

representando uma redução entre 21,5% e 59,2% do lucro presente das empresas no intervalo de taxas considerado.

4.2.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Nos termos da matemática-financeira, a Taxa Interna de Retorno representa o taxa de desconto (r) necessária para tornar o VPL de um projeto igual a zero [68]. Em termos práticos, a TIR representa a própria taxa de retorno do investimento em questão, permitindo uma comparação direta com outros projetos e até mesmo com aplicações financeiras. Quanto maior for o seu valor, mais rentável e desejável é a execução deste projeto. A Equação (2) demonstra como se obtêm o valor da TIR.

$$VPL = -C_0 + \sum_{i=1}^T \frac{C_i}{(1 + TIR)^i} = 0 \quad (2)$$

Onde C_0 é o investimento inicial, C_i é o fluxo de caixa, VPL é o valor presente líquido à uma dada taxa e T é o tempo total analisado. Considerando-se os mesmos parâmetros utilizados no cálculo do VPL da seção anterior, estima-se a TIR para cada regime, com os resultados sendo apresentados na Tabela 9.

Tabela 9: TIR para o regime de concessão e partilha. Fonte: Elaboração própria.

	Concessão	Partilha
TIR anual	12,11%	10,90%

4.2.4 Prazo de Retorno do Investimento (PRI)

O Prazo de Retorno do Investimento, também conhecido pela expressão inglesa *Payback Period*, é o período de tempo necessário para que o investidor recupere, através do lucro, todo o capital investido em um projeto [67]. O PRI é obtido através da avaliação da curva de Fluxo de Caixa Acumulado, sendo dado pelo ponto onde a curva plotada cruza o eixo horizontal, dando origem ao chamado ponto de equilíbrio (*break-even point*, em inglês). A Figura 9, abaixo, apresenta a curva de Fluxo de Caixa Acumulado para cada modelo regulatório

estudado, sendo o PRI no regime de concessão estimado em 13 anos (2027) e no regime de partilha em 14 anos (2028).

Como esperado, a partir do ponto de equilíbrio o fluxo de caixa acumulado passa a ser positivo, com tendência de crescimento até por volta do ano 2041-2042. Aqui, inicia-se a fase de descomissionamento dos ativos, com os custos deste processo ocasionando em uma ligeira deflexão da curva.

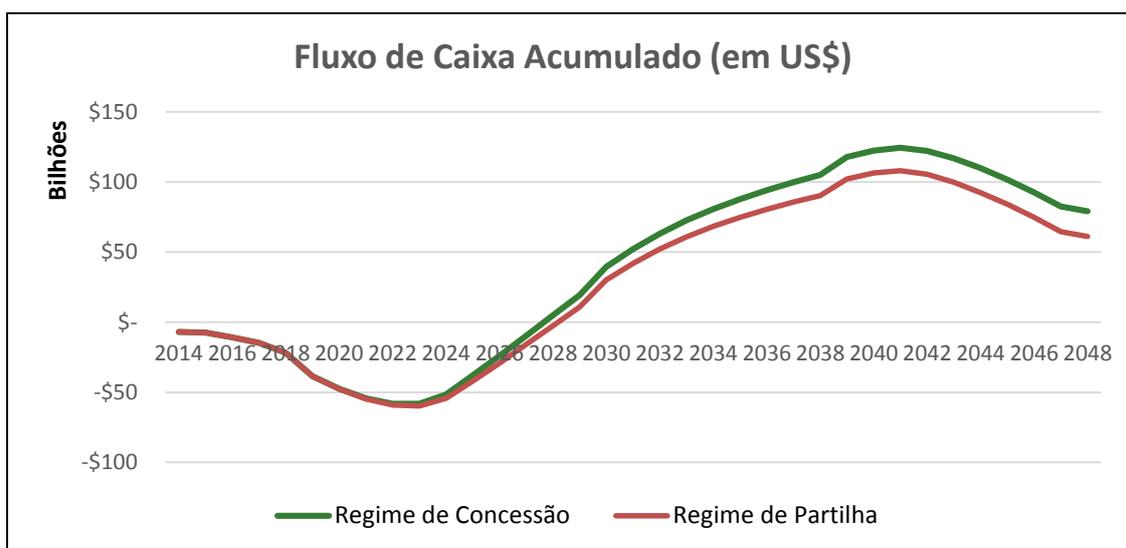


Figura 9: Fluxo de Caixa Acumulado para os regimes estudados. Fonte: Elaboração própria.

4.3 Participação da União

Durante todo o desenvolvimento de um projeto, a União se faz presente através da taxaço de diferentes porçoes da produço. Como mostrado na Tabela 2, em um ambiente de concessão a cobrança financeira vem na forma de royalties, participação especial e taxaço diretas sobre o lucro. Embora os royalties e taxaço circulem próximo a valores constantes (10% e 34% respectivamente), a participação especial é uma taxa proporcional ao volume de produço e/ou à rentabilidade do campo [11], sendo especificamente definida através de decreto presidencial [91].

Conforme este mesmo decreto, a alíquota da participação especial será de 40% “sempre que a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos

metros, com produção trimestral superior à 3.150 milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente”, o que corresponde à uma produção trimestral de 19.812.870 barris de óleo, ou então 220.143 barris por dia.

Dada a alta produtividade já comprovada para os campos do pré-sal, é plausível supor que num regime de concessão a alíquota aplicada seria de 40%. Isso espelharia os casos ocorridos nas principais áreas atualmente em produção no Brasil, onde a participação especial é responsável pela maior parcela da arrecadação obtida pelo Estado [92]. Além disso, conforme já determinado no Art. 50 da Lei 9.478, a participação especial é regulamentada por decreto do Presidente da República, instrumento de fácil acesso ao poder executivo e que poupa a necessidade de instauração de uma nova lei, processo longo e dispendioso.

Entretanto, no contrato de partilha de produção a participação especial foi extinguida em favor da parcela do excedente em óleo cujo valor é definido durante a rodada licitatória. Apesar disso, essa parcela pode sofrer variações a depender do nível de produção alcançado e do cenário para o preço do óleo no mercado internacional, conforme visto na Figura 10.

		Média da produção diária de petróleo dos poços produtores (bbl/d)												
		De	0	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	> 24.001
		até	4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000	
Preço Brent (US\$/bbl)	0	60,00	=OF-31,72%	=OF-15,85%	=OF-9,62%	=OF-6,33%	=OF-4,26%	=OF-2,56%	=OF-1,48%	=OF-0,86%	=OF-0,29%	=OF+0,23%	=OF+0,69%	=OF+1,11%
	60,01	80,00	=OF-26,45%	=OF-12,85%	=OF-7,51%	=OF-4,70%	=OF-2,92%	=OF-1,46%	=OF-0,54%	=OF-0,00%	=OF+0,48%	=OF+0,92%	=OF+1,32%	=OF+1,68%
	80,01	100,00	=OF-19,44%	=OF-8,86%	=OF-4,71%	=OF-2,52%	=OF-1,14%	=OF-0,00%	=OF+0,71%	=OF+1,13%	=OF+1,51%	=OF+1,85%	=OF+2,16%	=OF+2,44%
	100,01	120,00	=OF-14,98%	=OF-6,32%	=OF-2,92%	=OF-1,13%	OF	=OF+0,93%	=OF+1,51%	=OF+1,86%	=OF+2,17%	=OF+2,45%	=OF+2,70%	=OF+2,93%
	120,01	140,00	=OF-11,89%	=OF-4,56%	=OF-1,69%	=OF-0,17%	=OF+0,79%	=OF+1,57%	=OF+2,07%	=OF+2,36%	=OF+2,62%	=OF+2,86%	=OF+3,07%	=OF+3,26%
	140,01	160,00	=OF-9,62%	=OF-3,27%	=OF-0,78%	=OF+0,53%	=OF+1,36%	=OF+2,04%	=OF+2,47%	=OF+2,72%	=OF+2,95%	=OF+3,16%	=OF+3,34%	=OF+3,51%
	> 160,01		=OF-5,94%	=OF-1,18%	=OF+0,69%	=OF+1,68%	=OF+2,30%	=OF+2,81%	=OF+3,13%	=OF+3,32%	=OF+3,49%	=OF+3,65%	=OF+3,73%	=OF+3,91%

OF = Valor ofertado.

Figura 10: Parcela do excedente em óleo conforme produção e preço do barril. Fonte: ANP [76].

Observa-se que em um cenário de baixa produção e baixos preços do barril, a arrecadação da União seria severamente afetada. Além disso, por constar no próprio edital de licitação, essa condição não pode ser revogada

ficando o Estado sujeito às oscilações dos mercados externos e dos campos de produção.

4.3.1 Receitas Obtidas

Considerando-se a alíquota máxima de participação especial no valor de 40%, uma parcela de excedente em óleo fixa em 41,65% e desconsiderando os valores presentes na Figura 10 a título de simplificação, determina-se a arrecadação governamental. No modelo de concessão, a receita total auferida pela União é de US\$307,17 bilhões (ou R\$1,014 trilhão), enquanto que no regime de partilha esse valor é de US\$325,16 bilhões (ou R\$1,073 trilhão), uma diferença de apenas 5,86%. A Figura 11 apresenta um gráfico comparativo entre os dois casos.

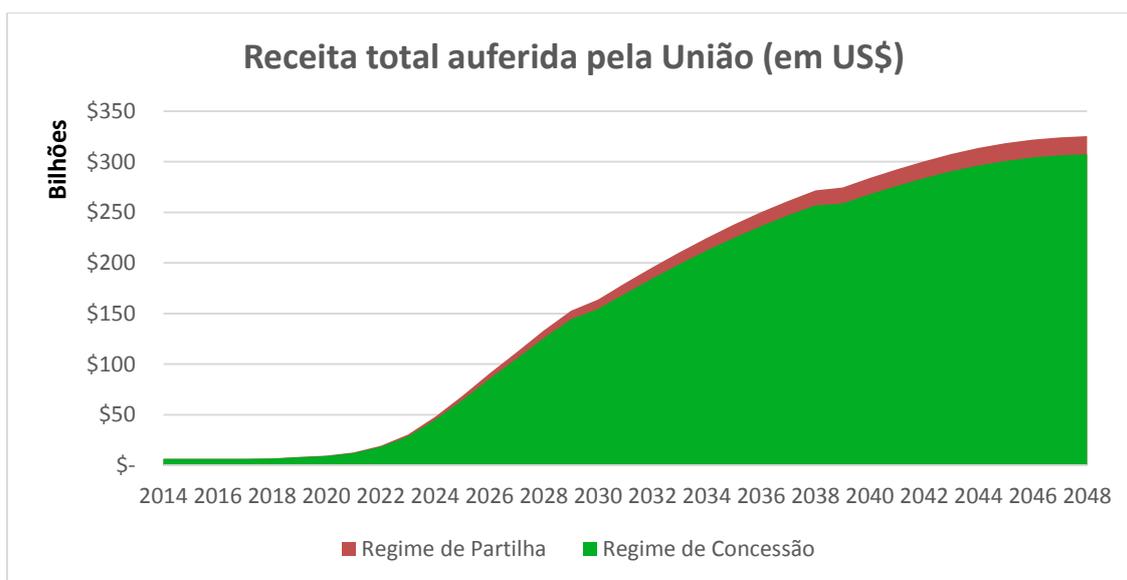


Figura 11: Receita acumulada obtida pela União em cada regime. Fonte: Elaboração própria.

É de se notar que, no atual cenário internacional com o preço do barril de óleo beirando os US\$46 [93], haveria uma redução de -4,26% na parcela do excedente em óleo da União resultando em uma diferença de arrecadação ainda menor entre os dois regimes. De fato, ao se inserir as variações mostradas pela Figura 10 no modelo construído, a arrecadação do estado no regime de partilha cai para US\$ 288,42 bilhões, um montante -6,12% menor do que a arrecadação obtida pelo regime de concessão sob as mesmas

condições. Ou seja, considerando-se as circunstâncias propostas, toda a disfunção causada no setor petrolífero com a introdução do modelo de partilha gerou como resultado, apenas, uma arrecadação ainda menor.

Por fim, deve-se tomar em conta a parcela de participação da Petrobrás no consórcio vencedor formado bem como a participação acionária da União, cuja parcela de 48% no capital social da empresa [94] renderia dividendos anuais que devem ser levados em consideração para uma determinação mais precisa da receita auferida pelo Estado.

5 ARRECAÇÃO GOVERNAMENTAL

A fiscalização da atividade de produção de petróleo, por parte do Estado, tem como principal objetivo assegurar um ressarcimento financeiro à União por conta da extração de um recurso natural finito de seu território. Em ambos os regimes de exploração existentes no Brasil, a ANP é o órgão responsável por essa fiscalização sendo sua responsabilidade cobrar, diretamente das empresas contratadas, o correto pagamento das taxas incidentes sobre a produção. Ao conjunto de contribuições, taxas, bônus, participações e royalties dá-se o nome de “government take” [95].

Dada a não renovabilidade do petróleo e do gás, as arrecadações advindas do “government take” tem natureza não tributária não sendo, portanto, consideradas na arrecadação tributária brasileira [96]. Além disso, esses valores serão distribuídos entre os governos federal, estadual e municipal conforme rateio disposto em lei, com parte do valor total sendo destinado para as áreas de educação, infraestrutura social e econômica, saúde, segurança, programas de erradicação da miséria e da pobreza, cultura, esporte, pesquisa, ciência e tecnologia, defesa civil, meio ambiente, programas voltados para a mitigação e adaptação às mudanças climáticas, e para o tratamento e reinserção social dos dependentes químicos.

Tal constatação pode ser comprovada, ademais, pelas intensas atuações de prefeitos e governadores no debate referente à distribuição dos royalties do petróleo para todos os municípios e estados da federação. Os entes que recebiam valores advindos dessa distribuição buscavam defender a manutenção da lei mantendo, assim, uma alta receita em seus estados ou municípios. Por outro lado, os entes que não recebiam esses valores buscavam modificar a lei de modo a receber benefícios provenientes do rateio.

A necessidade de fiscalização da produção por parte da ANP fica evidente quando se elucida a importância social que os valores a serem distribuídos tem dentro do país. Desde a criação do fundo especial até os

novos projetos e investimentos que se tornam possíveis, o aumento da receita do Estado pode se transformar em um fator de alavancagem econômica do país. A grande dificuldade, no entanto, reside em garantir que as empresas contratadas estejam agindo conforme as melhores práticas da indústria e reportando corretamente suas operações, principalmente no que diz respeito à produção.

5.1 Método para Cálculo

Para mensurar quantitativamente o montante que o Estado deixou de arrecadar por conta da decisão de modificar o marco regulatório do setor, analisa-se a taxação sob os dois regimes existentes: concessão e partilha.

A simulação utilizada, apesar de simples, serve perfeitamente para esta análise. Diferentemente da justificativa dada para modificação do marco regulatório, o regime de concessão não se traduz em uma entrega das riquezas nacionais e o regime de partilha de produção não significa uma salvaguarda dessas mesmas riquezas. Isso ocorre, principalmente, porque as alíquotas dessas participações não são intrínsecas de cada regime podendo ser alteradas pelo poder executivo com vistas a aumentar renda petrolífera apropriada pelo Estado [97]. Sendo assim, a Tabela 10 expõe os valores finais considerados para o cálculo da arrecadação governamental tomando como base trabalhos de pesquisa [97] realizados pelo Senado Federal.

Tabela 10: Método para cálculo da arrecadação governamental. Fonte: Elaboração Própria.

	Concessão	Partilha
Preço do barril de petróleo (A)	100%	100%
Royalties (B = A x 10%)	10%	-
Royalties (B = A x 15%)	-	15%
Investimento em pesquisa e desenvolvimento (C)	1%	1%
OPEX + CAPEX (D)	~52%	~52%
Receita Líquida (E = A - B - C - D)	37%	32%
Participação Especial (F = E x 40%)	14,80%	-
Excedente em Óleo (F = E x 41,65%)	-	13,33%
Lucro (G = E - F)	22,20%	18,67%
Tributos (IRPJ + CSLL) (H = G x 34%)	7,55%	6,34%
Lucro Final (I = G - H)	14,65%	12,33%
Renda petrolífera do Estado (J = B + C + F + H)	33,35%	35,67%
Receita anual do Estado (K = J x A x Produção Anual)	-	-

5.2 Premissas Consideradas

Na simulação da arrecadação obtida pelo Estado, faz-se necessário o estabelecimento de algumas premissas básicas. Utilizando como ponto de partida as parcelas definidas na seção anterior, considera-se um período de 4 anos entre a assinatura do contrato (momento que marca a abertura da fase de exploração) e o começo do pagamento de tributos (ocorrido após a declaração de comercialidade, instante que dá início à fase de produção).

Além disso, leva-se em consideração o fato de que até o presente momento o modelo de Partilha ainda não entrou na fase de produção, não havendo, por consequência, qualquer aferição de receita por parte do Estado. Faz exceção à esta regra o bônus de assinatura, pago em 2013 no ato de assinatura do contrato de partilha e único montante recebido pela União desde então.

Para a contabilização da receita auferida, utiliza-se a média anual histórica dos valores do barril de petróleo divulgados pela BP [70] para o período entre 2007 e 2016, com a produção de óleo em cada ano seguindo o modelo definido no Capítulo 4 deste trabalho. Vale ressaltar, também, que todos os valores monetários foram atualizados pela inflação americana do período, conforme tabela divulgada pelo governo do país [73].

Por fim, não é considerada a parcela de participação do Estado no capital social da Petrobrás (48%), o que contribuiria para um aumento no montante arrecadado pela União, neste caso na forma de dividendos anuais.

5.3 Resultados da Simulação

No final de 2006, à época da suspensão da Oitava Rodada, os agentes governamentais responsáveis pela definição das políticas públicas do país decidiram realizar uma mudança no marco regulatório até então vigente, com o pretexto de se buscar uma maior parcela de arrecadação para o Estado.

Essa resolução, no entanto, causou sérias consequências diretas e indiretas não previstas, afetando não só as grandes empresas operadoras do setor, mas também toda a cadeia interdependente de prestadores de serviços e áreas relacionadas.

As Figura 12 e Figura 13, abaixo, ilustram como seria a arrecadação ano-a-ano do Estado caso houvesse o manutenção do leilão licitatório de 2007 sob o regime de concessão, com início da fase produtiva e consequente arrecadação de tributos já em 2011, apenas 4 anos depois.

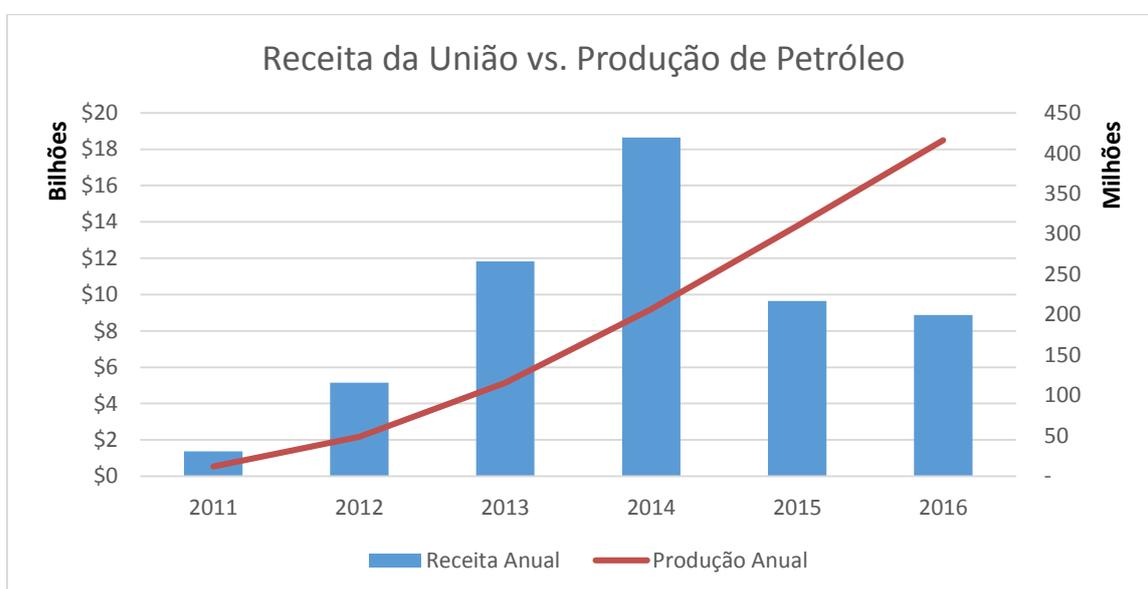


Figura 12: Comparação entre receita da União e produção por ano. Fonte: Elaboração própria.

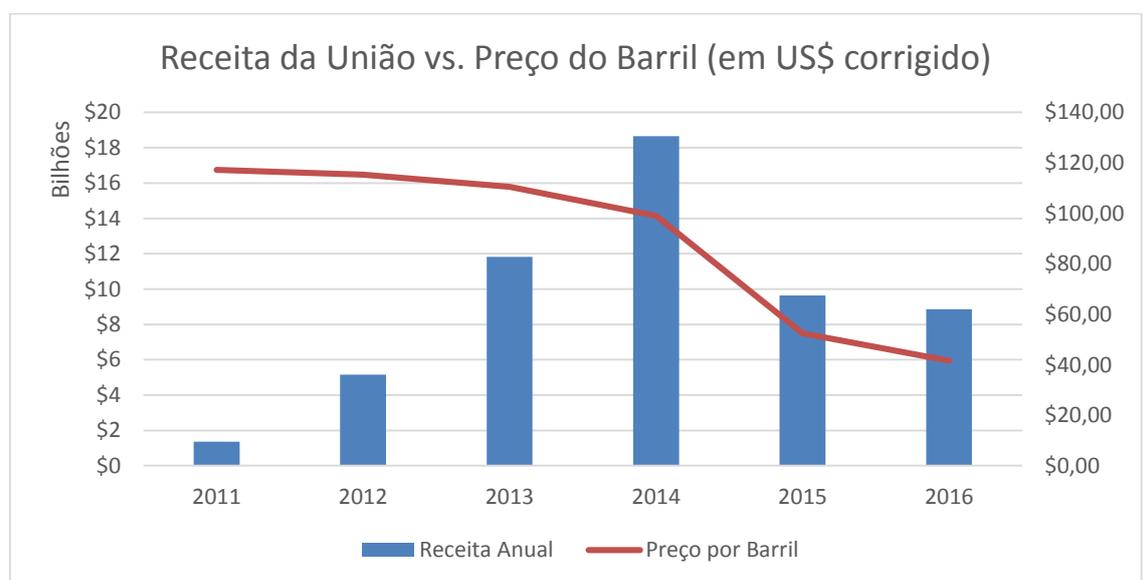


Figura 13: Comparação entre receita da União e preço do barril por ano. Fonte: Elaboração própria.

Mesmo com a acentuada queda no preço do barril de petróleo, vista a partir de 2014, a arrecadação no período se manteria bem elevada com o montante coletado alcançando um total de US\$55,49 bilhões. O crescimento gradual da produção ao longo dos anos também contribuiria para a sustentação desta arrecadação, com uma produtividade total de 1,1 bilhões de barris no período de 2011 até 2016.

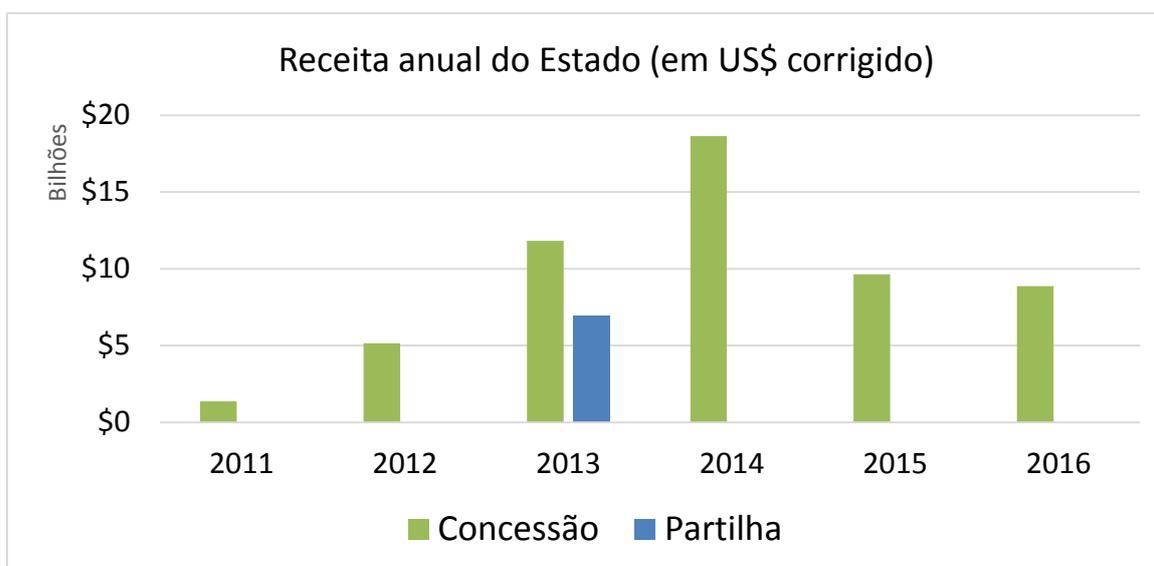


Figura 14: Comparação da arrecadação anual entre concessão e partilha. Fonte: Elaboração Própria.

Uma comparação direta, como feita na Figura 14, mostra claramente a discrepância nos valores coletados anualmente por cada modelo. Visto que a única receita obtida pela União com o regime de partilha no período considerado advém do bônus de assinatura, o lento processo de mudança de marco regulatório mostrou-se um grande custo de oportunidade para o país, custo este que não foi previsto pelos legisladores à época de suas decisões. Durante todo este período de paralização, com o leilão do regime de partilha ocorrendo apenas em 2013, o Estado deixou de arrecadar um total de US\$48.58 bilhões, conforme mostra a Figura 15, correspondente a 160,3 bilhões de reais em valores atuais.

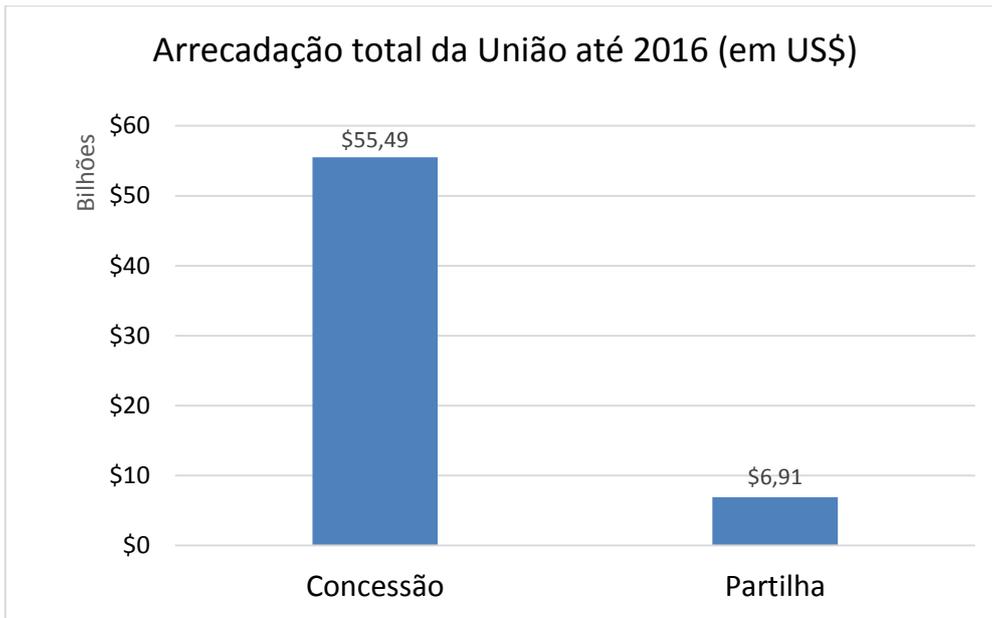


Figura 15: Comparação da arrecadação total entre concessão e partilha. Fonte: Elaboração Própria.

6 CONCLUSÃO

Ao adotar o regime de partilha da produção, o Estado estabeleceu uma série de premissas para justificar essa mudança na legislação que, como visto nas seções anteriores, provaram-se equivocadas com o passar do tempo. As licitações no modelo de concessão mostraram-se tão vantajosas quanto as do modelo de partilha. Sua estabilidade, obtida após anos de experimentação, formaram um importante atrativo de investimentos. A própria instituição do regime de concessão, com a queda do monopólio estatal ocorrida em 1997, gerou mais de US\$10 bilhões em investimentos estrangeiros no setor desde então. Até mesmo a descoberta do pré-sal, motivadora do regime de partilha, só foi possível com a abertura do mercado e com os compromissos exploratórios firmados com base na Lei Nº 9.478, visto que a concorrência gerada pela participação de novas empresas no setor fez com que a Petrobras adiantasse os seus projetos de exploração na área.

Fica evidente que a decisão governamental tomada 10 anos atrás com o objetivo de modificar o marco regulatório do setor tornou-se um grande custo de oportunidade. Com o barril de petróleo caminhando para sua máxima histórica ainda em 2007, empresas e investidores buscavam inquietamente por novas fontes de petróleo, e com a nova descoberta dos campos do pré-sal, o Brasil se posicionava como uma das fronteiras exploratórias mais cobiçadas do mundo. Porém, o longo período sem licitações desencadeado pelo início dos debates para alteração do marco fez com que o Brasil perdesse o momento mais favorável para o leilão desses novos blocos, gerando como consequência uma estagnação no setor que perdurou por 7 anos até o primeiro leilão do pré-sal, em 2013, e cujos efeitos continuam ainda hoje.

Além disso, enquanto o Brasil se decidia sobre qual regime de exploração e produção adotaria, diversas empresas internacionais partiram do país em busca de petróleo em outras áreas do globo. Em 2013, ano em que finalmente ocorreu o leilão das reservas do pré-sal, o panorama já era completamente diferente: novas áreas haviam sido descobertas pelo mundo,

tornando o Brasil não mais tão atrativo assim. O próprio resultado do leilão comprova esse fato uma vez que apenas um único consórcio participou do processo, vencendo-o com a proposta mínima determinada em edital.

Mesmo o argumento de maior arrecadação para o Estado, principal justificativa utilizada para a mudança de regime, se mostrou falho visto que outras soluções muito mais práticas poderiam ter sido utilizadas. Um aumento da participação especial ou um ajuste na alíquota dos royalties poderiam ocorrer ainda em 2006, por meio de decreto presidencial, garantindo a continuidade dos leilões e a estabilidade da indústria. O país, porém, não soube tirar proveito dessa situação.

Seguindo no caminho contrário, a Lei de Partilha nº 12.351 criou imposições que prejudicaram não só os agentes do setor, mas também o próprio país. A obrigatoriedade em ser operadora única com participação mínima de 30% gerou na Petrobrás o maior programa de desinvestimento já visto em sua história. O congelamento repentino para mudança do marco regulatório em favor de uma política mais protecionista desencorajou a participação de outras empresas. O aumento da burocracia para a exploração e produção em blocos já concedidos adjacentes às áreas do pré-sal gerou o retardamento e até mesmo cancelamento de diversos projetos. Essas atitudes, juntas, certamente geraram desconfiças e incertezas que indiretamente prejudicaram a indústria de maneira irreparável.

Não obstante, a forma pela qual a renda petrolífera é apropriada pelo Estado no novo modelo – em óleo vivo – se mostra desvantajosa visto que faz-se necessário a contratação de uma empresa especificamente para a venda deste óleo, o que certamente gerará custos, sem contar ainda com a variação do preço do barril ao longo do tempo, o que pode resultar em uma depreciação ainda maior do valor deste produto no momento de sua venda.

Enquanto que a adoção de um novo regime trará um aumento de apenas 5,86% na receita governamental, o custo para as empresas se traduz em uma redução entre 21,5% e 59,2% em sua margem de lucro, tornando a

exploração neste regime muito menos atrativa. A taxa interna de retorno, por sua vez, é de 10,9% no regime de partilha com um VPL (10%) equivalente de US\$3,4 bilhões, enquanto que no modelo de concessão esse valor é de 12,11% com um VPL (10%) de US\$8,35 bilhões, mostrando-se vantajosa sob ambos os modelos.

Vale ressaltar que, para o cálculo das receitas advindas do projeto, fez-se necessário estabelecer uma previsão futura para os preços do petróleo. Essa atitude, naturalmente, acarreta pequenas incertezas no resultado obtido. Para mitigar as dubiedades criadas, sugere-se a simulação de diversos cenários para o preço futuro do barril de petróleo (à saber: desfavorável, realista e favorável) levando em conta, também, o histórico de preços até aquele momento, o que poderá ser realizado em trabalhos futuros destes ou de outros autores.

No que tange a arrecadação governamental, nos 7 anos em que novas licitações ficaram congeladas o estado deixou de arrecadar o correspondente a US\$ 55,49 bilhões (R\$183 bilhões em valores atuais já corrigidos) por cada projeto deste porte não realizado dada a falta de concessões no período. Isso seria, por si só, suficiente para liquidar o déficit primário projetado para o país no ano de 2016.

Dentre todos os argumentos vistos, é cabível supor que a única razão para a mudança de regime foi a vontade da União em garantir para si uma maior parcela dos tributos petrolíferos em detrimento dos Estados e Municípios, vistos que estes eram contemplados na divisão das participações especiais pela lei de concessão, mas foram cortados da divisão do excedente em óleo na lei de partilha.

Sendo assim, à luz de todas as informações expostas, fica constatado que a adoção do regime de partilha não foi a melhor opção para o Brasil. Em seu lugar, recomenda-se a manutenção imediata do regime de concessão em todas as áreas sujeitas à exploração e produção de hidrocarbonetos, inclusive as do pré-sal, com pequenos ajustes em seus instrumentos regulatórios. Além

disso, é necessário que se estabeleça novamente a consistência na realização das rodadas de licitação, que ocorreram de 1997 até 2006 ininterruptamente, garantindo ao setor e às empresas participantes dele a reoxigenação necessária para concretização dos projetos iniciados. Essas atitudes, se bem planejadas e executadas, beneficiarão não somente o setor de petróleo e gás, mas também o próprio país como um todo.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. PETROBRÁS. Petróleo em Áreas de Novas Fronteiras na Bacia de Santos, 2006. Disponível em:
<<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/petroleo-em-areas-de-novas-fronteiras-na-bacia-de-santos>>.
Acesso em: 22 ago 2016.
2. PETROBRÁS. Petrobras confirma descoberta de óleo leve na Bacia de Santos, 2006. Disponível em:
<<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/petrobras-confirma-descoberta-de-oleo-leve-na-bacia-de-santos>>.
Acesso em: 22 ago 2016.
3. PETROBRÁS. Fato Relevante - Análise da área de TUPI, 2007. Disponível em:
<<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-analise-da-area-de-tupi>>. Acesso em: 22 ago 2016.
4. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Pré-sal confirma: Petrobras é símbolo de orgulho do povo brasileiro, 2010. Disponível em:
<<http://blog.planalto.gov.br/pre-sal-confirma-petrobras-e-simbolo-de-orgulho-do-povo-brasileiro/>>. Acesso em: 22 ago 2016.
5. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products, 2016. Disponível em:
<https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm>. Acesso em: 25 ago 2016.
6. BUSINESS INSIDER. Oil companies could be facing the worst crisis in 30 years, 2016. Disponível em: <<http://www.businessinsider.com/bp-ceo-fears-worst-oil-crisis-in-30-years-2016-1>>. Acesso em: 24 ago 2016.
7. MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL. Caso Lava Jato, 2015. Disponível em:
<<http://lavajato.mpf.mp.br/entenda-o-caso>>. Acesso em: 25 ago 2016.
8. EL PAIS. Caso Petrobras, 2016. Disponível em:
<http://brasil.elpais.com/tag/caso_petrobras/>. Acesso em: 25 ago 2016.
9. FOLHA DE SÃO PAULO. Petrolão, 2014. Disponível em:
<<http://www1.folha.uol.com.br/especial/2014/petrolao/>>. Acesso em: 25 ago 2016.
10. GLOBO. Petrobras aparece em 2º lugar na lista de escândalos de corrupção mundiais, 2016. Disponível em: <<http://g1.globo.com/politica/operacao-lava-jato/noticia/2016/02/petrobras-aparece-em-2-lugar-na-lista-de-escandalos-de>>

- corrupcao-mundiais.html>. Acesso em: 25 ago 2016.
11. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Lei nº 12.351, de 22 de Dezembro de 2010, 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em: 01 set 2016.
 12. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 1ª Rodada de Partilha de Produção, 2013. Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/round_p1/index.asp>. Acesso em: 23 ago 2016.
 13. WIESER, F. V. **Theorie der gesellschaftlichen Wirtschaft**: Grundriss der Sozialökonomik. Vienna: Psychology Press, v. 1, 1914.
 14. GONÇALVES, C. E.; GIOVANNETTI, B. C. **Economia Na Palma Da Mão**: Do Economês para o Português. 1. ed. São Paulo: Benvirá, 2015.
 15. MBP/COPPE/UFRJ. História do Petróleo no Brasil, 2014. Disponível em: <<http://www.petroleo.coppe.ufrj.br/historia-do-petroleo>>. Acesso em: 26 ago 2016.
 16. MORAIS, J. M. D. **Petrobrás**: Uma História das Explorações de Petróleo em Águas Profundas e no Pré-Sal. 1a. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.
 17. PORTAL BRASIL. Nota sobre o Pré-sal e o Campo de Libra, 2013. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/governo/2013/10/nota-sobre-o-pre-sal-e-o-campo-de-libra>>. Acesso em: 26 ago 2016.
 18. PETROBRÁS. Pré-Sal: Produção de Petróleo e Gás Natural, 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>. Acesso em: 26 ago 2016.
 19. O GLOBO. Camada pré-sal traz expectativa de triplicar reservas de óleo, 2012. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/camada-pre-sal-traz-expectativa-de-triplicar-reservas-de-oleo-6633764>>. Acesso em: 26 ago 2016.
 20. REUTERS BRASIL. Descobertas do pré-sal podem chegar a 35 bi boe, diz MME, 2013. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/topNews/idBRSPE92B04W20130312>>. Acesso em: 26 ago 2016.
 21. GERHARDT, T. E.; SILVEIRA, D. T. **Métodos de Pesquisa**. 1a. ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2009.
 22. FOLHA DE SÃO PAULO. Existência de petróleo na camada é aposta de estatal

- desde os anos 70, 2008. Disponível em:
<<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi3108200819.htm>>. Acesso em:
26 ago 2016.
23. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Brasil-Round 8, 2006. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br/round8/index.asp>>. Acesso em: 23 ago 2016.
 24. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Brasil-Rounds 8 Habilitadas, 2006. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/Resultado_Rodadas/RESUMO_round8_habilitadas.asp>. Acesso em: 24 ago 2016.
 25. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Brasil-Rounds 8 Áreas Oferecidas, 2006. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round8/portugues_r8/areas_oferecidas.asp>. Acesso em: 24 ago 2016.
 26. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Brasil-Rounds 8 Resumo, 2006. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/Resultado_Rodadas/RESUMO_round8.asp>. Acesso em: 24 ago 2016.
 27. BANCO DE DADOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO. BDEP Webmaps, 2016. Disponível em: <<http://app.anp.gov.br/webmaps/>>. Acesso em: 24 ago 2016.
 28. GLOBO. Liminar suspende 8ª rodada de licitações ANP, 2006. Disponível em: <<http://g1.globo.com/Noticias/Negocios/0,AA1367377-5600-215,00.html>>. Acesso em: 28 ago 2016.
 29. O GLOBO. Para deputada que suspendeu Rodada, Petrobras está sendo prejudicada, 2006. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/para-deputada-que-suspendeu-rodada-petrobras-esta-sendo-prejudicada-4544061>>. Acesso em: 28 ago 2016.
 30. O GLOBO. ANP suspende 8ª Rodada de Licitações de áreas de petróleo, 2006. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/anp-suspende-8-rodada-de-licitacoes-de-areas-de-petroleo-4545006>>. Acesso em: 28 ago 2016.
 31. NOTÍCIAS STF. Ministra Ellen Gracie autoriza 8ª Rodada de Licitações para exploração e produção de petróleo e gás natural, 2007. Disponível em: <<http://www.stf.jus.br/portal/cms/verNoticiaDetalhe.asp?idConteudo=70570>>. Acesso em: 29 ago 2016.

32. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução No 6, de 8 de Novembro de 2007, 2007. Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/brasilrounds/arquivos/cnpe/RCNPE_062007.pdf>. Acesso em: 29 ago 2016.
33. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto de 17 de Julho de 2008, 2008. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Dnn/Dnn11699.htm>. Acesso em: 29 ago 2016.
34. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução No 8, de 22 de Julho de 2008, 2008. Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/brasilrounds/arquivos/cnpe/RCNPE_082008.pdf>. Acesso em: 29 ago 2016.
35. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução No 11, de 2 de Dezembro de 2008., 2008. Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/brasilrounds/arquivos/cnpe/RCNPE_112008.pdf>. Acesso em: 29 ago 2016.
36. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução No 9, de 8 de Dezembro de 2009, 2009. Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/brasilrounds/arquivos/cnpe/RCNPE_22012010.pdf>. Acesso em: 29 ago 2016.
37. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução No 2, de 18 de Dezembro de 2012, 2012. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Resolucao/Resolucao_n2.pdf>. Acesso em: 29 ago 2016.
38. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução de Diretoria ANP nº 1.237/2013, 2013. Disponível em:
<http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues/devolucao_taxa.asp>. Acesso em: 29 ago 2016.
39. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Áreas oferecidas na Nona Rodada, 2007. Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/areas_oferecidas.asp>. Acesso em: 30 ago 2016.
40. ESTADÃO. 9ª rodada de licitações da ANP bate recorde de arrecadação, 2007. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,9-rodada-de-licitacoes-da-anp-bate-recorde-de-arrecadacao,86516>>. Acesso em: 30 ago 2016.

41. SENADO FEDERAL. Estudo sobre pré-sal será entregue em 60 dias, 2008.
Disponível em:
<<https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/495350/noticia.htm?sequence=1>>. Acesso em: 31 ago 2016.
42. CÂMARA DOS DEPUTADOS. PL 5938/2009 , 2009. Disponível em:
<<http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=447934>>. Acesso em: 31 ago 2016.
43. SENADO FEDERAL. Projeto de lei da câmara nº 16, de 2010, 2010. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/95997>>.
Acesso em: 31 ago 2016.
44. CÂMARA DOS DEPUTADOS. PL 5939/2009, 2009. Disponível em:
<<http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=447935>>. Acesso em: 31 ago 2016.
45. SENADO FEDERAL. Projeto de lei da câmara nº 309, de 2009, 2009. Disponível em: <<http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/94362>>.
Acesso em: 31 ago 2016.
46. CÂMARA DOS DEPUTADOS. PL 5940/2009, 2009. Disponível em:
<<http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=447936>>. Acesso em: 31 ago 2016.
47. SENADO FEDERAL. Projeto de lei da câmara nº 7, de 2010, 2010. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/95866>>.
Acesso em: 31 ago 2016.
48. CÂMARA DOS DEPUTADOS. PL 5941/2009, 2009. Disponível em:
<<http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=447937>>. Acesso em: 31 ago 2016.
49. SENADO FEDERAL. Projeto de lei da câmara nº 8, de 2010, 2010. Disponível em: <<http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/95916>>.
Acesso em: 31 ago 2016.
50. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. A regulação para a exploração e produção de petróleo no Brasil, 2011.
Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=324>>. Acesso em: 11 set 2016.
51. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Lei nº 12.276, de 30 de Junho de 2010, 2010.
Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm>. Acesso em: 09 set 2016.
52. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Lei nº 12.304, de 2 de Agosto de 2010, 2010.

Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm>. Acesso em: 09 set 2016.

53. BARROWS, G. **Worldwide concession contracts and petroleum legislation**. Tulsa: Pennwell Books, 1983.
54. GOMES, C. J. V. **O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção**. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009.
55. GUASCH, J. L.; LAFFONT, J.-J.; STRAUB, S. **Renegotiation of concession contracts in Latin America**. Chicago: The World Bank, 2007.
56. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Lei nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997, 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 04 set 2016.
57. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Edital de licitações para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, 2013. Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_R12/R12_edital_vfinal.pdf>. Acesso em: 04 set 2016.
58. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto nº 2.705, de 3 de Agosto de 1998, 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm>. Acesso em: 11 set 2016.
59. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Lei nº 12.734, de 30 de Novembro de 2012, 2012. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Lei/L12734.htm#art3>. Acesso em: 11 set 2016.
60. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. O regime regulador misto: concessão e partilha, 2013. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=63573&m=marco%20regulat%F3rio&t1=&t2=marco%20regulat%F3rio&t3=&t4=&ar=0&ps=11&cachebust=1406065751826#coordenadas-poligono-pre-sal>>. Acesso em: 12 set 2016.
61. VERÍSSIMO, M. P.; XAVIER, C. L.; VIEIRA, F. V. Taxa de Câmbio e Preços de Commodities: Uma Investigação sobre a Hipótese da Doença Holandesa no Brasil. **Revista EconomiA**, Niterói, v. 13, jan 2012.
62. GLOBO. Petrobras encolheu 85% em valor de mercado desde pico de 2008, 2016. Disponível em:

- <<http://g1.globo.com/economia/noticia/2016/01/petrobras-encolheu-85-em-valor-de-mercado-desde-pico-de-2008.html>>. Acesso em: 01 set 2016.
63. MOTTA, R. R. D.; CALOBA, G. M. **Análise de investimentos**: tomada de decisão em projetos industriais. Rio de Janeiro: Atlas, 2002.
64. HUSSEY, J.; HUSSEY, R. **Discounted Cash Flow**. 265-273. ed. [S.l.]: Business Accounting, 1999.
65. INVESTOPEDIA. Capital Expenditure, 2014. Disponível em: <<http://www.investopedia.com/terms/c/capitalexpenditure.asp>>. Acesso em: 01 set 2016.
66. INVESTOPEDIA. Operating Expense, 2014. Disponível em: <http://www.investopedia.com/terms/o/operating_expense.asp>. Acesso em: 01 set 2016.
67. INVESTOPEDIA. Payback Period. **2014**, 2016. Disponível em: <<http://www.investopedia.com/terms/p/paybackperiod.asp>>. Acesso em: jan. set.
68. INVESTOPEDIA. Internal Rate of Return, 2014. Disponível em: <<http://www.investopedia.com/terms/i/irr.asp>>. Acesso em: 01 set 2016.
69. INVESTOPEDIA. Net Present Value, 2014. Disponível em: <<http://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp>>. Acesso em: 01 set 2016.
70. BP PLC. BP's Statistical Review of World Energy 2016, 2016. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: 01 set 2016.
71. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Short-term Energy Outlook, 2016. Disponível em: <<https://www.eia.gov/forecasts/steo/report/prices.cfm>>. Acesso em: 02 set 2016.
72. ENERGY INFORMATION ASSOCIATION. About EIA, 2015. Disponível em: <<https://www.eia.gov/about/>>. Acesso em: 02 set 2016.
73. US INFLATION CALCULATOR. Historical Inflation Rates, 2016. Disponível em: <<http://www.usinflationcalculator.com/inflation/historical-inflation-rates/>>. Acesso em: 03 set 2016.
74. NETER, J.; AL, E. **Applied linear statistical models**. Chicago: Irwin, v. 4, 1996.
75. HUBBERT, M. K. **Nuclear energy and the fossil fuel**. Chicago: American Petroleum Institute, 1956.
76. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

- Edital de licitação para outorga do contrato, 2013. Disponível em:
<http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Edital_autorizado_030913.pdf>. Acesso em: 03 set 2016.
77. O GLOBO. Campo de Libra, no pré-sal, deve começar a produzir em 2018, 2013. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/campo-de-libra-no-pre-sal-deve-comecar-produzir-em-2018-9010584>>. Acesso em: 04 set 2016.
78. ESTADAO. Campo de Libra pode dobrar reservas de gás do País, 2014. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,campo-de-libra-pode-dobrar-reservas-de-gas-do-pais,186158e>>. Acesso em: 04 set 2016.
79. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Conversion Factors, 2001. Disponível em: <<https://www.eia.gov/oiaf/archive/aeo01/pdf/apph.pdf>>. Acesso em: 04 set 2016.
80. GLOBAL CCS INSTITUTE. CAPEX and OPEX cost development methodologies, 2009. Disponível em: <<https://hub.globalccsinstitute.com/publications/strategic-analysis-global-status-carbon-capture-storage-report-2/41-capex-and-opex-cost>>. Acesso em: 04 set 2016.
81. MARCO regulatório brasileiro do processo de descomissionamento ambiental da indústria do petróleo, 2012. Disponível em: <<https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/496623/000967064.pdf?sequence=>>>. Acesso em: 04 set 2016.
82. PORTARIA nº 25, de 6 de Março de 2002, 2002. Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/round7/arquivos_r7/PERFURACAO_R7/Legislacao/ANP%20-%20Port%2025-02%20-%20Abandono%20de%20Pocos.pdf>. Acesso em: 04 set 2016.
83. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Contrato de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural, 2013. Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_R12/R12_modelo_contrato_vfinal.pdf>. Acesso em: 04 set 2016.
84. VALOR ECONÔMICO. Libra vai demandar entre 12 e 17 novas plataformas de petróleo, diz Dilma, 2013. Disponível em:

- <<http://www.valor.com.br/politica/3271272/dilma-diz-haver-demanda-de-ate-17-plataformas-para-campo-de-libra>>. Acesso em: 05 set 2016.
85. XE. Gráficos de moedas XE (USD/BRL), 2016. Disponível em:
<<http://www.xe.com/pt/currencycharts/?from=USD&to=BRL>>. Acesso em: 05 set 2016.
86. JOHNSTON, D. **International petroleum fiscal systems and production sharing contracts**. Tulsa: PennWell Books, 1994.
87. BAIN & COMPANY; TOZZINI FREIRE. Relatório I - Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural, 2009. Disponível em:
<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/Relat_I-4de8.pdf>. Acesso em: 09 set 2016.
88. INVESTOPEDIA. Gross Income, 2014. Disponível em:
<<http://www.investopedia.com/terms/g/grossincome.asp>>. Acesso em: 09 set 2016.
89. INVESTOPEDIA. Net Income, 2014. Disponível em:
<<http://www.investopedia.com/terms/n/netincome.asp>>. Acesso em: 09 set 2016.
90. VALOR ECONÔMICO. Vencedoras do leilão de Libra pagaram bônus de R\$ 15 bilhões, diz ANP, 2013. Disponível em:
<<http://www.valor.com.br/empresas/3355346/vencedoras-do-leilao-de-libra-pagaram-bonus-de-r-15-bilhoes-diz-anp>>. Acesso em: 07 set 2016.
91. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto nº 2.705, de 3 de Agosto de 1998, 1998. Disponível em:
<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm>. Acesso em: 09 set 2016.
92. ESTADÃO. ANP: participação especial em petróleo cresce 32,8%, 2008. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,anp-participacao-especial-em-petroleo-cresce-32-8,222419>>. Acesso em: 09 set 2016.
93. BLOOMBERG. Crude Oil & Natural Gas, 2016. Disponível em:
<<http://www.bloomberg.com/energy>>. Acesso em: 09 set 2016.
94. PETROBRÁS. Capital Social, 2016. Disponível em:
<<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/governanca-corporativa/capital->

social>. Acesso em: 09 set 2016.

95. GOBETTI, S. W.; SERRA, R. V. Novo Marco Regulatório do Petróleo: desafios na transição do regime de concessão para o regime de partilha, 2011. Disponível em:
<http://www3.tesouro.fazenda.gov.br/Premio_TN/XVIPremio/financas/2tefpXVIPTN/Tema_4_2.pdf>. Acesso em: 21 set 2016.
96. LEITE, F. D. R. V. D. **The government take in Brazilian oil industry under the view of the state**. São Paulo: Revista Direito GV, v. 5, 2009.
97. BUSTAMANTE, L. A. D. C. A frustração com a partilha de produção: o leilão do campo de Libra. **Núcleo de Estudos e Pesquisas**, Brasília, fev 2015.