

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS E ENERGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

**Impactos Econômicos e Políticos do Novo Ambiente de Exploração  
e Produção de Petróleo no Brasil**

**Nicole Parreira**

**Itajubá, outubro de 2013**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS E ENERGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

**Nicole Parreira**

**Impactos Econômicos e Políticos do Novo Ambiente de Exploração  
e Produção de Petróleo no Brasil**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia de Energia.**

**Área de Concentração: Energia, Sociedade e Meio Ambiente**

**Orientador: Prof. Dr. Jamil Haddad**

**Itajubá, outubro de 2013**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS E ENERGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

**Nicole Parreira**

**Impactos Econômicos e Políticos do Novo Ambiente de Exploração  
e Produção de Petróleo no Brasil**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 07 de outubro de 2013, conferindo a autora o título de ***Mestre em Ciências em Engenharia da Energia.***

**Banca Examinadora:**

Prof. Edmilson Moutinho dos Santos – USP

Prof. Luiz Augusto Horta Nogueira – UNIFEI

Prof. Jamil Haddad (Orientador) - UNIFEI

Itajubá 2013

# DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho a minha filha Luísa Parreira Gonçalves e ao meu marido José Luiz Gonçalves que me estimulam a ser cada dia melhor.*

*“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo.”*

**Albert Einstein**

## **AGRADECIMENTOS**

A minha filha Luísa Parreira Gonçalves, que mesmo tão pequena, já se tornou minha fonte de inspiração.

Ao meu marido José Luiz Gonçalves, responsável por eu conseguir vencer mais essa etapa em minha vida, obrigada pelos momentos de ensinamentos, paciência, amor e muito companheirismo.

Aos meus pais pela brilhante educação, amor, conselhos e conforto.

A minha irmã Natália Parreira por ser tão presente em minha vida e me proporcionar mesmo à distância conversas agradabilíssimas.

Ao Professor Dr. Jamil Haddad pela orientação, discussões e ensinamentos.

Ao apoio financeiro 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 por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás.

Ao PRH16 e ao Centro de Excelência em Eficiência Energética - EXCEN, pela oportunidade de participação em eventos e de desenvolvimento pessoal e profissional.

## RESUMO

No Brasil, a descoberta do Pré-Sal foi motivo de mobilização dos setores políticos e econômicos a fim de garantir o aproveitamento máximo desta imensa riqueza e beneficiar a vida de milhões de brasileiros, sendo de interesse do Governo e dos brasileiros, conhecer as repercussões causadas pela alteração do marco regulatório. Neste sentido, o objetivo desta dissertação é fazer uma análise prospectiva dos principais impactos econômicos e políticos causados pelo novo ambiente de exploração e produção de petróleo e comparar com as repercussões causadas pela Lei do Petróleo (Lei 9.478/97). Primeiramente foi feito um estudo a cerca dos fatores econômicos e políticos que pudessem apresentar indícios da influência do marco regulatório. Os principais fatores econômicos identificados e analisados foram: produção de petróleo e gás natural, participações governamentais, composição do PIB, desenvolvimento do Pré-Sal e investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação. Em relação aos fatores políticos, foram identificados e analisados os seguintes: instabilidade política, criação da Pré-Sal Petróleo S.A. e capitalização da Petrobras. Os resultados mostram que a Lei do Petróleo de 1997 repercutiu positivamente no setor econômico do Brasil trazendo a abertura do mercado, segurança jurídica, estabilidade regulatória, respeito às regras de mercado e aumento expressivo das arrecadações governamentais. É mostrado também que a mudança do marco regulatório para as áreas do Pré-Sal veio acompanhada de fatores positivos, como o aumento significativo da produção nacional, aumento da participação no PIB, criação do Fundo Social, entre outros. Por outro lado, esta mudança veio também acompanhada até o momento, de fatores negativos, como os atrasos no desenvolvimento da exploração e produção do Pré-Sal, que se deu por meio da estagnação do processo licitatório e também pelo excesso de atividades incumbidas à Petrobras, que além de investir no Pré-Sal, também tem que investir principalmente no Pós-Sal e no parque de refino. Por fim, é mostrado que independentemente da alteração do marco regulatório, o montante arrecadado pelo Governo irá aumentar juntamente com o aumento da produção, restando ao país a responsabilidade de investir os recursos de maneira sábia a fim de inibir o processo de desindustrialização, garantir o futuro com outras fontes de energia e alcançar um sustentável desenvolvimento econômico social.

Palavras-Chave: Pré-Sal; Marco regulatório; Impactos econômicos; Impactos políticos.

## **ABSTRACT**

In Brazil the Pre-Salt discovery was the reason for the mobilization of political and economic sectors aiming to make progress at a maximum using these great resources benefiting millions of Brazilian people. It is of interest of the Brazilian government as well as Brazilian people to have knowledge about the repercussion caused by the regulatory framework change. In this regard, the main goal of this thesis is to analyze prospectively the foremost economic and political impacts caused by regulatory framework change and to compare with the repercussion caused by the Law 9,478 established in 1997, the so called “Brazilian Oil Law”. A primary study was accomplished in order to detect the economic and political factors which could present influence of regulatory framework change. The majors economic factors identified and analyzed were: oil and gas production, government revenues, sectors of gross national product (GNP), Pre-Sal exploration and production and investments for research, development and innovation. Regarding the political factors, the following were analyzed: political instability, Pré-Sal Petróleo S.A. creation and Petrobras capitalization. The results indicate the Brazilian Oil Law of 1997 reverberated positively for economic sector resulting in an opened and competitive market, regulatory framework stability, respect to the market rules and an expressive increase in government revenues. It is also shown the regulatory framework change for the Pre-Salt area resulted in positive factors, such as significant increase in national production, increase in GNP participation, Social Fund creation, and others. On the other hand, these changes came until now with negative factors, such as the delay of Pre-Salt exploration and production, mainly caused by stagnation of bidding process and also by excessive activities designed to Petrobras, which in addition to investing in Pre-Salt development, also have to invest primarily in Post-Salt and refining facilities. Finally, this thesis shows that regardless of the change in the regulatory framework, the revenue amount collected by the government will increase along with production augment, leaving the country a responsibility to invest these resources wisely in order to inhibit the deindustrialization process as well as to ensure energy resources for future generation and achieving sustainable economic and social development.

Keywords: Pre-Salt; Regulatory framework; economic impacts; political impacts.



# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1. Objetivos	5
1.2. Objetivos Específicos	5
1.3. Estrutura do Trabalho	6
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>7</b>
2.1. Evolução da Legislação no Setor Petrolífero no Brasil	7
2.2. Repercussões da Lei nº 9.478/1.997 (Lei do Petróleo)	12
2.3. Novo Marco Regulatório	14
2.3.1. Lei 12.276/2010: Dispõe sobre a Cessão Onerosa de Direitos e a Capitalização da Petrobras	15
2.3.2. Lei 12.304/2010: Cria a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)	18
2.3.3. Lei nº 12.351/2010: Cria o Fundo Social e introduz o sistema de Partilha de Produção	19
2.4. Contratos de Concessão	21
2.5. Contrato de Partilha de Produção	24
2.6. Revisão Sobre as Perspectivas na Área do Pré-Sal	27
<b>3. METODOLOGIA</b>	<b>30</b>
<b>4. ANÁLISE DOS PRINCIPAIS IMPACTOS NOS FATORES ECONÔMICOS</b>	<b>34</b>
4.1. Produção de Petróleo e Gás Natural	35
4.2. Participações Governamentais	38
4.2.1. Royalties	39
4.2.2. Participação Especial	43
4.2.3. Bônus de Assinatura	46
4.3. Principais setores do Produto Interno Bruto (PIB)	47
4.3.1. Aspectos Positivos	49
4.3.2. Aspectos Negativos	51
4.4. Desenvolvimento do Pré-Sal	53
4.4.1. Rodadas de Licitação	53
4.4.2. Excesso de Atribuições Designadas à Petrobras	58
4.5. Ameaça ao Investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação	64
4.5.1. Qualificação Profissional	66
4.5.2. Desenvolvimento Tecnológico Industrial	68
<b>5. ANÁLISE DOS PRINCIPAIS FATORES POLÍTICOS</b>	<b>70</b>
5.1. Instabilidade Política	70
5.2. Impacto Político da PPSA	72
5.3. Capitalização da Petrobras	73
<b>6. CONCLUSÃO</b>	<b>78</b>

6.1. Considerações Finais _____	78
6.2. Recomendações para Trabalhos Futuros _____	80
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS _____</b>	<b>81</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Camadas típicas dos reservatórios. _____	1
Figura 1.2. Mapa geral da província do Pré-Sal. _____	2
Figura 1.3. Principais reservas provadas de petróleo bruto em 2011. _____	3
Figura 1.4. Principais produtores de petróleo em 2011. _____	4
Figura 1.5. Principais consumidores de petróleo em 2011. _____	4
Figura 2.1. Resumo histórico do setor petrolífero no Brasil. _____	7
Figura 2.2. Cronologia do novo marco regulatório nas áreas do Pré-Sal. _____	15
Figura 2.3. Localização dos campos destinados à cessão onerosa. _____	16
Figura 2.4. Esquema de atuação dos entes responsáveis pelo Fundo Social. _____	21
Figura 2.5. Distribuição de sistema regulatório para alguns países, destacando o Brasil. ____	26
Figura 3.1. Modelo de análise adotado para o desenvolvimento desta dissertação. _____	30
Figura 4.1. Reservas provadas de petróleo equivalente (terra e mar) entre 1980 e 2011. ____	35
Figura 4.2. Produção nacional de petróleo equivalente (terra e mar) entre 1965 e 2012. ____	36
Figura 4.3. Evolução do nível de produção de petróleo e gás natural no Brasil (2007 = 100%).37	
Figura 4.4. Arrecadação de royalties sobre a produção de petróleo e de gás natural entre 1998 e 2012. _____	40
Figura 4.5. Participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural entre 2000 e 2012. _____	44
Figura 4.6. Arrecadação de Bônus de Assinatura entre 1999 e 2013. _____	46
Figura 4.7. Principais mecanismos de causalidade para interpretação dos efeitos da expansão da exploração do Pré-Sal no Brasil. _____	49
Figura 4.8. Setores do PIB afetados positivamente pela exploração e produção do Pré-Sal _	50
Figura 4.9. Setores do PIB afetados negativamente pela exploração e produção do Pré-Sal	51
Figura 4.10. Mapa dos blocos licitados na 11ª rodada. _____	57
Figura 4.11. Distribuição dos investimentos previstos no Plano de Negócios 2011-2015 da Petrobras. _____	58
Figura 4.12. Evolução dos preços do diesel e da gasolina repassados ao consumidor. _____	59
Figura 4.13. Razão entre os preços nacionais dos derivados e o petróleo importado. Fonte: Dados obtidos em (BEN, 2013). _____	59
Figura 4.14. Evolução do licenciamento dos principais veículos nacionais. _____	60
Figura 4.15. Dependência de importações entre 2000 e 2012. _____	61

Figura 4.16. Saldo comercial dos principais derivados e do total de derivados entre 2000 e 2012. _____	61
Figura 4.17. Volume de petróleo refinado e capacidade de refino, por refinaria, 2011. ____	62
Figura 4.18. Projeção da produção de derivados no Brasil entre 2013 e 2020. _____	63
Figura 4.19. Investimento em P&D provenientes dos contratos de concessão entre 2002 e 2011. _____	65
Figura 4.20. Programa de Recursos Humanos (PRH/ANP) e Programa Petrobras de Formação de Recursos Humanos (PFRH/Petrobras) _____	67
Figura 4.21. Estimativa de demanda de equipamentos e recursos humanos previstos para o PN 2009 -2013. _____	69
Figura 5.1. Variação das bolsas de valores de algumas empresas do setor de petróleo e gás entre 2000 e 2013. _____	74
Figura 5.2. Resumo das participações da Petrobras no novo marco regulatório. _____	76

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Resumo comparativo entre os contratos de concessão e partilha de produção em mar. _____	27
Tabela 3.1. Resumo dos principais institutos do novo marco regulatório e atual situação. ____	31
Tabela 3.2. Resumo dos principais fatores identificados como sensíveis à mudança do marco regulatório analisados na seção de resultados. _____	33
Tabela 4.1. Distribuição dos royalties atualmente e com a nova proposta. _____	42
Tabela 4.2. Distribuição das participações especiais atualmente e com a nova proposta. ____	45
Tabela 4.3. Participação setorial na produção regional (2007). _____	48
Tabela 4.4. Investimentos mapeados na indústria entre 2011 e 2014. _____	52
Tabela 5.1. Definição do preço do barril de petróleo nas áreas de cessão onerosa. _____	76
Tabela 5.2. Principais repercussões positivas e negativas da Petrobras após o processo de capitalização. _____	77

## SIGLAS

ANP - Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BNDESPAR - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social Participações S.A.

bpd – barris de petróleo por dia

boe – barris equivalente de petróleo

CDFS - Conselho Deliberativo do Fundo Social

CDT - Coordenadoria de Desenvolvimento Tecnológico

CENPES - Centro de Pesquisa da Petrobras

CGFFS - Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social

CNP - Conselho Nacional do Petróleo

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

CT-PETRO - Fundo Setorial de Petróleo e Gás Natural

FINEP - Financiadora de Estudos e Projetos

FPSO - *Floating Production, Storage and Offloading*

GLP - Gás Liquefeito de Petróleo

ICMS - Imposto Sobre Circulação De Mercadorias E Prestação De Serviços

IPI - Imposto sobre Produtos Industrializados

LFT - Letras Financeiras do Tesouro Nacional

MME - Ministério de Minas e Energia

MS – Mandado de Segurança

OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia

P,D&I - Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

PFRH - Programa Petrobras de Formação de Recursos Humanos

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

PNPQ - Programa Nacional de Qualificação Profissional

PRH - Programa de Recursos Humanos

PROMINP - Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo

PPSA - Pré-Sal Petróleo S.A.

STN - Secretaria do Tesouro Nacional

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUÇÃO

Os imensos reservatórios de petróleo e gás natural do Pré-Sal anunciados pela Petrobras em 2007 têm gerado grande otimismo aos brasileiros e aos investidores estrangeiros. Este termo, “Pré-Sal”, foi designado para definir as reservas de hidrocarbonetos em rochas calcárias que se localizam abaixo de uma espessa camada de sal e em águas ultraprofundas (Figura 1.1).

Em relação ao processo de formação destas camadas, a região entre a costa ocidental da África e a oriental da América do Sul contava com um riquíssimo depósito de matéria orgânica que viria se acumulando ao longo de milhões de anos sob o sal petrificado e posteriormente prensado por pesadas camadas e lâminas d’água, transformando-se em petróleo. A camada mais antiga de sal foi depositada durante o processo de abertura do oceano Atlântico, após a quebra do Gondwana (supercontinente que teoricamente afundou formando a junção oceânica das placas americanas e africanas respectivamente) e suposto afastamento entre a América do Sul e a África – processo iniciado há cerca de 120 milhões de anos. As camadas mais recentes de sal foram depositadas durante a última fase de mar raso e de clima semiárido a árido (1 a 7 Milhões de anos) (GELEZAUSKAS, 2013).

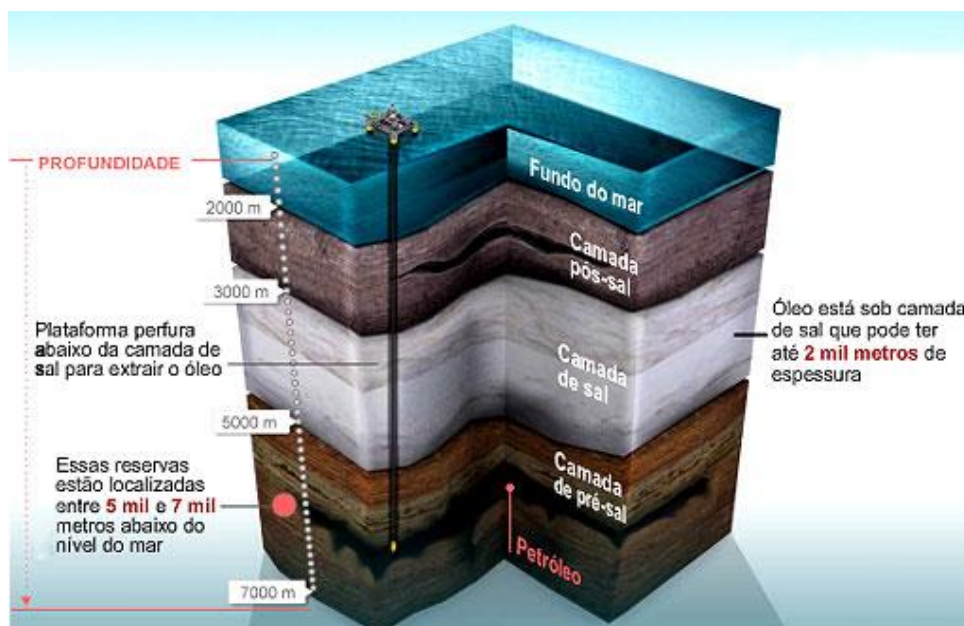


Figura 1.1. Camadas típicas dos reservatórios.

Fonte: (VEJA, 2011)



Figura 1.2. Mapa geral da província do Pré-Sal.

Fonte: (VEJA, 2013).

As camadas do Pré-Sal se estendem até cerca de 300 quilômetros do litoral, distinguindo-as das descobertas petrolíferas que ocorrem acima do sal, agora denominado “Pós-Sal” e se desdobram ao longo de 800 quilômetros entre os Estados do Espírito Santo e Santa Catarina, englobando três bacias sedimentares (Espírito Santo, Campos e Santos), como mostra a Figura 1.2.

No entanto, com a descoberta das jazidas e a excelente qualidade do óleo<sup>1</sup> existente, o cenário econômico no Brasil se mostra realmente promissor. Além do petróleo e o gás natural serem atualmente as principais fontes de energia existentes, as diversas atividades relacionadas possuem alta relevância em termos econômicos, financeiros e políticos. Sendo, portanto, uma fonte de dinamização de desenvolvimento regional capaz de proporcionar grandes benefícios em termos de emprego, pesquisa e desenvolvimento tecnológico, geração de impostos, compensação financeira para os entes públicos e outros.

Além disso, o aumento na produção poderá suprir o mercado nacional e possibilitar ainda a exportação de petróleo e derivados. Hoje a produção de petróleo nos campos do Pré-Sal operados pela Petrobras já atingem 376 mil barris por dia (junho/2013) e a expectativa é que se produza mais de um milhão até 2017 e que dobre a produção até 2020, podendo ainda aumentar as reservas atuais de 15,3 bilhões de *boe* para aproximadamente 100 bilhões de

<sup>1</sup> Por exemplo: Óleo com °API entre 26 e 29 na Bacia de Santos na região da cessão onerosa (PETROBRAS, 2013a).



barris e situar o Brasil em uma posição importante no cenário político-econômico internacional (BRASIL, 2013).

Esta contribuição do Brasil poderá aumentar a estimativa da Energy (2013) sobre o volume das reservas mundiais de petróleo, provadas em 2012 em 1.668,9 bilhões de barris, quantidade suficiente para garantir exatos 52 anos e 9 meses de produção mundial de energia (ENERGY, 2013). Frisa-se que, ao longo da última década, as reservas globais de petróleo cresceram 26%. Os países da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) continuam a dominar o ranking, controlando 72,6% das reservas mundiais. Atualmente, o Brasil ocupa a 15ª (Figura 1.3) colocação do ranking. Levando em conta as estimativas conservadoras, que apontam que o Pré-Sal possui reservas da ordem de pelo menos 60 bilhões de barris de petróleo, o país tem chances de entrar para a lista das 10 maiores potências petrolíferas até 2030, ultrapassando Estados Unidos e Líbia (ENERGY, 2013).

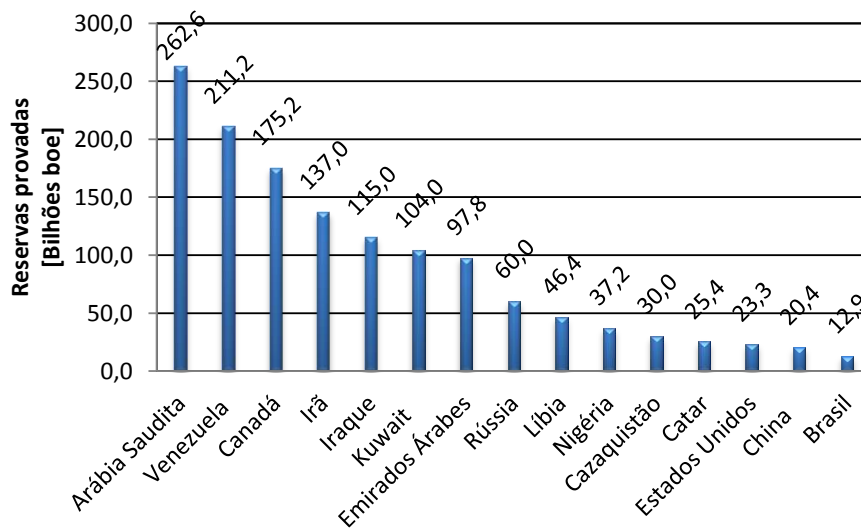


Figura 1.3. Principais reservas provadas de petróleo bruto em 2011.

Fonte: (CIA, 2013)

Outro fator relevante relaciona-se a produção mundial de petróleo que cresceu 2,2% em 2012, com um incremento de 1,9 milhão de barris por dia, marca superior ao crescimento da demanda, de apenas 890 mil barris. O Estados Unidos tiveram o maior aumento, de um milhão de barris/dia, um recorde para o país, que caminha para tornar-se a nova Arábia Saudita do petróleo até 2020 (Figura 1.4) (ENERGY, 2013).

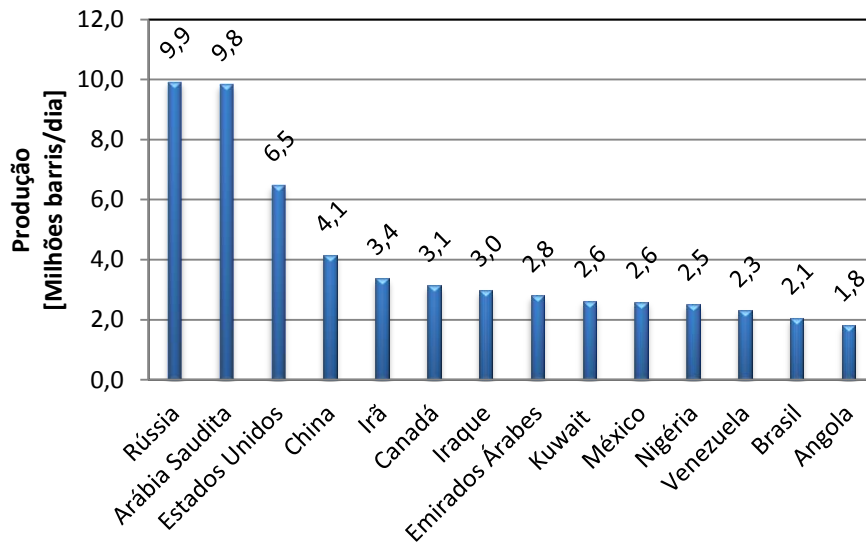


Figura 1.4. Principais produtores de petróleo em 2011.

Fonte: (CIA, 2013)

Destaca-se ainda que, em 2012, o mundo consumiu em média 90 milhões de barris de petróleo por dia, um aumento de 0,9% em relação ao ano anterior (ENERGY, 2013), ocupando os Estados Unidos o primeiro lugar com um consumo diário de 18,9 milhões de barris por dia. Porém, o Brasil aparece em 6º lugar como um dos maiores consumidores de petróleo do mundo (Figura 1.5).

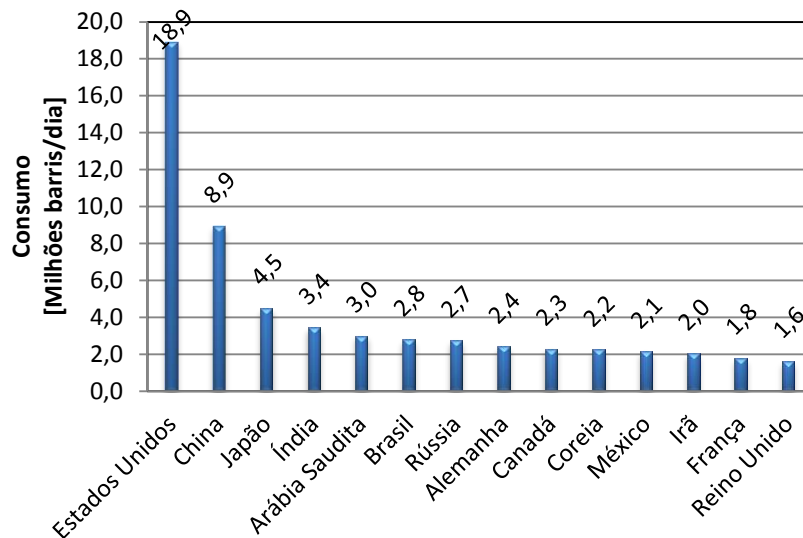


Figura 1.5. Principais consumidores de petróleo em 2011.

Fonte: (CIA, 2013)

No que tange ao direito de exploração das áreas do Pré-Sal, o alto índice de sucesso nas perfurações e as boas perspectivas destas áreas, o governo julgou conveniente alterar as leis de exploração e produção nas áreas do Pré-Sal, sob a alegação de que a Lei do Petróleo (Lei 9.478/97) havia sido elaborada em uma época em que o país era dependente da importação de

petróleo e apresentava alto risco exploratório. Desta forma, o Governo dispoñdo de maioria parlamentar, alterou o marco regulatório e implementou um novo modelo que objetivava inicialmente aumentar as participações governamentais, manter a atratividade para os investidores e redistribuir os ganhos decorrentes da produção em favor de toda a sociedade.

Embora estas modificações possam ser favoráveis ao Brasil, elas também vêm acompanhadas de incertezas e desafios que são focos de análise nesta dissertação, como por exemplo: a modificação do ambiente regulatório será realmente benéfica para a economia brasileira? Quais serão as vantagens da alteração do tipo de contrato na área do Pré-Sal? A modificação do tripé de sucesso: estabilidade regulatória, segurança jurídica e respeito às regras de mercado, conquistadas pela Lei do Petróleo, não gera uma insegurança para os investidores estrangeiros no setor?

Entretanto, no setor de petróleo e gás, as repercussões causadas por alterações como estas, somente poderão ser observadas no médio e longo prazo, podendo gerar resultados negativos para o país. Mesmo estando recente, nesta dissertação houve um esforço em levantar as repercussões iniciais causadas por este novo marco e compará-las às repercussões causadas pela Lei do Petróleo (Lei 9.478/97). Estes resultados são essenciais para projeções de mercado realizadas por empresas especializadas, e para que os cidadãos tomem conhecimento sobre os interesses e as repercussões de uma mudança de tamanha magnitude.

## **1.1. OBJETIVOS**

O presente trabalho tem como objetivo fazer uma análise dos principais impactos econômicos e políticos causados pelo novo ambiente para explorar e produzir petróleo no Brasil e comparar com as repercussões causadas pela Lei do Petróleo (Lei 9.478/97).

## **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Dentro do objetivo principal, os objetivos específicos se distribuem em dois tópicos:

1) Análise dos principais impactos econômicos advindos pela alteração do ambiente regulatório no Pré-Sal:

- na produção de petróleo e gás natural;
- nas participações governamentais;
- nos principais setores do PIB;
- no desenvolvimento do Pré-Sal;
- nos investimento em pesquisa, desenvolvimento e inovação;

2) Análise dos principais impactos políticos ocorridos pela alteração do marco regulatório no Pré-Sal:

- instabilidade política;
- impacto político da PPSA;
- capitalização da Petrobras.

### **1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO**

Este trabalho é estruturado em seis capítulos, sendo assim distribuídos:

No presente capítulo (Capítulo 1) são abordados assuntos relevantes para o desenvolvimento da dissertação, especificando a estrutura, objetivo e uma breve contextualização do tema e sua relevância.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre o tema proposto, iniciando com a evolução da legislação no setor petrolífero brasileiro. Em seguida, aborda-se a repercussão da Lei do Petróleo criada em 1997, destacam-se as principais inovações do novo marco regulatório, com ênfase nos contratos de concessão e partilha de produção e finaliza-se com uma revisão sobre as perspectivas na área do Pré-Sal.

No Capítulo 3 é discutida a metodologia utilizada para o desenvolvimento do presente trabalho, detalhando os principais impactos analisados.

No Capítulo 4 abordam-se os principais impactos econômicos ocasionados pela alteração do marco regulatório do Pré-Sal, sentidos principalmente nas participações governamentais e nos diversos setores que compõe o PIB, além de discutir sobre os principais elementos e repercussões relacionados ao desenvolvimento do Pré-Sal. Por fim, disserta-se sobre a importância e ameaça aos investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor petrolífero.

O Capítulo 5, por sua vez, enfatiza os principais fatores políticos também ocasionados pela alteração da legislação do setor petrolífero nas áreas do Pré-Sal. Destaca-se a instabilidade política, os interesses aparentes e os impactos políticos relacionados à criação da PPSA e à Capitalização da Petrobras.

No Capítulo 6 é apresentada uma consolidação de resultados em forma de conclusão e perspectivas para trabalhos futuros.

## CAPÍTULO 2

### 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste Capítulo é mostrado a evolução dos fatores marcantes da legislação no setor petrolífero brasileiro, destacando as principais repercussões da Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo) e elucidando as características fundamentais do novo marco regulatório nas regiões do Pré-Sal. Além disso, é apresentada uma discussão das principais características e diferenças entre o contrato de concessão e o atual regime de partilha de produção.

#### 2.1. EVOLUÇÃO DA LEGISLAÇÃO NO SETOR PETROLÍFERO NO BRASIL

De uma forma geral, a história da indústria do petróleo no Brasil pode ser dividida nas seguintes etapas: 1) do período das atividades isoladas até o monopólio estatal (1.892 a 1.953); 2) do período da criação do monopólio estatal até a promulgação da Lei n° 9.478/97 (1.953 a 1.997) e 3) promulgação da Lei n° 9.478/97 até a implementação do novo marco regulatório (1997 a 2010), conforme demonstrado na Figura 2.1 abaixo.

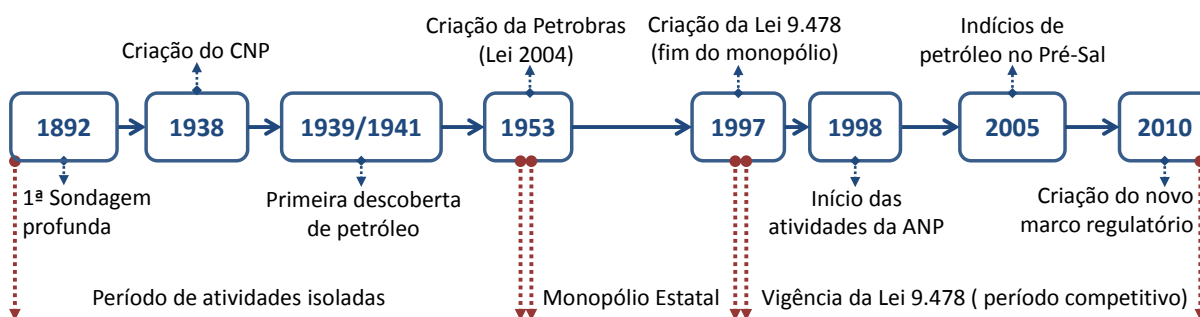


Figura 2.1. Resumo histórico do setor petrolífero no Brasil.

Sob um aspecto histórico, a exploração de petróleo no Brasil ocorreu sob a forma de livre exploração, ou seja, o proprietário do terreno onde o petróleo era encontrado poderia livremente explorá-lo ou cedê-lo. Em 1892, o fazendeiro Eugênio Ferreira de Camargo perfurou o primeiro poço em busca de petróleo em sua fazenda na cidade de Bofete (interior do estado de São Paulo). Porém, o poço de 488 metros de profundidade teve como resultado apenas água sulfurosa, sendo esta a primeira tentativa de se encontrar petróleo em território brasileiro (BRASIL, 2010a).

Com a Constituição Republicana de 1.937, uma fase em que o petróleo se destacou, surgiu o primeiro posicionamento de uma política econômica direcionada à exploração do petróleo.

Em 1.938 foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), órgão ligado diretamente à Presidência da República, criado pelo decreto-lei nº 395 em 29 de abril de 1938 pelo presidente Getúlio Vargas, havendo na época uma disputa entre posições nacionalistas e empresários interessados na exploração do petróleo no Brasil. O CNP foi o órgão governamental brasileiro responsável pela definição da política petrolífera no período de 1939 a 1960, quando acabou incorporado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A criação do CNP foi a primeira iniciativa para estruturar e regulamentar a exploração de petróleo no Brasil. Neste momento, o Brasil dava os primeiros passos para adoção de uma política nacionalista que culminaria com a futura instalação do monopólio estatal no setor. A responsabilidade do CNP consistia em avaliar os pedidos de pesquisa e lavra, além de fiscalizar as atividades de importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo. A partir do decreto que instituiu o CNP, as jazidas, mesmo que ainda não descobertas, passaram a ser patrimônio da União (MME, 2013).

Entretanto, para (LEITE, 2007), o CNP foi, na maior parte do tempo, exceto na fase heroica inicial, apenas um órgão auxiliar que calculava as planilhas de preço dos derivados e concedia autorizações de menor importância. A autonomia era da Petrobras, com raros momentos de exceção, tanto em relação ao órgão regulador como ao próprio MME.

Contudo, foi somente em 1939, no bairro de Lobato (Salvador-BA) que foi descoberta a primeira jazida de petróleo explorável comercialmente. No ano de 1948 foi criado o Centro de Estudos e Defesa do Petróleo, cujo objetivo era coordenar a campanha "O Petróleo é Nosso". Em 1949 entra em operação, na região do Recôncavo Baiano, o primeiro oleoduto brasileiro. No entanto, em 1950 ocorre a instalação da refinaria Landulfo Alves no município baiano de Mataripe e o primeiro petroleiro (embarcação de transporte de petróleo) foi lançado ao mar.

O regime da livre exploração ou cessão física do petróleo foi alterado no Brasil a partir da década de 50 pela Lei 2004, de 03 de outubro de 1953, com a campanha "O Petróleo é Nosso", quando foi criada a empresa estatal Petrobras para exercer o monopólio da União na pesquisa, lavra, refino e transporte do hidrocarboneto, seus derivados e do gás natural (ALKIMIM, 2011). O monopólio da importação somente passou a ser exercido pela Petrobras no início dos anos 1960.

De 1953 a 1997 as operações de exploração e produção de petróleo, bem como as demais atividades ligadas ao setor de petróleo, gás natural e derivados, exceto a distribuição

atacadista e a revenda no varejo pelos postos de abastecimento, foram administradas pela Petrobras. O trabalho de exploração, produção, refino e transporte de petróleo no Brasil foi exercido por mais de 40 anos pela Petrobras sob o regime de monopólio, competindo com outras empresas nacionais e estrangeiras.

Portanto, antes da reforma de 1995, o setor de petróleo e gás natural se compunha de um conjunto de distribuidores de derivados, na sua maioria empresas privadas estrangeiras aqui instaladas desde o princípio do século XX, na base de produtos importados, e da concentração de todas as outras atividades em uma única empresa, a Petrobras (LEITE, 2007).

Apesar do sucesso obtido pela Petrobras na execução do monopólio, os resultados na produção de petróleo e gás no Brasil demonstraram que as necessidades do país eram muito maiores do que a capacidade técnica e econômica de uma única empresa. Nesse contexto, o Governo, apoiado na época pela maioria do Congresso Nacional, concluiu pela inconveniência do regime de monopólio na execução das atividades petrolíferas brasileiras, e através da Emenda Constitucional nº 9/1995, o flexibilizou de modo que a União pudesse contratar empresas privadas para a realização das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, refino de petróleo, importação e exportação de petróleo, derivados e gás natural. Note-se que o conceito de flexibilização deve-se ao fato de que o monopólio permanece em poder da União, perdendo a Petrobras apenas o direito exclusivo de executá-lo (ZYLBERSZTAJN, et al., 2012).

Em 06/08/1997 foi sancionada a Lei nº 9.478 pelo presidente Fernando Henrique Cardoso, que regulamentou a redação dada ao artigo 177, §1º, da Constituição Federal, pela Emenda Constitucional nº 09 de 1995, que inseriu o regime regulatório para todo o Setor Petrolífero no Brasil, desde o *upstream* (pesquisa, avaliação, exploração e produção) até o *downstream* (transporte, refino, distribuição e comercialização). Citada lei criou o CNPE – Conselho Nacional de Política Energética e a ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Em 2003, o CNPE foi criado para ser um órgão de assessoramento do Presidente da República com o fim de formular políticas e diretrizes energéticas. O Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000 dispõe sobre a estrutura e funcionamento desse Conselho. A Medida Provisória nº 103, de 1º de janeiro de 2003, posteriormente transformada na Lei nº 10.683, de 28 de maio de 2003, art.1.º, parágrafo 1.º, inciso IV, integra o Conselho como órgão de assessoramento imediato ao Presidente da República, e, o art. 10, trata das competências e da organização.

Integram o CNPE: o Ministro de Estado de Minas e Energia, que o presidirá; o Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia; o Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão; o Ministro de Estado da Fazenda; o Ministro de Estado do Meio Ambiente; o Ministro de Estado do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; o Ministro Chefe da Casa Civil da Presidência da República; um representante dos Estados e do Distrito Federal; um cidadão brasileiro especialista em matéria de energia; e um representante de universidade brasileira, especialista em matéria de energia (BRASIL, 2000).

A função do CNPE é formular políticas e diretrizes de energia destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável e com os seguintes princípios: a) preservação do interesse nacional; b) promoção do desenvolvimento sustentado, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos energéticos; c) proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; d) proteção do meio ambiente e promoção da conservação de energia; e) garantia do fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do artigo 177 da Constituição Federal; f) incremento da utilização do gás natural; g) identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País; h) utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis; i) promoção da livre concorrência; j) atração de investimento na produção de energia; k) ampliação da competitividade do País no mercado internacional (MME, 2013).

Ainda de acordo com (MME, 2013), o CNPE tem como finalidade assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos das áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios, observadas o disposto no parágrafo único do artigo 73 da Lei n.º 9.478, de 1997; rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis; estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear; estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seu derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o artigo 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991 .

Entre 2001 e 2008, o CNPE editou setenta e quatro resoluções, com destaque para as orientações a seguir indicadas. 1º) O conhecimento de bacias sedimentares deve ser ampliado.



Isso reduz a assimetria de informação no setor, o que amplia as chances de o Estado negociar formas contratuais, alíquotas de remuneração e critérios de isenções que sejam aderentes à real lucratividade do projeto de exploração e produção de petróleo; 2º) As bacias marginais podem despertar o interesse de empresas de menor porte, o que exige a adoção de critérios de remuneração ao Estado *ex post*, isto é, ao final do contrato, a fim de eliminar barreira estrutural à entrada de empresas no setor, qual seja, o elevado custo inicial de investimento; 3º) As licitações devem tratar com isonomia a fixação de empresas nacionais ou estrangeiras no Brasil, regra que fomenta a competição no setor; 4º) Deve ser incentivada a aquisição de bens e serviços, de produção nacional, para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Há forte regra de incentivo para o conteúdo local, dado que o volume de bens de conteúdo local que o concessionário adquirir constitui um dos critérios para a vitória em licitações (GOMES, 2009).

A ANP, criada em 1997 pela Lei n ° 9.478 é o órgão regulador das atividades que integram as indústrias de petróleo e gás natural e de biocombustíveis no Brasil. Suas atividades foram iniciadas em 14 de janeiro de 1998. Vinculada ao MME, é a autarquia federal responsável pela execução da política nacional para o setor, que tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, cabendo-lhe, entre outras funções: implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional; promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção; regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas; elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução; autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento; estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores; estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento.

Atualmente, a exploração do petróleo é regulada pela própria Constituição Federal, que traça as principais diretrizes da matéria, e pelas Leis 9.478/1997, 12.304/2010, 12.351/2010 e 12.276/2010.

## **2.2. REPERCUSSÕES DA LEI Nº 9.478/1.997 (LEI DO PETRÓLEO)**

Com o advento da Lei 9.478/97 foi instaurado no Brasil o marco regulatório do Petróleo, que em seu artigo 1º elenca os princípios e objetivos da Política Energética Nacional, tais como: preservar o interesse nacional; promover o desenvolvimento; ampliar o mercado de trabalho; valorizar os recursos energéticos; proteger os interesses do consumidor quanto ao preço, qualidade e oferta dos produtos; proteger o meio ambiente; promover a conservação de energia; garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, conforme § 2º do art. 177 da Constituição Federal; incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural; identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País; utilizar fontes alternativas de energia mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis; promover a livre concorrência; atrair investimentos na produção de energia e ampliar a competitividade do País no mercado internacional (BRASIL, 1.997).

Conforme mencionado acima, a Lei 9.478/97 criou o CNPE, órgão responsável pela formulação de políticas para a área de petróleo e gás natural e a ANP, órgão responsável pela regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo.

A Lei do Petróleo (Lei 9.478/1997) apresentou repercussões positivas no setor econômico do país, pois foi através dela que se deu a estabilidade regulatória, a segurança jurídica e o respeito às regras de mercado para o setor petrolífero. A segurança jurídica foi estabelecida pela própria lei que garantiu igualdade de condições entre a Petrobras e demais empresas que queriam participar do mercado de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. A segurança jurídica também passou a ser garantida pela ANP, por ser uma agência reguladora autônoma e independente, capaz de organizar o mercado e garantir a concorrência. Além do mais, o respeito às regras de mercado se deu pela desregulamentação dos preços dos combustíveis, que possibilitou um sinal correto de preço final, e consequentemente, de remuneração dos investimentos das empresas participantes.

No entanto, a Lei do Petróleo e a consequente criação da ANP instituíram uma nova maneira de intervenção do Estado no setor de petróleo e gás natural, apresentando dois aspectos principais: o aumento da produção de petróleo e gás natural e a inserção de capitais privados no setor, promovendo o desenvolvimento de uma indústria mais moderna e competitiva.

Além do mais, o modelo de concessão adotado pela ANP para a execução das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural demonstrou ser capaz de garantir a atratividade ao mercado petrolífero no setor nacional e internacional, envolvendo grandes empresas produtoras de petróleo e fazendo surgir novos operadores que se destacaram na participação das licitações realizadas pela ANP.

A inclusão de novos concorrentes no setor petrolífero brasileiro ocasionou também um grande aumento de arrecadação fiscal, que se deu pelo recolhimento das participações governamentais, tais como: os royalties, o bônus de assinatura e a participação especial, assuntos que serão tratados posteriormente.

Com a competitividade trazida pela Lei do Petróleo, a Petrobras, mesmo perdendo o monopólio, se fortaleceu, tornando-se uma respeitável petroleira internacional, com presença em mais de vinte e oito países, além do Brasil. Contudo, o progresso no setor também possibilitou o investimento e o desenvolvimento de novas tecnologias na exploração e produção de petróleo e gás natural, que culminaram na descoberta de reservas do Pré-Sal em águas ultraprofundas.

No entanto, a Lei do Petróleo alcançou um papel fundamental no arcabouço jurídico brasileiro, pois proporcionou maior segurança aos contratos, atraiu grandes investimentos, gerou novos empregos, aperfeiçoou a indústria nacional e tornou-a autossuficiente na produção de petróleo e gás.

Contudo, a Lei 9.428/97 vigorou por um período de aproximadamente dez anos com relativa estabilidade e apresentou resultados visivelmente positivos, onde o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural parecia estar incluído no rol dos mercados maduros e atrativos próprios das nações mais desenvolvidas. Entretanto, com a descoberta do Pré-Sal tal estabilidade foi ameaçada, colocando o país em um cenário de estagnação que vinha causando transtornos, não somente para as empresas já concessionárias do setor de exploração e produção de petróleo e gás, mas também para empresas que haviam incluído em seu portfólio, a possibilidade de investir no Brasil (ZYLBERSZTAJN, et al., 2012).

A 11ª Rodada de Licitação de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares do país foi realizada pela ANP em 14 de maio de 2013, depois de cinco anos de interrupção dos leilões e teve um número recorde de empresas habilitadas, cerca de 64 empresas, das quais um total de 30 grupos saíram vencedores (18 estrangeiros e 12 nacionais) de 12 países diferentes. O leilão da 11ª Rodada de Licitações arrecadou em bônus de assinatura R\$2,82 bilhões, volume que é R\$823 milhões superior ao recorde anterior

das rodadas, que foi R\$2,1 bilhões obtido em 2009 na 9ª Rodada de Licitação (OLIVEIRA, 2013) o que comprova mais uma vez o sucesso obtido pela implementação da Lei 9.478/97.

### **2.3. NOVO MARCO REGULATÓRIO**

Como visto no capítulo anterior, mesmo a Lei 9.478/97 repercutindo positivamente no setor econômico do Brasil, houve, pelo Governo, a necessidade de alteração do marco regulatório nas áreas do Pré-Sal. Esta alteração se deu, tendo em vista que, mencionada Lei foi criada em uma época que o Brasil era dependente da importação de petróleo para abastecimento do mercado interno, momento este que o risco exploratório era considerado elevado. Contudo, tornou-se necessária a busca de um modelo que possibilitasse a elevação das participações governamentais, com a manutenção da atratividade para os investidores e a redistribuição dos ganhos decorrentes da produção em favor da população.

Nesse contexto, as modificações do marco regulatório do Pré-Sal se deram com o envio de quatro projetos de lei para votação em 2009: o primeiro projeto de lei, que de fato modificou a Lei 9.478, instituiu para os campos de petróleo encontrados sob a camada Pré-Sal o regime contratual de partilha, em que o contratado assume os riscos da exploração comercial e que, caso obtenha êxito, adquire o direito à restituição em óleo, ressalvada a parcela destinada à União; o segundo dispunha sobre a cessão onerosa, pela União à Petrobras, das atividades de pesquisa e lavra de petróleo nas áreas concedidas do Pré-Sal no limite de cinco bilhões de *boe*, uma vez que a estatal figura como operadora de todos os blocos dessa área; já o terceiro projeto, em razão do vasto potencial econômico dos novos campos, criaria o Fundo Social com o intuito de gerir os recursos provenientes da exploração do petróleo na camada Pré-Sal; o quarto projeto de lei autorizaria a criação da Petrosal, hoje denominada Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA), empresa pública que objetiva à gestão dos futuros contratos de partilha, bem como das atividades para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de propriedade da União (SILVA, 2011.).

Entretanto, tais projetos de lei deram origem a três novas leis: 1) Lei nº 12.276/2010, que autorizou a cessão onerosa de direitos de exploração da União e a capitalização da Petrobras, 2) Lei nº 12.304/2010, que autorizou a criação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e 3) Lei nº 12.351/2010, que introduziu o regime de partilha de produção e criou o Fundo Social.

Realizou-se na Figura 2.2 uma cronologia referente aos caminhos percorridos até se chegar às novas leis que compõem o novo marco regulatório do setor petrolífero no Brasil.

Logo a seguir, apresentam-se os pontos principais desse novo modelo de exploração e produção de petróleo.

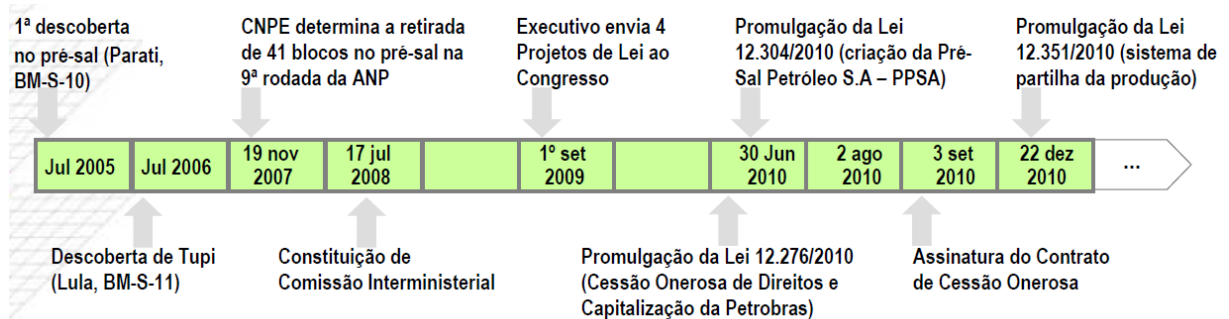


Figura 2.2. Cronologia do novo marco regulatório nas áreas do Pré-Sal.

Fonte: (PETROBRAS, 2012)

### 2.3.1. Lei 12.276/2010: Dispõe sobre a Cessão Onerosa de Direitos e a Capitalização da Petrobras

Para uma melhor compreensão, este tópico está dividido em duas seções: a primeira se trata da cessão onerosa de direitos da União em favor da Petrobras e a segunda dos principais motivos para a capitalização da Petrobras.

#### Cessão Onerosa

A cessão onerosa de áreas do Pré-sal à Petrobrás foi proposta pelo Poder Executivo, por meio do Projeto de Lei nº 5.941, de 31 de agosto 2009, com o fito de antecipar o usufruto dos benefícios representados pelo Pré-Sal (antecipação de receita da União) e dotar a Petrobrás de recursos necessários ao desempenho do papel central a ela atribuída pelo regime de partilha de produção em áreas do Pré-Sal e em áreas estratégicas (operadora exclusiva das áreas, com participação mínima de 30% nos consórcios), bem como para o pagamento das áreas objeto da cessão onerosa e para os investimentos correspondentes nestas áreas.

A mencionada proposição foi convertida na Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, sem que fossem promovidas alterações de vulto pelo Legislativo. Nos termos desta Lei, a União cedeu onerosamente à Petrobras, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no Pré-Sal. A cessão ocorrerá até que a Petrobras extraia o número de barris equivalentes de petróleo especificado no contrato de cessão, o que não poderá exceder a cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo. Neste caso, a Petrobras possuirá a titularidade dos produtos cedidos pela União. A Figura 2.3 mostra a localização dos campos

destinados à cessão onerosa (Franco, Florim, Iara, Tupi Nordeste, Tupi Sul, Guará Leste e Peroba).



Figura 2.3. Localização dos campos destinados à cessão onerosa.

Fonte: (GIMENEZ, 2013)

Referidos campos estão submetidos ao contrato de cessão onerosa que conterá os seguintes itens em seu contexto: 1) a identificação e a delimitação geográfica das respectivas áreas; 2) os volumes de barris equivalentes de petróleo; 3) os valores mínimos e as metas de elevação ao longo do período de execução do contrato, o índice de nacionalização dos bens produzidos e os serviços prestados para execução das atividades de pesquisa e lavra; 4) o valor e as condições do pagamento e 5) as condições para a realização de sua revisão, levando em consideração os preços de mercado e a especificação do produto da lavra. Reiterando que este contrato deve ser submetido à apreciação do CNPE. Ademais, os volumes de barris equivalentes de petróleo, bem como seus valores econômicos, serão determinados a partir de laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras. Competindo à ANP obter o laudo técnico de avaliação das áreas que subsidiará a União nas negociações com a Petrobras sobre esses valores e volumes (BRASIL, 2010b).

Em troca desta cessão, a Petrobras realizará o exercício das atividades de pesquisa e lavra por sua exclusiva conta e risco. E o pagamento devido pela Petrobras pela cessão onerosa ocorreu por meio de títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado, sob condições constantes em ato do Ministro da Fazenda.

Além do mais, a ocorrência de acidentes ou eventos que afetem a produção nas áreas de exploração estabelecidas no respectivo contrato de cessão não deverá ser considerada na definição do valor do contrato ou na sua revisão. Sendo a ANP responsável pela regulação e fiscalização das atividades a serem realizadas pela Petrobras, estendendo-se, inclusive, aos termos dos acordos de individualização da produção a serem assinados entre a Petrobras e os concessionários de blocos localizados na área do Pré-Sal.

Em relação aos royalties, eles serão devidos sobre o produto da lavra de que trata esta Lei 12.276/10, nos termos do art. 47 da Lei nº 9.478/97. A parcela do valor dos royalties que representar 5% da produção será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990/89. Já a parcela do valor dos royalties que exceder a 5% da produção será distribuída nos termos do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478/97 (BRASIL, 2010b).

### **Capitalização da Petrobras**

A proposta de capitalização da Petrobras se deu pelo interesse da União, enquanto sócia controladora da Companhia, de dotá-la dos recursos necessários para realizar os investimentos que viabilizarão a exploração das áreas do Pré-Sal. A Petrobras foi contratada diretamente pela União para a pesquisa e posterior exploração e produção de petróleo, nos termos do artigo 12 da Lei 12.351/10, dispensada de participar da licitação. Além do mais, a Petrobras terá participação mínima de 30% (trinta por cento) no consórcio obrigatório previsto no artigo 20 da Lei 12.351/10, criando o legislador uma reserva de mercado em favor da Petrobras (MME, 2009).

*“Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a Petrobras e com a empresa pública de que trata o § 1o do art. 8º desta Lei...”* (BRASIL, 2010c).

Esta capitalização ocorreu por dois motivos: o primeiro era a necessidade de capital para colocar em prática um vultoso plano de negócios que, segundo a própria empresa, previa investimentos de U\$224 bilhões até 2014; já o segundo estabelecia que, com o aumento do capital, a empresa também poderia aumentar seu endividamento, sem que o limite de 35% para a relação entre a dívida e o patrimônio fosse ultrapassado, o que faria com a empresa perdesse classificação junto às agências de risco. A dívida da empresa em junho de 2007 havia atingido R\$118 bilhões, que equivalia na época a 34% do seu patrimônio (OLIVEIRA, et al., 2012).

Neste processo de capitalização, foram ofertadas publicamente pela Petrobras ações que compreendeu a emissão de 2.369 milhões de ações ordinárias e 1.901 milhões de ações

preferenciais, vendidas aos preços de R\$29,65 por ação ordinária e R\$26,30 por ação preferencial (GLOBO, 2010).

O processo de capitalização foi concluído em 01/10/2010, tendo permitido o aumento de capital dessa empresa em R\$120,25 bilhões, dos quais R\$74,8 bilhões corresponderam a recursos utilizados para pagamento à União por conta da cessão onerosa de áreas do Pré-Sal e R\$45,45 bilhões permaneceram no caixa da Petrobras (GLOBO, 2010).

### **2.3.2. Lei 12.304/2010: Cria a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)**

A Lei 12.304/2010 autorizou o Poder Executivo a criar a empresa pública Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), competindo-lhe praticar todos os atos necessários à gestão dos contratos de partilha de produção celebrados pelo MME. Dentre estes atos, destacam-se: representação da União nos consórcios formados para a execução dos contratos de partilha de produção; defesa dos interesses da União nos comitês operacionais; avaliações técnicas e econômicas dos planos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás natural, bem como o cumprimento das exigências contratuais referentes ao conteúdo local; monitoramento e auditoria da execução de projetos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural; monitoramento e auditoria dos custos e dos investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção; análise dos dados sísmicos fornecidos pela ANP e pelos contratados sob o regime de partilha de produção; e representação da União nos procedimentos de individualização da produção e nos acordos decorrentes, nos casos em que as jazidas da área do Pré-Sal e das áreas estratégicas se estenderem por áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha de produção (LIMA, 2011).

O objeto da PPSA é gerir os contratos de partilha de produção celebrados pelo MME e gerir os contratos de comercialização de petróleo. No entanto, a PPSA não assumirá os riscos e não responderá pelos custos e investimentos referentes às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção, decorrentes dos contratos de partilha de produção, conforme determina o § 2º do artigo 8º da Lei 12.351/2010 (BRASIL, 2010d). Contudo, a administração pública não necessitará de licitação para a contratação da PPSA, desde que referida empresa realize atividades relacionadas ao seu objeto.

O capital social da PPSA será composto por ações ordinárias nominativas, integralmente sob a propriedade da União. O número máximo de empregados e o de funções e cargos de livre provimento será fixado através do estatuto.



Os recursos da PPSA serão constituídos, dentre outros, pelas rendas provenientes da gestão dos contratos de partilha de produção, inclusive parcela que lhe for destinada do bônus de assinatura relativo aos respectivos contratos e pelas rendas provenientes da gestão dos contratos que celebrar com os agentes comercializadores de petróleo e gás natural da União.

### **2.3.3. Lei nº 12.351/2010: Cria o Fundo Social e introduz o sistema de Partilha de Produção**

A Lei nº 12.351/2010 tem como principais objetivos a criação de um Fundo Social e a introdução do sistema de partilha de produção, que modifica a forma de participação econômica do Estado nos lucros obtidos na exploração dos recursos provenientes do Pré-Sal, o que possibilita a União ficar com a maior parte da riqueza produzida.

Segundo disciplina a lei 12.351/10 em seu artigo 2º, partilha de produção é:

Art. 2º- [...]

I - regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato (BRASIL, 2010c).

Deste modo, no contrato de partilha, como será detalhado a seguir, o Poder Público ficará com parte do petróleo retirado depois de declarada a viabilidade comercial da jazida. Os riscos do empreendimento são suportados pelo contratado e caso seja declarada a viabilidade de um poço, os custos e os investimentos realizados serão ressarcidos.

Referida Lei, além de introduzir o regime de partilha de produção, em seu artigo 47 dispõe sobre a criação do Fundo Social, cuja finalidade é constituir fonte de recursos para os desenvolvimentos social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

O Fundo Social tem como objetivos: constituir poupança pública de longo prazo com base nas receitas auferidas pela União; oferecer fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma prevista no art. 47 e mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis.

Os recursos do Fundo Social se dividem em: parcela do valor do bônus de assinatura destinada a ele pelos contratos de partilha de produção; parcela dos royalties que cabe à

União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção, na forma do regulamento; receita advinda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme definido em lei; os royalties e a participação especial das áreas localizadas no Pré-Sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União, na forma do regulamento; os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades e outros recursos previstos em Lei (BRASIL, 2010c).

A política de investimentos do Fundo Social tem por objetivo buscar a rentabilidade, a segurança e a liquidez de suas aplicações e assegurar sua sustentabilidade econômica e financeira. Os investimentos e aplicações serão destinados preferencialmente a ativos no exterior, com a finalidade de mitigar a volatilidade de renda e de preços na economia nacional. Sendo esta política de investimentos definida pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social – CGFFS, que terá sua composição e funcionamento estabelecidos em ato do Poder Executivo, assegurados a participação do Ministro de Estado da Fazenda, do Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão e do Presidente do Banco Central do Brasil.

É de competência do CGFFS definir: o montante a ser resgatado anualmente do Fundo Social, assegurada sua sustentabilidade financeira; a rentabilidade mínima esperada; o tipo e o nível de risco que poderão ser assumidos na realização dos investimentos, bem como as condições para que o nível de risco seja minimizado; os percentuais, mínimo e máximo, de recursos a serem investidos no exterior e no País e a capitalização mínima a ser atingida antes de qualquer transferência para as finalidades e os objetivos definidos na mencionada Lei (BRASIL, 2010c).

Além do mais, a União poderá contratar instituições financeiras federais para atuarem como agentes operadores do Fundo Social, que terão direito a remuneração pelos serviços prestados, a União poderá ainda participar, com recursos do Fundo Social, como cotista única, de fundo de investimento específico.

Foi também criado pela referida Lei o Conselho Deliberativo do Fundo Social - CDFS, com a atribuição de propor ao Poder Executivo, ouvidos os Ministérios afins, a prioridade e a destinação dos recursos resgatados, sendo a composição, as competências e o funcionamento estabelecidos em ato do Poder Executivo. O CDFS deverá submeter os programas e projetos a criteriosas avaliações quantitativa e qualitativa no decorrer de todas as fases de execução, monitorando os impactos efetivos sobre a população e nas regiões de intervenção. Sendo os recursos do Fundo Social destinados aos programas e projetos, dando ênfase aos critérios de

redução das desigualdades regionais. A Figura 2.4 a seguir mostra de forma esquemática a atuação dos entes responsáveis pelo Fundo Social.

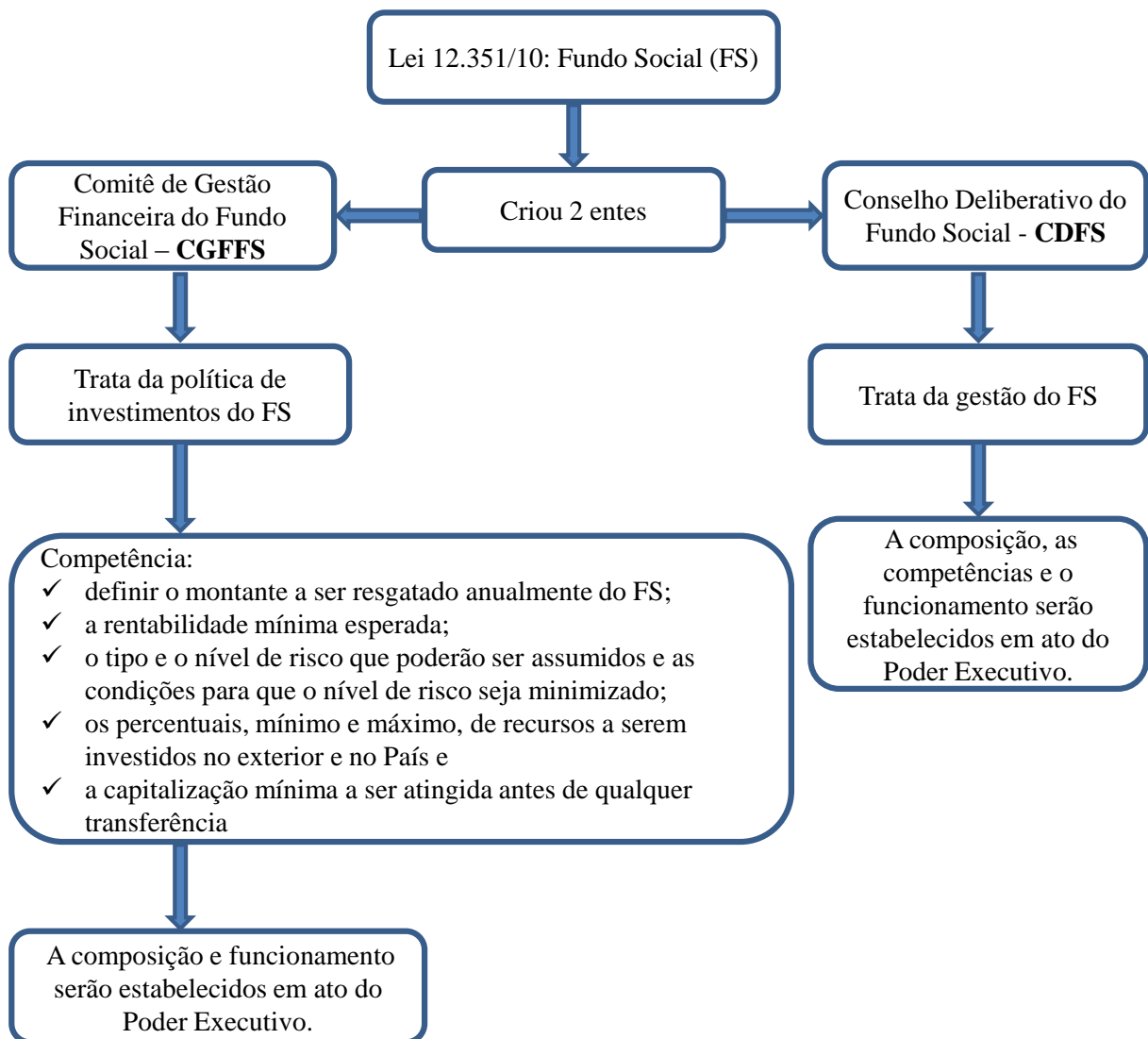


Figura 2.4. Esquema de atuação dos entes responsáveis pelo Fundo Social.

## 2.4. CONTRATOS DE CONCESSÃO

A contratação por concessão na indústria do petróleo e gás natural é aquela na qual o Estado (representado por uma agência estatal ou empresa pública) concede a uma ou mais empresas petrolíferas nacionais ou estrangeiras o direito exclusivo de explorar e produzir petróleo, por sua conta e risco, tornando-se proprietárias do óleo e gás produzidos e podendo deles dispor livremente, observando, contudo, as regras do contrato e os mecanismos de taxação aplicáveis. No entanto, na concessão, o concessionário assume sozinho o risco exploratório e adquire a propriedade de todo o petróleo e gás produzidos, em compensação,

paga royalties e as demais participações governamentais previstas pela Lei nº 9.478 (bônus de assinatura, participação especial, pagamento pela ocupação ou retenção de área).

Os contratos de concessão garantem direitos exclusivos para pesquisa, lavra e comercialização do petróleo extraído de uma determinada área por um determinado período de tempo. Nesse tipo de contrato, o grau de suporte e qualificação profissional exigido é, em geral, menos complexo do que aquele exigido para negociar um contrato de partilha de produção. Contudo, o processo licitatório de uma concessão requer muita experiência e conhecimento técnico. A principal desvantagem desse tipo de contrato é comercial, no sentido de que normalmente há uma falta de adequado conhecimento sobre o potencial de uma área a ser concedida, pois as explorações sísmicas tendem a ser parciais. Se o conhecimento da área for incompleto, o Governo corre o risco de não maximizar seu retorno (LIMA, 2009).

O contrato de concessão propicia ao Estado um menor controle sobre as fases de exploração e produção, bem como um menor controle sobre a política comercial (comercialização) do petróleo extraído, que é de propriedade do concessionário e que, portanto, decide a quem vende e a quanto vende, bem como se exporta ou não. O concessionário, portanto, possui o direito de controlar integralmente o processo, da exploração à comercialização, em uma área específica e por um certo período de tempo (GOMES, 2009).

De acordo com o MME (2009), o Brasil não alterará os contratos de concessão vigentes e não modificará o modelo de concessão para áreas fora do Pré-Sal. O novo modelo será aplicado somente para a exploração e produção de novas áreas, ainda não concedidas, na região do Pré-Sal ou outras consideradas estratégicas, aquelas que apresentam baixo risco exploratório e alto potencial para a produção de hidrocarbonetos.

Os blocos já concedidos continuarão sendo regidos pela Lei, regulação e cláusulas contratuais a que os concessionários aderiram quando assinaram os respectivos contratos. Não haverá novas concessões na área do Pré-Sal. Entretanto, na eventualidade de descobertas de novas áreas com as mesmas características do Pré-Sal (baixo risco exploratório e elevado potencial), e que venham a ser classificadas como estratégicas, o CNPE poderá propor que sejam exploradas sob a modalidade de partilha da produção.

O prazo de vigência dos contratos de concessão permanecerá o prazo de 27 anos para a produção, contados a partir da declaração de comercialidade, sendo o período exploratório variável de acordo com localização do bloco e respectiva modalidade exploratória (bacias de elevado potencial, nova fronteira ou madura) (MME, 2009).

No modelo de concessão, uma nova descoberta aumenta o conhecimento geológico e reduz os riscos dos investimentos em exploração e desenvolvimento dos campos, isso se reflete na atratividade do leilão e no preço que as empresas estão dispostas a pagar pelo bônus de assinatura, ou seja, pelo direito de investir naquele campo. Quanto menor o risco, maior o valor do bônus.

Nestes contratos existem regras que incentivam o investimento pelos agentes privados como: a) a recuperação integral dos custos incorridos na fase de exploração e produção no cálculo do imposto de renda e da participação especial, b) a permissão para o cálculo do valor da depreciação de bens de forma acelerada, c) a elevação pela companhia exploradora de créditos fiscais derivados de valores investidos, d) isenções tributárias temporárias e taxas reduzidas para áreas pouco exploradas, e) carregamento de prejuízos, por tempo ilimitado, para fins de deduções de bases de cálculos em etapas posteriores do projeto de exploração e produção de petróleo (GOMES, 2009).

Importante destacar que no contrato de concessão, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo serão exercidas apenas quando precedidas de licitação. Os blocos do contrato de concessão serão definidos pela ANP.

Outro fator relevante é que 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.

Na fase de exploração, o período definido para descoberta se encerra com a declaração de comercialidade do campo. Nesta fase o objetivo é viabilizar a descoberta de jazidas e, em seguida, permitir que o concessionário avalie a descoberta. Entre as obrigações do concessionário está a de cumprir o programa exploratório mínimo proposto na oferta vencedora, com período variável entre três e oito anos. Nesse período, as empresas devem adquirir dados, realizar novos estudos geológicos e geofísicos, perfurar poços exploratórios e avaliar se as eventuais descobertas são viáveis. A avaliação da descoberta será realizada integral e necessariamente durante a fase de exploração. E antes do término da fase de exploração, o concessionário poderá, a seu critério exclusivo, efetuar a declaração de comercialidade da descoberta.

Na fase de produção, também com período de tempo definido, engloba avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo. Nesta fase, a produção de cada campo começará na data da entrega da respectiva declaração de comercialidade pelo concessionário à ANP e terá a duração de 27 anos, podendo ser reduzida ou prorrogada conforme o contrato de concessão.

A prorrogação poderá ser requerida pelo concessionário ou pela própria ANP, e concluída a fase de produção, o campo deverá ser devolvido à ANP. No início da fase de produção, deve o concessionário entregar o plano de desenvolvimento, preparado com observância da racionalização da produção e do controle de declínio das reservas, de acordo com a legislação brasileira aplicável e com as melhores práticas da indústria do petróleo. São de inteira responsabilidade do concessionário todas as construções, instalações e fornecimento dos equipamentos para a extração, tratamento, coleta, armazenamento, medição e transferência da produção. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção. Se as partes não chegarem a um acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos de acordo com os princípios gerais de direito aplicáveis.

## **2.5. CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

No regime de partilha, a União é proprietária do petróleo extraído e o contratado tem direito à restituição, em óleo, do custo de exploração. O nome partilha deriva justamente do fato de as empresas partilharem com o Governo o óleo excedente. Ao final do processo de exploração, o contratado será proprietário do custo em óleo e de sua parcela de óleo excedente. Já o Governo não receberá todo o petróleo produzido, mas somente sua parcela de óleo excedente.

Contudo, a principal característica do regime de partilha de produção é a repartição, entre a União e o contratado, do petróleo e gás natural extraídos de uma determinada área. Segundo este modelo, durante a fase exploratória, o contratado assume sozinho os riscos de não descoberta. Porém, em caso de sucesso exploratório, os seus custos serão ressarcidos em petróleo/gás (custo em óleo) pela União, de acordo com os critérios previamente estabelecidos no contrato. Uma vez descontados os investimentos e custos de extração, de acordo com a forma pactuada no contrato, a parcela restante do óleo produzido na partilha (excedente em óleo) é dividida entre a União e o contratado (MME, 2009).

Importante salientar que, o custo em óleo é a parcela da produção de petróleo e gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos que será devida ao contratado, somente em caso de descoberta comercial, destinada à cobertura dos custos e dos investimentos realizados na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações. Essa parcela estará sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos no edital e no contrato.

Enquanto que, o excedente em óleo é a parcela da produção de petróleo e gás natural a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e aos royalties. Além do mais, o excedente em óleo da União poderá ser aumentado ao longo do contrato de partilha devido a critérios relacionados à eficiência econômica, à rentabilidade, ao volume de produção e à variação do preço do petróleo e do gás natural. A União poderá receber sua parcela de excedente em óleo desde o início da produção do campo.

Ademais, a divisão do excedente em óleo entre a contratada e o Governo pode ser dividida por percentuais fixos ou dividido de acordo com uma escala baseada em uma ou mais variáveis, como, por exemplo, a produção do campo, a área do contrato, ou o preço do hidrocarboneto. A divisão com escala variável é a mais comum e pode ter critérios diferenciados para o caso do gás natural.

Em relação às participações governamentais, estarão presentes neste regime somente duas, tais como: o bônus de assinatura e os royalties que apresentam alíquota de 15% conforme art. 42, §1º da Lei 12.351/10. Pode-se dizer que, no regime de partilha, a participação especial é substituída pela partilha do “excedente em óleo”, sendo ambos os institutos conceitualmente semelhantes, pois buscam extrair uma parcela da renda extraordinária obtida das jazidas mais rentáveis. Na partilha de produção, o Governo recebe a sua parcela em óleo, obrigando-lhe a se engajar diretamente na comercialização do óleo, ficando, assim, sujeito aos riscos do mercado.

O contrato de partilha pode garantir participação maior na renda de exploração e produção de petróleo, os contratos de partilha permitirão à União dispor de parte dessa produção para comercializá-la diretamente. Do ponto de vista geopolítico, um país estável politicamente, com excedentes exportáveis de petróleo ou derivados, possui os principais requisitos desejáveis pela maioria dos países importadores de petróleo, o que pode se transformar em um diferencial na negociação política.

Além disso, o novo arranjo permite ainda que o Estado assuma, plenamente, o seu papel de planejador, coordenador e maximizador dos resultados da exploração dessas reservas em benefício da sociedade brasileira, de forma inteiramente compatível com o previsto na Constituição Federal. O prazo de vigência dos contratos de partilha estará limitado a trinta e cinco anos, devendo o CNPE estabelecer a duração da fase de exploração, de acordo com o programa exploratório mínimo de cada área (MME, 2009).

Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente assumidos pelo contratado, incluídos os relacionados à aquisição, locação

e ao arrendamento de equipamentos e bens. Ao final do contrato haverá a reversão de equipamentos e bens em favor da União, nas condições previamente estabelecidas no contrato. No que toca aos bens que não sejam objeto de reversão, deverá o contratado fazer a sua remoção.

Os regimes de partilha e mistos são adotados em outros países, conforme mostrado na Figura 2.5. Observa-se que a maioria dos grandes produtores, principalmente aqueles do Oriente Médio, adota o regime de partilha; alguns países desenvolvidos como Estados Unidos, Canadá e Noruega adotam o regime de concessão. Contudo, o Brasil agora se encaixa em um regime misto (partilha e concessão), também utilizado por importantes países produtores, como a Rússia e a Angola.

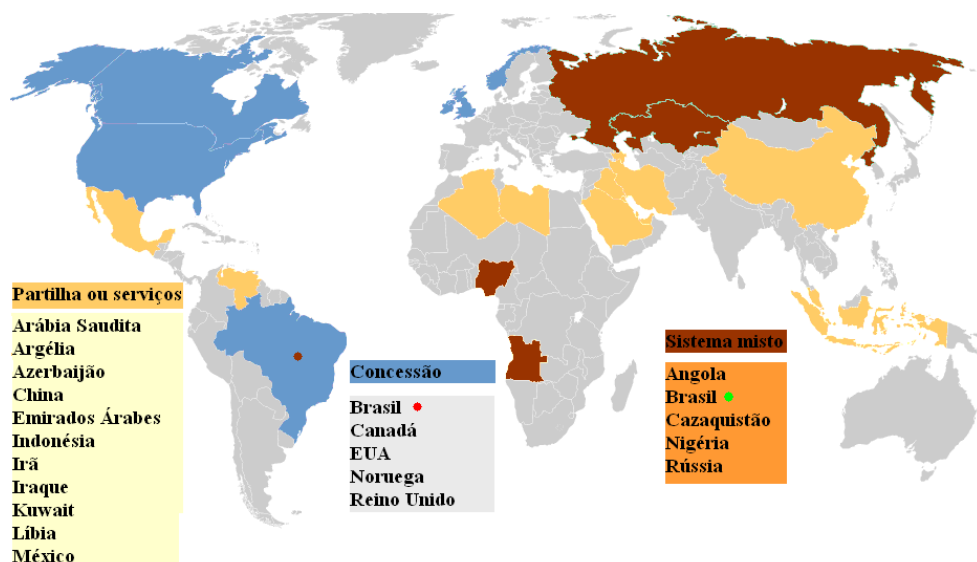


Figura 2.5. Distribuição de sistema regulatório para alguns países, destacando o Brasil.

Fonte: (NASCIMENTO, 2010)

Os modelos de partilha possuem a vantagem de uma maior participação do Governo nas atividades de exploração e produção, e por outro lado, podem prejudicar os investimentos no País. A Tabela 2.1 a seguir destaca outras características importantes do modelo de partilha comparadas ao modelo de concessão discutido na subseção anterior (2.4).



Tabela 2.1. Resumo comparativo entre os contratos de concessão e partilha de produção em mar.

	Partilha	Concessão
Propriedade do óleo e gás	Parte da concessionária e parte da União	100% da concessionária
Forma de pagamento	União recebe em óleo	União recebe em dinheiro
Propriedade das instalações	União	Concessionária
Controle sobre a produção	Maior controle da União	Menor controle da União
Participações governamentais	Bônus de Assinatura + Royalties	Bônus de Assinatura + Royalties + Participação Especial

## 2.6. REVISÃO SOBRE AS PERSPECTIVAS NA ÁREA DO PRÉ-SAL

Nesta seção foram estudadas as perspectivas de outros autores e especialistas na região do Pré-Sal considerando o cenário atual advindo da alteração do marco regulatório.

Para Silva (2011) a descoberta das reservas petrolíferas sob as camadas do Pré-Sal e o novo modelo regulatório são fatos que modificarão permanentemente o cenário econômico brasileiro, como por exemplo, o Brasil tornar-se-á um dos maiores produtores de petróleo do mundo, a exploração do recurso mineral preencherá porcentagem significativa do PIB nacional e, com a criação do Fundo Social, grande volume de dinheiro será colocado à disposição da Administração Pública para investimento em áreas críticas como saúde, educação e cultura. Portanto, pesquisar os alcances econômicos e sociais de vultosa modificação na estrutura regulatória do país não é tarefa simples, cujas soluções para os problemas levantados sejam facilmente encontradas. As questões são muitas, as respostas escassas e contraditórias. Entretanto, pouco a pouco se cristalizam os novos conceitos e noções inerentes a esse novo mundo de possibilidades que se esconde a centenas de metros abaixo do mar. São novas fronteiras econômicas, políticas e sociais para o país, que, contudo, não se reduziram, mas apenas aumentaram os desafios os quais deve o Brasil enfrentar no alcance dessa fronteira (SILVA, 2011.)

Pavan (2012) descreve que a criação do Fundo Social pelo Governo vislumbrou um instrumento político-econômico pelo qual o Estado poderá empreender uma ação eficiente na gestão do montante financeiro obtido com a exploração das jazidas do Pré-Sal. Desta forma, aumentar-se-á o controle e a eficiência da aplicação destes recursos, reduzindo as desigualdades sociais, afastando as ameaças da abundância dos recursos naturais à economia nacional, assim como possibilitando uma ampliação e melhoria das políticas públicas nas

áreas de educação, cultura, esporte, saúde, ciência e tecnologia e meio ambiente, que são os focos dos investimentos a serem realizados com os rendimentos do Fundo Social. A análise da Lei 12.351/2010 evidencia que há ainda muitas questões a serem definidas, como por exemplo: o detalhamento de sua estrutura hierárquica e organizacional; as responsabilidades, deveres e punições dos ocupantes de cargos e funções; o percentual dos recursos a ser transferido ao Fundo Social; a regulamentação de suas aplicações financeiras e a constituição de procedimentos para que os projetos e programas possam receber os investimentos e assim, concretizar a transferência de renda do setor (extremamente lucrativo) para a população e disseminando socialmente a riqueza desta atividade ao invés de concentrá-la nas mãos de uma minoria (PAVAN, 2012).

A principal conclusão afirmada por Martins (2012) é que a exploração do Pré-Sal abre uma enorme janela de oportunidades econômicas e sociais, ao passo que enfrenta enormes desafios institucionais e operacionais. São desafios econômicos, tecnológicos e regulatórios que perpassam o modelo de organização e operação da atividade petrolífera como um todo, a começar pela necessidade de se criar condições que viabilizem a captação do expressivo montante de capital. A pendência mais crítica certamente envolve a questão de saber em que medida as atuais regras de cobrança, distribuição e aplicação dos royalties do petróleo estabelecidos pelo novo marco regulatório se mostrarão efetivas ao objetivo de corrigir as distorções alocativas e regulatórias criadas e/ou aprofundadas pelo regime de concessão (MARTINS, et al., 2012).

Importantes considerações são feitas por Fontes (2010), onde é mencionado que o novo cenário petrolífero brasileiro apresenta-se de forma a surpreender os mercados econômicos, além de criar uma nova expectativa para o setor social em virtude de uma nova estrutura regulatória que permite ao Estado um maior controle sobre os recursos. No entanto, o regime de partilha cumulado com a isenção do Estado quanto ao risco oriundo da atividade, permite uma arrecadação de acordo com seu interesse e sua necessidade. Trata-se de um modelo distinto da definição original do modelo de partilha, uma vez que no modelo de partilha original o risco é partilhado entre o governo e a concessionária. Outro fator importante se refere à identificação da Petrobras como operadora única das áreas do Pré-Sal, o que para a autora fere de pronto a ordem constitucional pelo fato do novo modelo permitir a concessão de privilégios. A lei infraconstitucional aduz que o regime de concessão precede de licitação. Portanto, a contratação direta da Petrobras pela União deve também seguir o preceito constitucional de que a União poderá contratar desde que sejam observados os procedimentos licitatórios. A vinculação da Petrobras ao regime de partilha representa para a autora um

retrocesso a todas as discussões oriundas das transformações legislativas, podendo ser interpretado no mercado internacional como uma forma de protecionismo do regime brasileiro. Nesse sentido, deve-se manter a competição no mercado, mesmo com o modelo contratual diferente (FONTES, 2010).

## CAPÍTULO 3

### 3. METODOLOGIA

A partir de uma metodologia exploratória e descritiva e adotando o modelo de análise descrito na Figura 3.1, foram analisados os principais impactos econômicos e políticos causados pela mudança do marco regulatório. Foram analisados os aspectos positivos e negativos associados à mudança do marco regulatório utilizando inicialmente os seguintes indicadores: 1) investimentos no setor de petróleo e gás; 2) produção de petróleo e gás; 3) arrecadações governamentais; 4) produto interno bruto (PIB); 5) investimentos em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P,D&I); 6) diferença entre institutos criados pela Lei do Petróleo e pelo novo marco regulatório; 7) interesses políticos associados aos institutos criados; 8) participações de empresas nas rodadas de licitação da ANP; 9) atuação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e 10) interferências e interesses na Gestão da Petrobras. Os caracteres políticos e econômicos destes indicadores foram associados de acordo com a Figura 3.1.



Figura 3.1. Modelo de análise adotado para o desenvolvimento desta dissertação.

Tabela 3.1. Resumo dos principais institutos do novo marco regulatório e atual situação.

Leis	Promulgação	Inovação	Situação Atual
12.276	30/06/2010	Cessão onerosa	A Petrobras já está explorando e produzindo as áreas definidas em contrato, tendo encontrado óleo de boa qualidade (entre 26 e 29 °API).
		Capitalização da Petrobras	Processo de capitalização concluído, resultando no aumento da produção e respectiva queda do valor de mercado e das ações.
12.304	02/08/2010	Criou a PPSA	A PPSA encontra-se ainda somente em projeto, aguardando um decreto presidencial que defina seu estatuto e estrutura.
12.351	22/12/2010	Criou o fundo social	O fundo social ainda não está vigorando devido à ausência de licitação nas áreas do Pré-Sal.
		Introduziu o sistema de partilha de produção	O contrato de partilha de produção ainda não foi inaugurado (1ª licitação do Pré-Sal prevista para outubro de 2013).

Um resumo preliminar, mostrado na Tabela 3.1, descreve a situação atual dos principais institutos criados pelo marco regulatório nas áreas do Pré-Sal. Este estudo auxiliou na escolha dos indicadores que pudessem apresentar repercussões e projeções de cenários deste novo ambiente.

É importante salientar que repercussões causadas por alterações de estratégias de mercado e de modelos regulatórios somente são observadas em médio e longo prazo, podendo gerar resultados satisfatórios, assim como por outro lado, resultados catastróficos e dificilmente reversíveis. Entretanto, já passados mais de 16 anos da promulgação da Lei do Petróleo, avaliou-se também as principais repercussões causadas por esta lei para que fossem feitas reflexões sobre a viabilidade de mudanças de estratégias e de modelos de regulação.

Contudo, algumas repercussões provenientes da mudança do marco já podem ser observadas, como por exemplo, desenvolvimento de tecnologias em águas ultraprofundas por parte da Petrobras, atrasos nas rodadas de licitação e investimentos em setores preferenciais que compõem o Produto Interno Bruto (PIB). Este último particularmente pode ter sua composição alterada pela preferência de investimentos focados em alguns destes setores, uma vez que o valor total do PIB é igual ao somatório do consumo privado, dos investimentos

totais, dos gastos do governo e das exportações menos as importações. Neste contexto, tentou-se encontrar indícios da preferência de investimentos em determinados setores, podendo resultar em efeitos negativos ao país e levar a um processo de desindustrialização (“doença holandesa”).

Para uma melhor compreensão dos resultados, os impactos causados pela mudança do marco regulatório foram divididos em duas vertentes: impactos econômicos e políticos.

Em relação aos impactos econômicos, inicialmente foi analisado o impacto da alteração do marco regulatório na produção de petróleo e gás natural, pois outros fatores estão diretamente relacionados à produção, como por exemplo, as participações governamentais e os setores do PIB. Elucidou-se a necessidade de ter uma capacidade de refino suficiente para atender a demanda do setor; conceituaram-se as participações governamentais, tais como: bônus de assinatura, royalties e participação especial, participações estas que se mostraram de extrema importância para a receita do país; por fim, destacou-se como o investimento em pesquisa, desenvolvimento e inovação são fundamentais para a formação profissional do país, além de garantir uma maior competitividade ao mercado.

No que se refere à produção, a expectativa é que mesmo com a alteração do marco regulatório, haja um aumento na produção total de petróleo e gás nos próximos anos, de forma que em 2020 a contribuição do Pré-Sal ultrapasse a das demais reservas nacionais. Isto ocorre principalmente devido às perspectivas de óleo existentes nesta área. Este aumento na produção resultará em grandes impactos no montante arrecadado pelo Governo em impostos e em diversos setores da economia nacional, o que levou a autora a estudar em detalhes estes impactos e as repercussões dos atrasos das rodadas de licitação.

Em relação aos impactos políticos advindos da mudança do marco regulatório, foram analisados efeitos como instabilidade política, interesses e impactos trazidos pela criação da PPSA e o processo de capitalização da Petrobras. Estes temas foram analisados em detalhes já que houvera grandes polêmicas a cerca da real necessidade de alteração do ambiente regulatório, tendo como principal justificativa o fato do modelo de concessão ter sido criado em uma época de incertezas geológicas e altos riscos exploratórios, e que nas regiões do Pré-Sal, os volumes associados eram surpreendentes e o sucesso exploratório absoluto, sendo necessária sua alteração para aumentar as arrecadações e participações governamentais.

Contudo, os tópicos descritos na Tabela 3.2 são apresentados em detalhes na seção de resultados e abordam os indicadores do modelo de análise mencionado anteriormente.

Tabela 3.2. Resumo dos principais fatores identificados como sensíveis à mudança do marco regulatório analisados na seção de resultados.

Impactos econômicos	Produção de petróleo e gás natural
	Participações governamentais
	Setores do PIB
	Desenvolvimento do Pré-Sal
	Sintomas da “Doença Holandesa”
	Investimento em P,D&I
Impactos Políticos	Instabilidade Política
	Criação da PPSA
	Capitalização da Petrobras

Por se tratar de uma pesquisa prospectiva, foram utilizados como fontes de informações sites relacionados ao tema (ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Petrobras, portal de periódicos da CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, EPE – Balanço Energético Nacional, etc.), artigos e documentários em revistas (Brasil Energia, Tn Petróleo, Petro & Gás, Petro & Química) e artigos de jornais, além da Constituição Federal, Leis e Doutrinas.

## CAPÍTULO 4

### 4. ANÁLISE DOS PRINCIPAIS IMPACTOS NOS FATORES ECONÔMICOS

Este capítulo elucida os principais impactos econômicos ocasionados pela alteração do marco regulatório no setor econômico do Brasil advindos pela descoberta do Pré-Sal, analisa-se a produção de petróleo e gás natural, suas repercussões no PIB e a necessidade de ter uma capacidade de refino suficiente para atender a demanda do setor; conceitua-se as participações governamentais, tais como: bônus de assinatura, royalties e participação especial, participações estas que se mostram de extrema importância para a receita do país; por fim, destaca-se como o investimento em pesquisa, desenvolvimento e inovação são fundamentais para a formação profissional do país, além de garantir uma maior competitividade ao mercado.

A Lei 9.478/97 visava o aumento na produção de petróleo e gás natural e a inserção de capitais privados no setor, com o conseqüente desenvolvimento de uma indústria mais moderna e competitiva. O modelo de concessão adotado apresentou os elementos necessários para garantir a atratividade do mercado. O surgimento de novas empresas no setor de exploração e produção de petróleo e gás natural também contribuiu para o crescimento das arrecadações das participações governamentais. Além do mais, o regime de exploração e produção adotado pela lei do Petróleo assegurou a necessária segurança jurídica aos contratos, o que, continuou atraindo investimentos ao setor, gerando empregos e aperfeiçoando a esfera industrial (GIAMBIAGI, et al., 2012).

Conquanto a Lei 9.478/97 tenha sido um sucesso econômico, a exploração do petróleo do Pré-Sal pode ser também uma excelente oportunidade para o Brasil progredir em políticas de desenvolvimento econômico e de redução das desigualdades regionais e sociais. A atividade petrolífera poderá trazer efeitos financeiros, econômicos e fiscais às sociedades, cabendo ao Estado adotar ações para maximizar os benefícios econômicos das atividades e minimizar seus impactos, o que achou melhor fazer por intermédio da alteração do marco regulatório.

Todavia, as oportunidades econômicas que se visualizam para a indústria do petróleo e o país, com a descoberta do Pré-Sal, se propagam também na expectativa de um significativo aumento da renda gerada pelo setor e, conseqüentemente, da parcela a ser apropriada pelo



Estado. Este incremento da receita fiscal do Estado deverá responder pelo impulso econômico causado pela exploração das novas províncias petrolíferas. Contudo, a direção e a intensidade com que este impulso será transmitido para a economia irá depender do novo modelo de cobrança, repartição e aplicação das participações governamentais.

#### 4.1. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

O setor de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil experimentou um período de grande prosperidade ao longo do processo de abertura, autorizado pela emenda constitucional 9/95. Sob o modelo de concessão, que trouxe competitividade ao mercado interno, foram realizadas 11 rodadas de licitações de áreas exploratórias, atraindo investimentos das gigantes internacionais (BG, Shell, Statoil, Repsol, Chevron, Total e outras), fortalecendo a Petrobras e possibilitando a criação de empresas nacionais (OGX, QGEP, HRT e outras). As intensas atividades de exploração de petróleo realizadas por estas empresas, principalmente em ambientes marítimos, resultaram em um aumento expressivo das reservas brasileiras a partir deste período (Figura 4.1), evidenciando a importância da abertura do setor.

No período de 1995 a 2012, as reservas comprovadas no Brasil saltaram de 6,1 para 15,3 bilhões de barris (Figura 4.1). Neste período ocorreram inclusive as descobertas do Pré-Sal que se deu pelo alto nível tecnológico das empresas parceiras e contratadas da Petrobras. Atualmente no campo de Tupi, a Petrobras conta com outras empresas para provar o volume e a qualidade dos reservatórios deste campo (Petrobras operadora com 65% de participação, BG Group 25% e Petrogal/Galp 10%), fato que certamente contribuirá com o aumento das reservas nacionais.

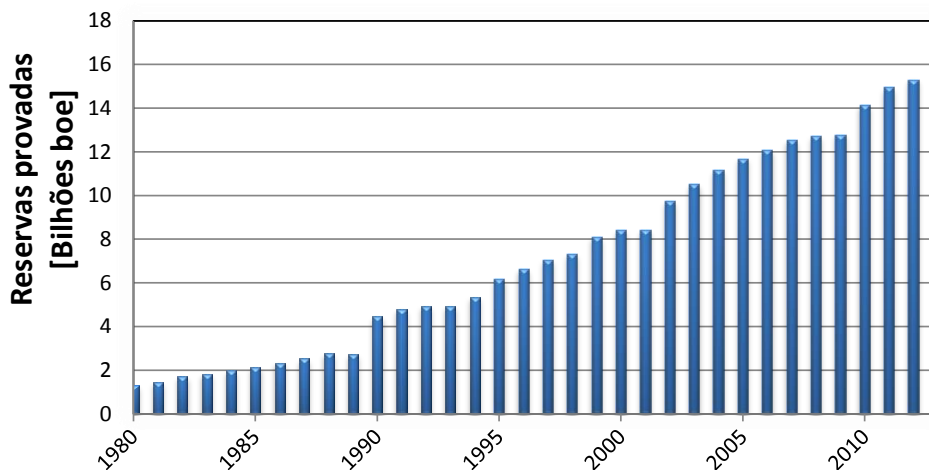


Figura 4.1. Reservas provadas de petróleo equivalente (terra e mar) entre 1980 e 2011.  
Fonte: (IBP, 2013)

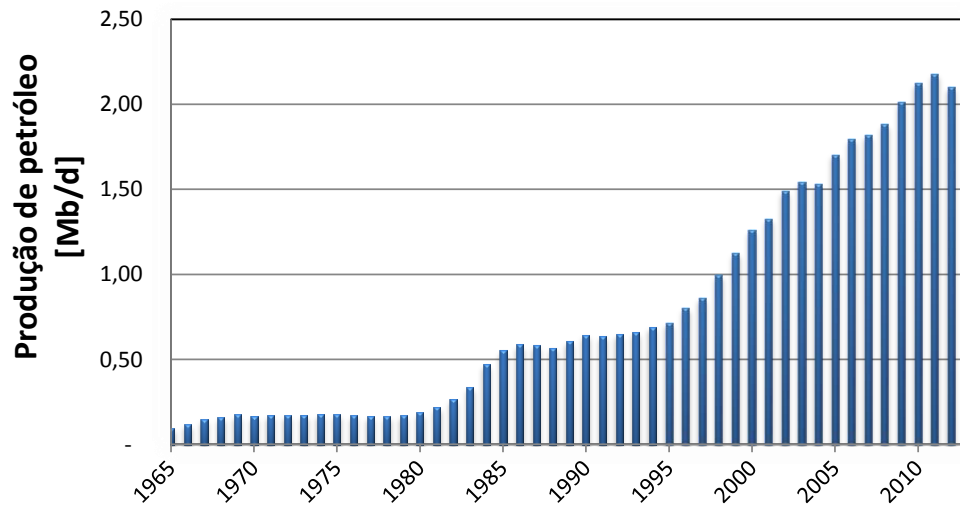


Figura 4.2. Produção nacional de petróleo equivalente (terra e mar) entre 1965 e 2012.  
Fonte: (IBP, 2013)

Além do marco regulatório, outros fatores também podem influenciar na produção de petróleo e gás de uma região, como o ocorrido em 1980 (Figura 4.2) devido à viabilidade do desenvolvimento de campos marítimos causada pela crise internacional de petróleo<sup>2</sup>.

Entretanto, a Figura 4.2 mostra que a partir de 1995 houve um aumento expressivo da produção de petróleo no país. É notável que esse aumento exponencial ocorreu principalmente devido às condições favoráveis trazidas pela Lei do Petróleo, como a abertura à competitividade, estabilidade regulatória, segurança jurídica e respeito às regras de mercado.

Nos últimos 10 anos, o crescimento médio anual da produção brasileira foi de 4,2%. Em 2011, o Brasil alcançou a 31ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural, com um total de 9.043 poços responsável pela produção nacional, sendo 8.274 em terra e 769 em mar. Ainda em 2011, a produção nacional de petróleo aumentou 2,5% em relação a 2010, ultrapassando a marca de 768 milhões de barris/ano, o que situou o Brasil na 13ª colocação no ranking mundial de produtores de petróleo (ANP, 2012). Em relação a 2012 (Figura 4.2) e ao primeiro trimestre de 2013, houve uma leve queda na produção devido à parada de duas

<sup>2</sup> Na década de 1970 descobriu-se que o petróleo é um recurso natural não renovável. Estima-se que em 70 anos o produto se esgote. Tal descoberta fez o preço do produto se alterar, fazendo-o triplicar no final de 1977. A OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) já vinha diminuindo a oferta de petróleo desde sua criação para alcançar os objetivos que tinha traçado e por causa disso uma série de conflitos ocorreram com os países árabes integrantes da OPEP. Os conflitos foram: a Guerra dos Seis Dias, em 1967; a Guerra do Yom Kipur, em 1973; a Revolução Islâmica no Irã, em 1979 e a Guerra Irã-Iraque, a partir de 1980. Em apenas cinco meses, entre outubro de 1973 e março de 1974, o preço do petróleo aumentou 400%, causando reflexos poderosos nos Estados Unidos e na Europa e desestabilizando a economia por todo o mundo (GASPARETTO JR., 2013).

plataformas FPSOs (*Floating Production, Storage and Offloading*) para manutenção preventiva e instalação de sete novas plataformas (VIOMUNDO, 2013).

Considerando a produção dos campos do Pré-Sal, de acordo com as previsões do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2008-2017, somente estas áreas permitirão ao país atingir a produção média de aproximadamente 3,4 milhões de barris/dia de petróleo equivalente em 2017, elevando o Brasil à condição de sexto maior produtor mundial. Tal feito certamente elevará o país à condição de exportador de petróleo, tornando-o um importante ator no setor energético mundial.

Segundo dados da Petrobras, a produção de petróleo nos campos operados pela Companhia na província do Pré-Sal nas bacias de Santos e Campos atingiu, em fevereiro de 2013, a marca de 300 mil barris de petróleo por dia. Desse volume, 83% (249 mil bpd) correspondem à Petrobras e o restante às empresas parceiras da Companhia. Ressalta-se ainda que esta produção de 300 mil barris por dia foi alcançada em apenas sete anos, desde a primeira descoberta de petróleo na camada Pré-Sal, ocorrida em 2006. Trata-se de um intervalo de tempo inferior ao que foi necessário para se chegar ao mesmo patamar em outras importantes áreas de produção marítima no mundo, como por exemplo: na porção americana do Golfo do México foram necessários 17 anos, depois da primeira descoberta, para se alcançar a produção de 300 mil barris de petróleo por dia; na bacia de Campos foram 11 anos e no Mar do Norte 9 anos. (PETROBRAS, 2013a). Em março de 2013, a produção no Pré-Sal atingiu a marca recorde de 349 Mbpd (ESTADÃO, 2013).

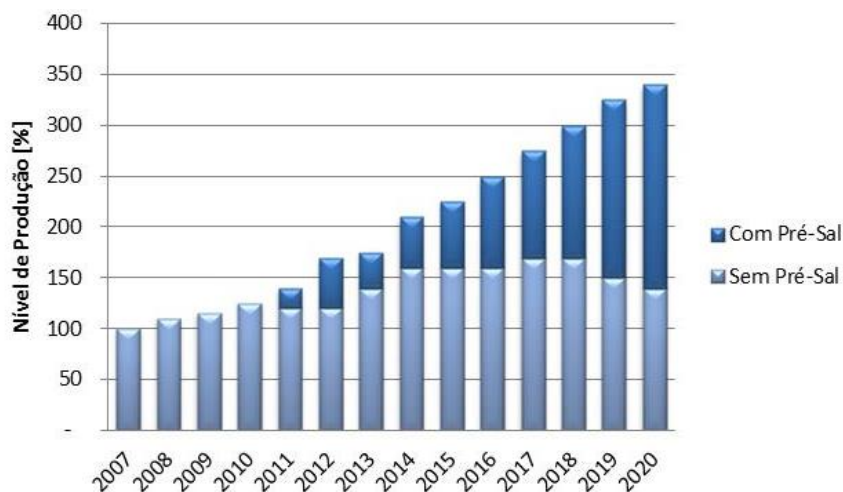


Figura 4.3. Evolução do nível de produção de petróleo e gás natural no Brasil (2007 = 100%).

Fonte: Dados obtidos de (MAGALHÃES, et al., 2012)

A expectativa é que, mesmo com a mudança do marco regulatório, haja um aumento na produção total de petróleo e gás nos próximos anos, como mostra a Figura 4.3, de forma que em 2020 a contribuição do Pré-Sal ultrapasse a das demais reservas nacionais (terrestre e Pós-

Sal). Isso se dá, devido principalmente às perspectivas de óleo existentes nessa área, fato que poderá transformar o Brasil em um dos maiores produtores de petróleo do mundo.

Contudo, conclui-se que a Lei do Petróleo repercutiu positivamente no setor de petróleo e gás, aumentando os investimentos, as reservas provadas e a produção. Entretanto, caso tivesse sido mantido o modelo existente (Lei 9.478/97) para explorar e produzir petróleo nas áreas do Pré-Sal, a tendência seria continuar os investimentos, promovendo assim o aumento da produção e do volume das reservas provadas, podendo inclusive ultrapassar as expectativas previstas com a alteração do marco regulatório.

## 4.2. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

As receitas tributárias do setor de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil se caracterizam através das participações governamentais, que são pagamentos que devem ser realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural, nos termos dos artigos 45 a 51 da Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo). Referidas participações governamentais causaram, a partir de sua vigência, um vigoroso implemento nas receitas públicas desta espécie e tem contribuído, desde então, para multiplicar as possibilidades de aplicações de recursos para o bem estar da população.

Preceitua o artigo 26 da Lei 9.478/97:

*Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes. (BRASIL, 1997)*

Mencionado artigo, impõe às empresas a obrigação de pagar ao Estado participações legais ou contratuais devidas pela produção de óleo e gás. Essas obrigações legais ou contratuais são conhecidas como participações governamentais e são divididas pela Lei do Petróleo em:

- Royalties;
- Participação Especial;
- Bônus de Assinatura;
- Pagamento pela ocupação ou retenção da área.

Importante salientar que as participações governamentais no novo regime de partilha de produção são somente duas: os royalties e o bônus de assinatura. Nos próximos tópicos

discute-se cada uma destas modalidades de participação governamental, destacando seus conceitos e suas aplicações nas receitas do setor petrolífero.

#### **4.2.1. Royalties**

Desde a antiguidade, os royalties se destacam como uma importante forma de arrecadação governamental. No Brasil, seu pagamento é feito mensalmente à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), que tem como atribuição repassá-los aos estados e municípios brasileiros, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência e Tecnologia e ao Fundo Especial. Este Fundo é administrado pelo Ministério da Fazenda e distribuído a todos os estados e municípios da Federação, de acordo com o Fundo de Participação dos Estados e o Fundo de Participação dos Municípios (ANP, 2013), respectivamente, conforme art. 11 do Decreto nº 2.705/98:

“Art. 11. Os royalties previstos no inciso II do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, vedada quaisquer deduções”.

No Brasil, a Lei 9.478 aumentou a alíquota dos royalties de 5% para até 10% nos contratos de concessão, possibilitando um aumento significativo das receitas do país (Figura 4.4). Esta lei estabeleceu que estados e municípios produtores, além da União, têm direito à maioria absoluta dos royalties do petróleo. A divisão atual é de 40% para a União, 22,5% para os estados produtores e 30% para os municípios produtores. Os 7,5% restantes são distribuídos para todos os municípios e estados da federação (SENADO, 2012). A alíquota de dez por cento poderá ser reduzida em até cinco por cento pela ANP, tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes. Esta redução deve ser prevista no edital de licitação correspondente. Já nos blocos do Pré-Sal, a alíquota dos royalties corresponde a 15% do valor da produção, conforme art. 42, §1º da Lei 12.351/10.

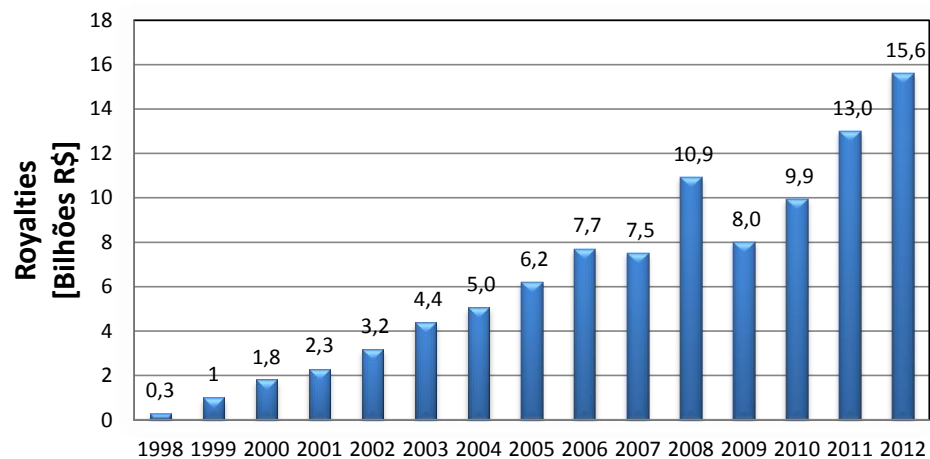


Figura 4.4. Arrecadação de royalties sobre a produção de petróleo e de gás natural entre 1998 e 2012  
Fonte: (ANP, 2013)

A Figura 4.4 ilustra a importância da promulgação da Lei 9.478, que possibilitou um aumento expressivo das arrecadações a partir de 1997, alcançando 15,6 bilhões de reais em 2012.

Faz-se imperativo ressaltar que a compensação financeira, prevista no § 1.º, do artigo 20 da Constituição Federal, surgiu como contrapartida a não incidência de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) sobre petróleo e seus derivados (art. 155, X, “b” da CF), podendo prejudicar os Estados produtores.

Art. 20, § 1º - É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração (BRASIL, 1988).

“Art. 155. Compete aos Estados e ao Distrito Federal instituir impostos sobre: ... X - não incidirá:... b) sobre operações que destinem a outros Estados petróleo, inclusive lubrificantes, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e energia elétrica...”.

Portanto, conforme previsto no § 1º do art. 20 da Constituição Federal, pertencem à União os recursos naturais, minerais, inclusive o subsolo da plataforma continental e da zona econômica exclusiva e dispõe também que estados e municípios tem direito a usufruir das participações governamentais na exploração deste patrimônio com participação nos resultados ou então com compensação financeira.

Desse modo, os estados e municípios não produtores recebem uma parcela da compensação financeira, a qual é relativamente inferior à compensação recebida pelos estados produtores. O aludido tratamento disparitário tem por alicerce o fato da distinção da produção,

ou seja, os estados produtores recebem uma quantia maior de compensação por suportarem os custos sociais, ambientais e fiscais da indústria do Petróleo.

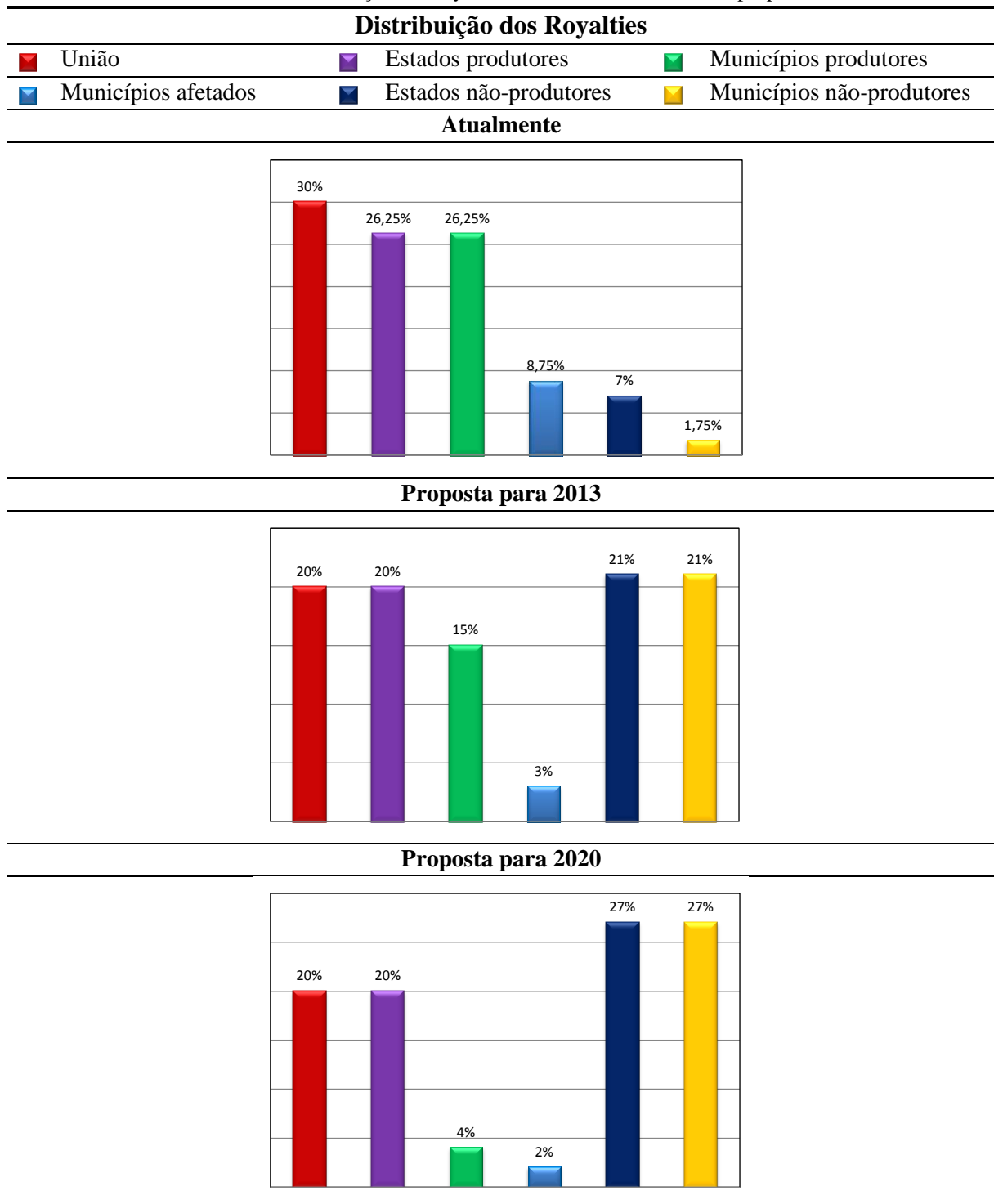
Sobre o assunto, destaca-se o pronunciamento do Senhor Ministro do Supremo Tribunal Federal Nelson Azevedo Jobim no julgamento do Mandado de Segurança (MS) 24.312:

O SENHOR MINISTRO NELSON JOBIM - Em 1988, quando se discutiu a questão do ICMS, o que tínhamos? Houve uma grande discussão na constituinte sobre se o ICMS tinha que ser na origem ou no destino. A decisão foi que o ICMS tinha que ser na origem, ou seja, os Estados do Sul continuavam gratuitamente tributando as poupanças consumidas nos Estados do Norte e do Nordeste. Aí surgiu um problema envolvendo dois grandes assuntos: energia elétrica - recursos hídricos - e petróleo. Ocorreu o seguinte: os estados onde ficasse sediada a produção de petróleo e a produção de energia elétrica acabariam recebendo ICMS incidente sobre o petróleo e energia elétrica. Então, qual foi o entendimento político naquela época que deu origem a dois dispositivos na Constituição? Daí por que preciso ler o § 1º do Art. 20, em combinação com o inciso X do art. 155, ambos da Constituição Federal. O que se fez? Estabeleceu-se que o ICMS não incidiria sobre operações que se destinassem a outros estados - petróleo, inclusive lubrificante, combustíveis líquidos, gasosos e derivados e energia elétrica -, ou seja, tirou-se da origem a incidência do ICMS. Veja bem, toda a produção de petróleo realizada no Estado do Rio de Janeiro, ou toda produção de energia elétrica, no Paraná e no Pará, eram decorrentes de investimentos da União. Toda arrecadação do País contribuiu para aquela produção. Assim, decidiu-se da seguinte forma: tira-se o ICMS da origem e se dá aos estados uma compensação financeira pela perda dessa receita. Aí criou-se o § 1º do art. 20 (...) (STF, 2003)

Contudo, com a descoberta do Pré-Sal, além das alterações legislativas já mencionadas, o Governo também quis alterar a distribuição dos royalties. Por isso, foi apresentada uma emenda pelo deputado Ibsen Pinheiro (PMDB-RS), que prevê uma distribuição dos royalties mais igualitária entre todos os estados e municípios da federação. Aprovada na Câmara, a emenda prevê que 30% dos royalties sejam destinados aos estados, 30% aos municípios e 40% à União, sem tratamento diferenciado para os produtores. A chamada "emenda Ibsen" foi além da camada Pré-Sal e estendeu a nova distribuição de royalties também às outras bacias, incluindo as já licitadas (FELLETT, 2011).

O projeto prevê que Estados produtores tenham reduzida sua participação de 26,25% para 20% dos royalties já em 2012. A parcela da União cairá de 30% para 22%. Os municípios produtores, que hoje também recebem 26,25%, passariam para 17% em 2012 e para 4% em 2020. Os municípios afetados pela exploração de petróleo sofrerão cortes de 8,75% para 2%. O substitutivo prevê também a redistribuição na participação especial (tributo pago sobre campos com grande lucratividade). Neste caso, a União, que hoje recebe 50%, receberá 42% em 2012. A partir daí, com a expectativa de aumento das receitas, a União voltará a ter sua alíquota ampliada ano a ano, até chegar a 46%. Os Estados e municípios produtores teriam suas alíquotas da participação especial reduzidas pela metade: os Estados perderão cerca de dois pontos percentuais ao ano, passando de 40% até 20%, e os municípios teriam a participação reduzida de 10% para 5% (FELLETT, 2011).

Tabela 4.1. Distribuição dos royalties atualmente e com a nova proposta.



Fonte: (G1, 2012)

No novo marco regulatório, as distribuições dos royalties ainda não foram decididas, sendo ainda motivo de grandes discussões nos Tribunais. Em decisão monocrática na Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) 4917, ajuizada pelo governador do Rio de Janeiro, a ministra do Supremo Tribunal Federal (STF) Cármen Lúcia suspendeu, em caráter cautelar



em 18 de março de 2013, os dispositivos que preveem novas regras de distribuição dos royalties do petróleo contidas na Lei 12.734/2012. Caso esta ADI seja julgada improcedente, a distribuição dos royalties ocorrerá conforme estabelecido pela Tabela 4.1, que mostra um resumo da distribuição atual e como será a distribuição dos royalties a partir de 2013 e de 2020 nos termos da Lei 12.734/12 apresentando última alteração em 14 de março de 2013.

Conforme resumido na Tabela 4.1, poderá haver uma redução de 30% para 20% na fatia de royalties destinada à União. Os estados produtores deixarão de receber os atuais 26,25% dos royalties, passando para 20%. Os municípios produtores também passarão de 26,25% para 15% em 2013 diminuindo até 4% de 2020 em diante. Municípios afetados por embarcações sairão dos atuais 8,75% e chegarão aos 3% em 2013 e a 2% em 2020. Estados não produtores aumentarão sua fatia nos royalties, saindo dos atuais 7% para 21% em 2013, chegando a 27% em 2020. Os municípios não produtores terão suas parcelas alteradas de 1,75%, para 21% em 2013 e chegariam a 27% em 2020.

Contudo, ficou evidente que a Lei do Petróleo possibilitou um aumento significativo das arrecadações dos royalties por meio da majoração de suas alíquotas. No entanto, com a alteração do marco regulatório, os royalties continuarão a existir. Porém, o grande impasse se refere à estagnação do setor de petróleo e gás ocasionado pela alteração do marco regulatório. Este fator desencadeou excessivas perdas de investimentos neste setor por deixar de arrecadar grandes quantias neste período.

#### **4.2.2. Participação Especial**

A participação especial é um pagamento suplementar que ocorre nos casos de grande volume de produção ou grande rentabilidade de um campo produtor. Essas participações especiais seriam como uma arrecadação adicional aos royalties e estão detalhadas no artigo 50 da Lei do Petróleo:

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República (BRASIL, 1997).

A base de cálculo da participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação. Sendo esta participação considerada uma das participações mais importantes, visto que arrecada consideráveis quantias de dinheiro.

Destas participações serão aplicadas alíquotas progressivas de 10% a 40% sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, conforme Decreto 2.705/98. Para o cálculo das alíquotas, é considerada a localização da lavra (produção em terra, produção em águas até 400 metros de profundidade e produção em águas acima de 400 metros de profundidade), o número de anos a contar do início da produção e o volume de produção trimestral. Da parcela de 40% destinada ao MME, 70% são destinados ao financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, promovidos pela ANP e pelo MME; 15% para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético; e 15% para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional (CESPEG, 2010).

Para ilustrar a importância da participação especial no âmbito das arrecadações governamentais, apresenta-se um gráfico da distribuição da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural desde o ano 2000 (Figura 4.5).

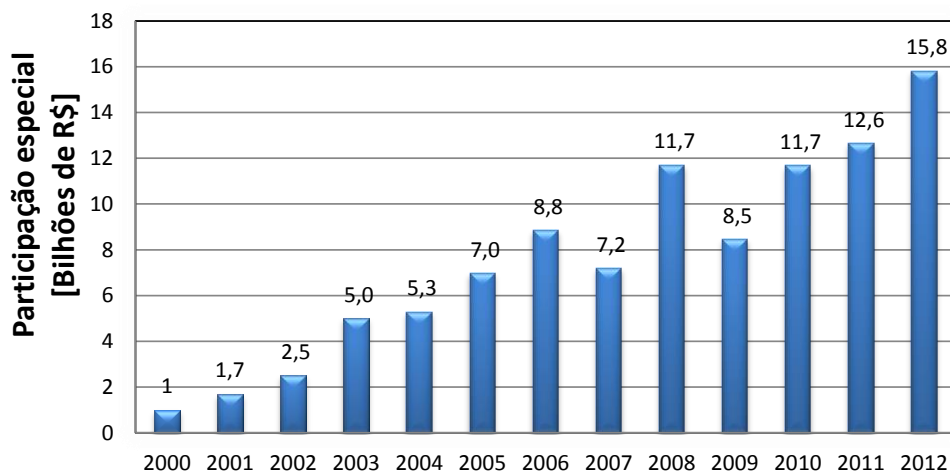


Figura 4.5. Participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural entre 2000 e 2012.

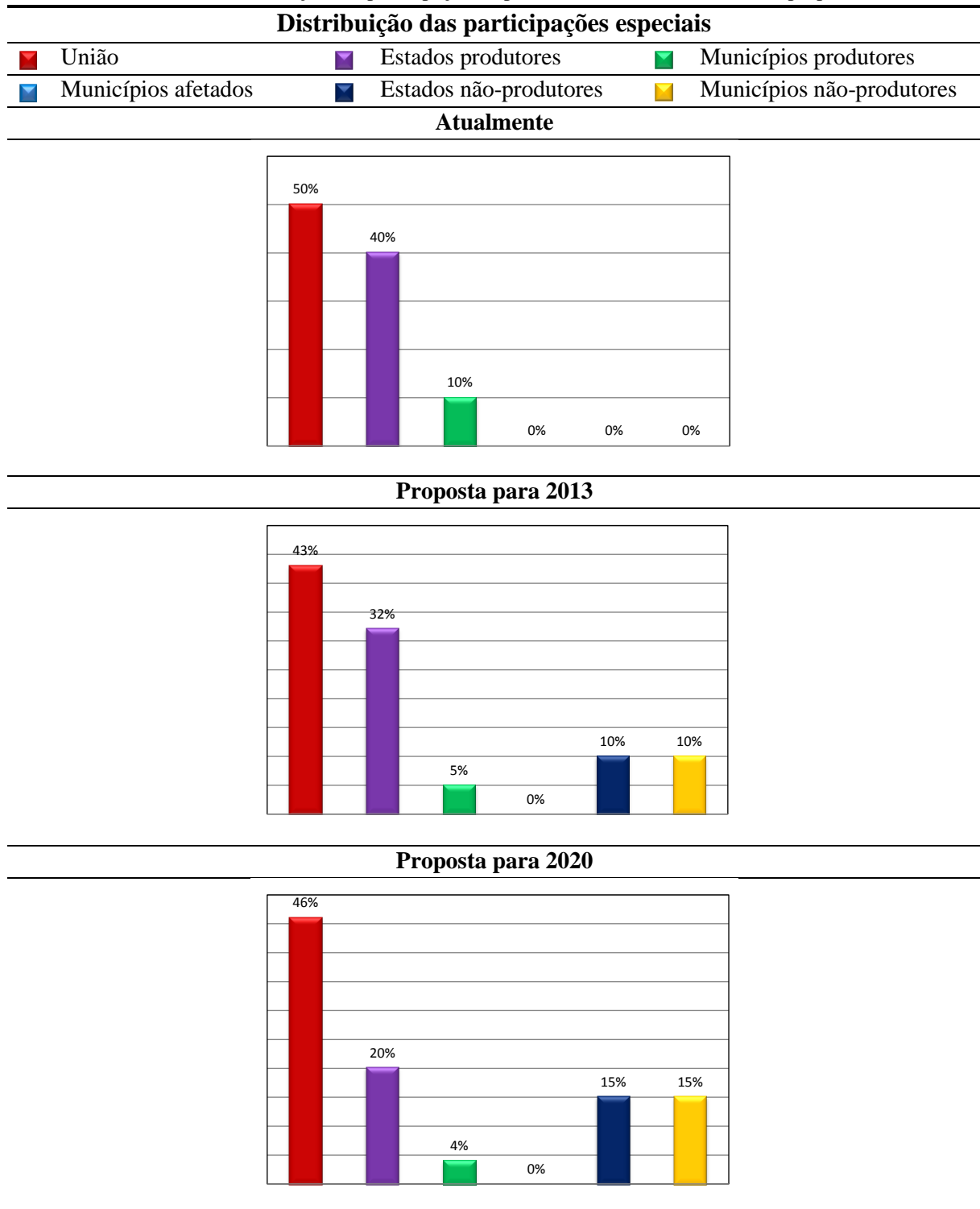
Fonte: (ANP, 2013)

Observa-se que os valores arrecadados com a participação especial se aproximam daqueles arrecadados pelos royalties. A Figura 4.5 exhibe certas oscilações dos valores, com seu ápice em 2012, com cerca de 15,8 bilhões de reais, incrementando mais um fator positivo aqueles advindos da Lei do Petróleo (9.478/97).

Embora não haja arrecadações governamentais por participações especiais no regime de partilha, da mesma forma que os royalties, estas participações são alvos de grandes discussões nos Tribunais. Caso a ADI 4917 seja julgada improcedente, conforme mencionado na subseção anterior referente aos royalties (subseção 4.2.1), as novas regras de distribuição das

participações especiais estabelecidas pela Lei 12.734/2012 deverão seguir as porcentagens descritas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2. Distribuição das participações especiais atualmente e com a nova proposta.



Fonte: (G1, 2012)

Neste caso, em 2013 haverá uma redução de 50% para 43% da parcela da União, chegando a 46% em 2020. Os outros 50% da participação especial vão apenas para estados produtores (40%) e municípios produtores (10%). Pela proposta do Senado, os estados

produtores terão 32% da participação especial em 2013 e 20% em 2020. Os municípios produtores receberão 5% da participação especial em 2013 e 4% em 2020. Outros 10% serão destinados, em 2013, ao Fundo Especiais dos Estados e do Distrito Federal. O índice cresce para 15% em 2020. Os mesmos percentuais são aplicados para o Fundo Especial dos Municípios.

Contudo, as arrecadações governamentais referentes às participações especiais mostraram ser tão importantes quanto às arrecadações dos royalties. No novo modelo de partilha de produção esta modalidade de arrecadação governamental deixou de existir e deu lugar ao excedente em óleo, sendo que em sua essência, ambos os institutos têm a mesma finalidade, qual seja, extrair uma parcela da renda extraordinária obtida das jazidas mais rentáveis. No entanto, se o modelo de concessão tivesse sido mantido, o setor de petróleo e gás contaria com grandes quantias para investir no desenvolvimento do Pré-Sal e em outros setores econômicos (comparado aos royalties). Além disso, no instituto do excedente em óleo, o Governo se arrisca demasiadamente, ficando sujeito a riscos e oscilações de mercado.

### 4.2.3. Bônus de Assinatura

O bônus de assinatura é o valor oferecido pelo licitante vencedor da proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação. Este recurso é destinado à União, a qual pode, de acordo com seu orçamento, repassar parte à ANP. O pagamento é feito integralmente, em parcela única, no ato de assinatura do contrato de concessão. Porém, na área do Pré-Sal, no regime de partilha de produção, o bônus de assinatura não se baseia mais no maior valor oferecido ao Estado, e sim na maior quantidade de petróleo que será oferecido ao Governo.

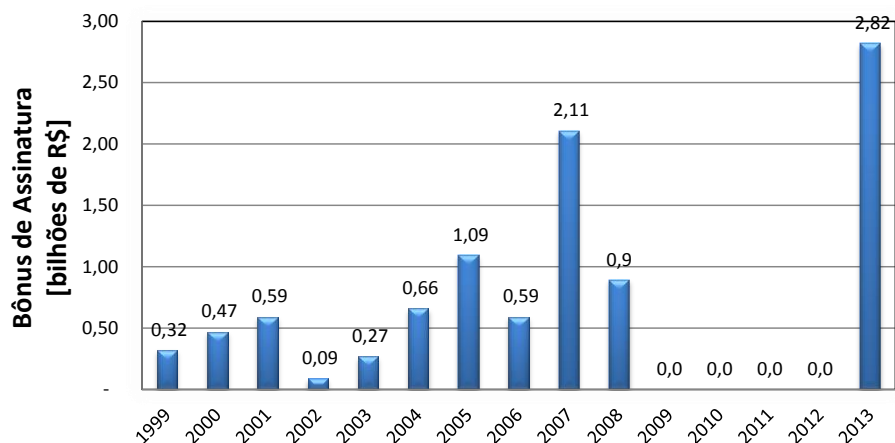


Figura 4.6. Arrecadação de Bônus de Assinatura entre 1999 e 2013.

Fonte: (IBP, 2013)

Embora as arrecadações governamentais provenientes do bônus de assinatura sejam inferiores aos royalties e participações especiais, a Figura 4.6 mostra que em 2007 e 2013 houveram arrecadações expressivas, destacada a 11ª Rodada de licitações da ANP em 2013 com 2,8 bilhões de reais. Este recorde pode estar associado ao fato de que o processo de licitação no Brasil tenha ficado estagnado por cinco anos, após a descoberta do Pré-Sal.

Conclui-se que as licitações geram efeitos positivos no setor econômico de um País, como por exemplo, aumento das reservas provadas, aumento da produção, desenvolvimento de tecnologia, bens e serviços, entre outras. Contudo, a paralisação das rodadas de licitação para alteração do marco regulatório resultou em prejuízos associados a estes fatores, além de deixar de arrecadar recursos provenientes de outras participações especiais, como royalties e participações especiais, para investimento em outros setores da economia.

### **4.3. PRINCIPAIS SETORES DO PRODUTO INTERNO BRUTO (PIB)**

Sabe-se bem que os desafios de exploração e produção do Pré-Sal oferecem grandes oportunidades de desenvolvimento e progresso ao país, como a possibilidade de exportação de petróleo, aumento das arrecadações governamentais e desenvolvimento de tecnologia nacional. Contudo, este desenvolvimento requer imensas quantias de recursos para investimento, podendo chegar a US\$ 1,2 trilhões até meados do século, se confirmadas reservas de 100 bilhões de barris (GIAMBIAGI, et al., 2012), representando quase US\$30 bilhões por ano. Esta quantia pode ser obtida por mecanismos variados graças à abertura do setor pela Lei 9.478 em 1997, podendo hoje contar com títulos da dívida interna e externa, securitização de recebíveis, créditos de instituições financeiras estrangeiras, créditos de instituições financeiras públicas e privadas nacionais, o próprio capital, entre outros.

Além dessa imensa quantia, serão ainda necessários outros recursos como pessoal qualificado e produtos tecnológicos como sondas de perfuração, plataformas, FPSOs e outros. Tudo isso pode gerar efeitos negativos aos setores econômicos do país, como a tendência de investimentos nacionais no setor petrolífero e a supervalorização da moeda, levando a um desequilíbrio fiscal e macroeconômico, efeito conhecido como “doença holandesa”. O PIB, por ser um dos mais importantes indicadores econômicos do país, pode apresentar indícios destes efeitos, considerando intervalos de médio e longo prazo.

Nesta seção buscou-se encontrar uma relação entre as alterações dos setores do PIB, principalmente no que tange a “doença holandesa”, com o novo marco regulatório. Considera-se inicialmente que a alteração regulatória proporcionou um aumento dos investimentos no

setor de petróleo e gás por parte do Governo juntamente com a Petrobras, fazendo com que o Governo deixasse de investir em outros setores importantes para o desenvolvimento do país.

Os investimentos e as atividades de exploração e produção de petróleo podem alterar significativamente as parcelas que compõe o PIB, conforme Tabela 4.3.

Tabela 4.3. Participação setorial na produção regional (2007).

Setor	Brasil	Exportadores de Petróleo	União Europeia	Estados Unidos	Índia	China	Resto do Mundo
Agropecuária pesca e silvicultura	5.2%	4.0%	1.7%	1.6%	11.6%	7.2%	4.3%
Extração de petróleo	1.6%	9.7%	0.2%	0.5%	0.7%	0.9%	1.6%
Extração de gás natural	0.1%	1.6%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.5%
Extração mineral	1.4%	0.8%	0.3%	0.2%	0.7%	1.3%	1.0%
Alimentos	6.1%	3.9%	3.5%	2.6%	5.5%	3.9%	4.3%
Bebidas e produtos do fumo	0.9%	0.6%	1.1%	0.6%	0.6%	0.9%	1.1%
Texteis e artigos do vestuário	1.7%	0.6%	1.4%	1.0%	3.0%	4.6%	1.8%
Artefatos de couro e calçados	0.6%	0.2%	0.4%	0.1%	0.3%	1.1%	0.3%
Produtos de madeira	0.6%	0.6%	0.8%	1.1%	0.3%	1.5%	0.6%
Celulose e papel	1.8%	1.1%	2.1%	1.8%	0.7%	1.5%	1.6%
Refino de petróleo	2.4%	4.4%	2.2%	1.1%	4.7%	2.9%	3.3%
Produtos químicos, artigos de borracha e plástico	5.8%	3.0%	4.6%	3.7%	4.8%	7.1%	4.5%
Produtos minerais não metálicos	0.9%	1.2%	1.2%	0.5%	1.5%	3.1%	1.0%
Metais Ferrosos	1.7%	1.6%	1.1%	0.7%	2.6%	4.9%	1.8%
Produtos de metal	2.0	2.3%	2.9%	2.0%	3.0%	4.6%	2.6%
Peças e veículos automotores	3.0%	2.4%	3.4%	2.3%	1.4%	2.8%	2.9%
Equipamentos de transporte	0.6%	0.5%	1.0%	1.1%	0.8%	0.9%	0.6%
Equipamentos eletrônicos	2.2%	1.0%	1.4%	2.1%	1.0%	4.7%	3.8%
Maquinas e equipamentos	3.0%	3.0%	6.8%	4.5%	6.7%	10.8%	5.2%
Eletricidade	1.9%	2.6%	1.6%	1.5%	3.4%	2.6%	2.1%
Gás e Água Encanada	0.8%	1.0%	0.3%	0.9%	0.4%	0.2%	0.5%
Construção	5.2%	10.0%	8.4%	6.3%	10.8%	8.8%	7.3%
Serviços	50.5%	43.8%	53.5%	62.6%	35.6%	23.5%	47.3%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: (MAGALHÃES, et al., 2012).

A Tabela 4.3 exibe a participação dos setores na produção das regiões, que serve como indicador da estrutura produtiva de cada uma delas. Os Países Exportadores de Petróleo tem cerca de 10% da sua estrutura produtiva concentrada no setor de extração de petróleo e gás. No Brasil, a participação desse setor é de 1,6%. Importante destacar que o restante da indústria de transformação, exceto os setores extrativos, representa apenas 26% da economia dos Países Exportadores de Petróleo, indicador bastante inferior ao da China (55%), da Índia (37%) e do Brasil (33%). Ao passo que, o aumento da oferta de recursos naturais em um setor específico tem repercussões sobre toda a economia. Por isso que o setor petrolífero provoca grande mobilização nos demais setores (MAGALHÃES, et al., 2012).



de barris diários produzidos – hoje está em 2,2 milhões. Para alcançar esse objetivo, a ANP calcula que serão demandados US\$ 400 bilhões em equipamentos e serviços, proporcionando um ciclo virtuoso de investimentos no País. Daqui a oito anos, a indústria do petróleo, liderada pela Petrobras, deverá representar 20% do PIB, o dobro da participação atual. Em 1997, ano no qual o dinheiro começou a circular, representava 3% do PIB (ZAPAROLLI, 2012).

Além disso, outros setores serão beneficiados, como por exemplo, o desenvolvimento de uma indústria de alta tecnologia capaz de fornecer bens e serviços para explorar e produzir petróleo e gás em ambientes extremamente hostis (águas ultraprofundas, altas pressões, e outros).

Neste contexto, Magalhães (2012) fez uma previsão dos setores beneficiados com o desenvolvimento do Pré-Sal, considerando o cenário atual (modelo de partilha de produção) e utilizando um modelo global de equilíbrio geral computável (EGC). Nesse modelo os fluxos de comércio internacional são os elementos chave de ligação entre países, que podem incluir também fluxos de capitais e de fatores produtivos. Os dados foram obtidos no banco de dados do *Global Trade Analysis Project (GTAP)*, conhecido na literatura como *GTAP-Dynamic (GTAP-Gyn)* e sediado na Universidade de Purdue (EUA), cujo projeto de pesquisa foi iniciado em 1980 para o desenvolvimento de uma base de dados e de um modelo de equilíbrio geral computável global. Os resultados são mostrados na Figura 4.8.

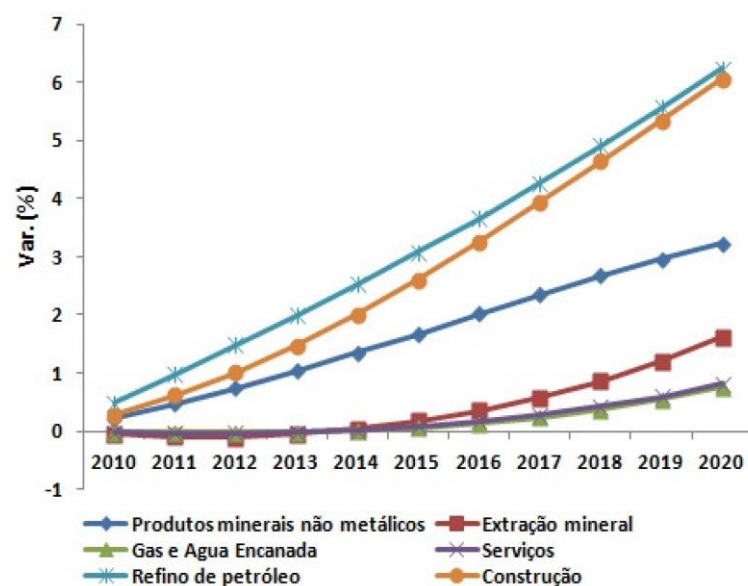


Figura 4.8. Setores do PIB afetados positivamente pela exploração e produção do Pré-Sal  
Fonte: (MAGALHÃES, et al., 2012)

A Figura 4.8 mostra que com a exploração do Pré-Sal os setores do PIB aumentarão significativamente no decorrer dos anos, destacando-se o setor de refino de petróleo e de



construção, o que proporcionará um grande desenvolvimento na economia do país. Dadas às perspectivas de fortes investimentos em exploração, desenvolvimento e manutenção da produção, o Pré-Sal tende a causar impactos positivos também ao longo da cadeia de suprimentos, com destaque para a indústria de bens de capital, com potencial de geração de renda, emprego e conhecimento.

### 4.3.2. Aspectos Negativos

Conforme mencionado anteriormente, os aspectos positivos advindos do Pré-Sal poderão estar associados a aspectos negativos, ligados principalmente à perda de competitividade dos setores industriais nacionais em razão de fatores como apreciação da moeda real, concentração de investimentos nos setor petrolífero, maiores custos e redução das importações. Esta discussão remonta ao fenômeno ocorrido na Holanda, nos anos 60, quando a descoberta de grandes depósitos de gás natural teve diferentes impactos na economia do país. Portanto, a “doença holandesa” refere-se à desindustrialização decorrente de alto crescimento das exportações de petróleo, induzindo a valorização da moeda local e consequente crescimento das importações (B&M, 2010).

Estes fatores negativos também foram previstos por Magalhães (2012) usando o modelo GTAP-Gyn mencionado na subseção anterior e são apresentados na Figura 4.9.

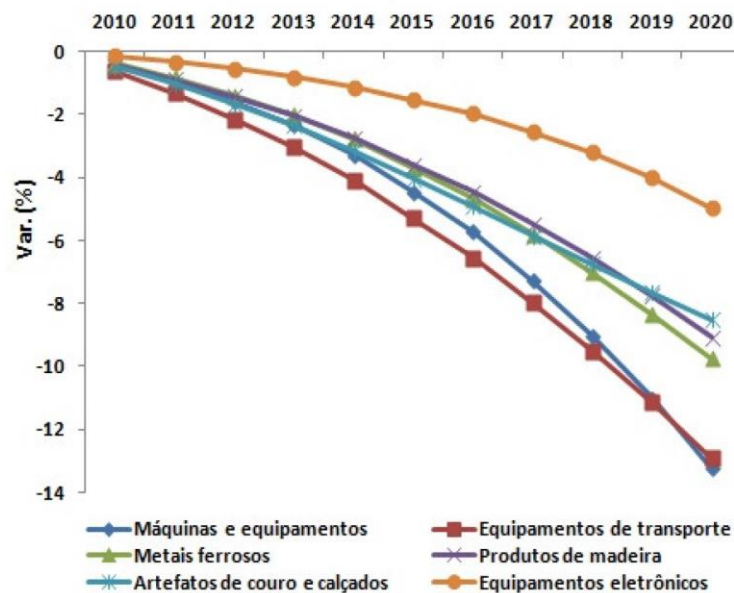


Figura 4.9. Setores do PIB afetados negativamente pela exploração e produção do Pré-Sal  
Fonte: (MAGALHÃES, et al., 2012)

Considerando o cenário atual, observa-se na Figura 4.9 que alguns setores serão afetados negativamente, como o de máquinas e equipamentos, metais ferrosos, artefatos de

couro e calçados, equipamentos de transporte, produção de madeira e equipamentos eletrônicos. Estes setores caracterizam as atividades da indústria de transformação, a principal fonte de desenvolvimento de um país.

A fim de estudar esta tendência, mesmo que em curto prazo, foi feita uma comparação entre os investimentos realizados no setor de petróleo e gás e nos demais setores industriais, e foi constatado que o investimento no setor de petróleo e gás foi extremamente elevado quando comparado ao investimento nos demais setores, como mostrado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4. Investimentos mapeados na indústria entre 2011 e 2014.

Setores	Bilhões [R\$]	[%]
Petróleo e gás	378	61,5
Extrativa mineral	62	10,2
Siderurgia	33	5,3
Química	40	6,5
Papel e Celulose	28	4,5
Veículos	33	5,4
Eletroeletrônica	29	4,8
Têxtil e Confecções	12	1,9
Indústria	614	100,0

Fonte: (ITAESA, 2011)

A Tabela 4.4 mostra que no período de 2011 a 2014 os investimentos nos setor de petróleo e gás correspondem a mais de 60% do investimento de todos os setores industriais no Brasil, caracterizando o primeiro passo para o desenvolvimento da “doença holandesa”. Contudo, conclui-se que a preferência de investimentos neste setor pode resultar tanto em aspectos positivos quanto em aspectos negativos, independentemente de ter havido a mudança do modelo regulatório. Entretanto, este processo de desindustrialização pode ser fonte de preocupação caso ocorra uma injeção desordenada de recursos das atividades exploratórias, devendo o Governo tomar medidas que evitem este fenômeno.

## **4.4. DESENVOLVIMENTO DO PRÉ-SAL**

Nesta seção buscou-se estudar os principais fatores que contribuem com o atraso do desenvolvimento do Pré-Sal principalmente no que tange à paralisação das rodadas de licitação ocasionadas pela demora na alteração do marco regulatório e ao excesso de atribuições designadas à Petrobras.

### **4.4.1. Rodadas de Licitação**

As Rodadas de Licitação para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural realizadas periodicamente pela ANP constituem, desde a promulgação da Lei nº 9.478/1997, o único meio legal no Brasil para a concessão do direito de exercício dessas atividades econômicas sobre as bacias sedimentares brasileiras. A seguir destacam-se os principais aspectos das 11 rodadas de licitações ocorridas no Brasil.

A Rodada Zero foi o conjunto de negociações realizadas após a promulgação da Lei do Petróleo para definir a participação da Petrobras após a abertura do mercado interno de exploração e produção de petróleo e gás natural. Consolidada no dia 6 de agosto de 1998, a Rodada Zero ratificou os direitos da Petrobras na forma de contratos de concessão. As concessões dadas pela ANP à Petrobras não tiveram licitação prévia, totalizando 397 contratos assinados e distribuídos entre blocos e campos.

A Primeira Rodada de Licitação da ANP foi anunciada em fevereiro de 1998, mas correu efetivamente entre os dias 15 e 16 de junho de 1999 e foi finalizada em 23 de setembro de 1999. A Primeira Rodada foi quando de fato deu-se a abertura do mercado de E&P no Brasil, conforme previa a Lei do Petróleo, sendo caracterizada como o marco da flexibilização do monopólio da União sobre as atividades de exploração e produção no país. Do total de 27 blocos ofertados (132 mil km<sup>2</sup>), 13 blocos (ou 54 mil km<sup>2</sup>) foram arrematados, sendo todos em mar. No total, a Petrobras e suas parceiras foram responsáveis pelo pagamento de cerca de R\$43 milhões em bônus de assinatura (13,5% do total), dos quais cerca de R\$15 milhões corresponderam à Petrobras (VAZQUEZ, 2010).

Anunciada em 30 de setembro de 1999 a Segunda Rodada de Licitação da ANP foi realizada no ano seguinte. Se considerarmos o percentual de blocos concedidos sobre o total licitado, pode-se afirmar que a Segunda Rodada foi a mais bem sucedida de todas as Rodadas. Afinal, dos 23 blocos postos em licitação, apenas 2 não foram concedidos. Isso significa que mais de 90% dos blocos oferecidos nesta rodada foram arrematados. Importante destacar que a partir desta Rodada outras empresas brasileiras, que não a Petrobras, entravam de fato no

mercado de E&P no Brasil. No total, a Petrobras e suas parceiras foram responsáveis pelo pagamento de cerca de R\$356 milhões em bônus de assinatura (76% do total), dos quais cerca de R\$165 milhões corresponderam à Petrobras nos consórcios (VAZQUEZ, 2010).

A Terceira Rodada teve início ainda em 2000, mas a apresentação das ofertas aconteceu de fato nos dias 19 e 20 de junho de 2001 e foi fechada em 29 de agosto e 28 de setembro de 2001. Nesta Rodada, o número de bacias e blocos ofertados excedeu os das rodadas anteriores. Foram ofertados, ao todo, 53 blocos (43 em mar e 10 em terra), divididos em 12 bacias sedimentares brasileiras. Ao total, foram R\$595 milhões de bônus de assinatura, a Petrobras e suas parceiras foram responsáveis, no total, pelo pagamento de cerca de R\$114 milhões (apenas 19% do total), dos quais cerca de R\$82 milhões correspondem à Petrobras (VAZQUEZ, 2010).

Em 30 de outubro de 2001, a ANP lançou a Quarta Rodada de Licitação, com a apresentação e abertura das ofertas, bem como o anúncio das vencedoras, ocorrendo entre os dias 19 e 20 de junho de 2002 e finalizada em setembro de 2002. A Rodada 4 ocorreu num momento economicamente desfavorável, traduzindo a desconfiança do investidor estrangeiro. Recorde absoluto até hoje no número de bacias sedimentares licitadas, 18 ao todo, a Rodada 4 ofertou 54 blocos, com um tamanho médio de 2,7 mil km<sup>2</sup>, mesmo patamar da Rodada 2. Ao todo, 21 blocos foram arrematados, o que representa menos de 40% do total ofertado, sendo 10 blocos em terra e 11 em mar. A grande decepção desta Rodada se refere à arrecadação total do bônus de assinatura: R\$92 milhões, valor sensivelmente inferior ao obtido nas rodadas anteriores. Após a aquisição desses 8 blocos da Rodada 4, a Petrobras atingiu o fantástico portfólio de 63 blocos exploratórios no país, após a abertura do mercado. Esses números indicam que nos quase 50 anos de monopólio dessas atividades, a Petrobras deteve liderança incontestável no cenário nacional. Ao todo, os consórcios em que a Petrobras esteve envolvida, inclusive nos que ela adquiriu o direito exclusivo sobre a exploração do bloco, desembolsaram na Rodada 4 em bônus de assinatura cerca de R\$34 milhões (37% do total), sendo R\$21,5 milhões a parte da estatal (VAZQUEZ, 2010).

A Quinta Rodada de Licitação da ANP, anunciada em 5 de novembro de 2002, foi realizada efetivamente em agosto de 2003. A Rodada 5 foi marcada pela introdução de uma série de novidades entre elas, a mais significativa foi a implementação do novo sistema de desenho e licitação de blocos exploratórios. Nesta rodada, foram ofertadas 9 bacias, todas já conhecidas de rodadas anteriores. Essas 9 bacias sedimentares foram divididas em 21 setores, para os quais havia uma ordem sequencial para a licitação. Com a divisão dos

setores em blocos, tivemos 908 blocos licitados, recorde absoluto de todas as rodadas de licitação até então. A área total licitada foi a maior naqueles cinco primeiros anos de Rodadas de Licitação (162 mil km<sup>2</sup>). Porém, com a retirada de blocos às vésperas do leilão, a área concedida foi a menor da história, pouco menos de 22 mil km<sup>2</sup>, ou seja, 13,5% da área total licitada. Além do mais, foi arrecadado nesta rodada apenas R\$27,5 milhões em bônus de assinatura pela concessão de 101 blocos exploratórios (11% do total licitado). A Petrobras arrematou sozinha 85 blocos (84%), dos 101 blocos ofertados e ainda fez parte de consórcios vencedores em outros 3 blocos, onde a operação coube as suas parceiras. Por essas aquisições, a estatal pagou R\$22 milhões, cerca de 80% do total arrecadado com o bônus de assinatura na rodada. A justificativa para o impacto era óbvia: quanto menor o tamanho do bloco, menor seria o pagamento da taxa de participação e do bônus de assinatura, e menores seriam os investimentos necessários para se explorar a área (VAZQUEZ, 2010).

Após ser anunciada em 11 de dezembro de 2003, a Sexta Rodada de Licitações da ANP foi finalizada em 3 de dezembro de 2004, com a assinatura dos contratos de concessão. O leilão, propriamente dito, ocorreu nos dias 17 e 18 de agosto de 2004. A Rodada 6 manteve basicamente as mesmas regras e todas as importantes alterações introduzidas no processo licitatório da Rodada 5. Nesta rodada, o tamanho médio dos blocos foi de 222 km<sup>2</sup>. Ao todo, foram 294 blocos em terra em 9 setores (9 mil km<sup>2</sup>) e 619 blocos em mar em 20 setores (194 mil km<sup>2</sup>). Da área total licitada, quase 40 mil km<sup>2</sup> foram concedidos (36,8 mil km<sup>2</sup> em mar e 2,8 mil km<sup>2</sup> em terra), o que representou cerca de 20% do ofertado. Em termos de blocos, esse percentual foi de 17%, ou seja, 154 blocos concedidos de 913 ofertados. A importância da Rodada 6 foi o fato de mostrar a recuperação da credibilidade das rodadas, voltando a atingir patamares anteriores no que diz respeito a valores arrecadados e empresas participantes. O total arrecado com bônus de assinatura na Rodada 6 foi de R\$665 milhões, pagos pelas 19 empresas vencedoras dos 154 blocos arrematados. A Petrobras efetuou lances em 113 blocos, tendo adquirido, com exclusividade ou em consórcio, 107 novas concessões exploratórias (69,5% de todos os blocos arrematados na rodada). Para tanto, a Petrobras e seus parceiros pagaram um bônus de assinatura total de R\$571 milhões (86% do total arrecadado), tendo a parcela da Petrobras alcançado o montante de R\$437 milhões (66% do total arrecadado) (VAZQUEZ, 2010).

A Sétima Rodada de Licitações da ANP foi iniciada em janeiro de 2005 e finalizada em janeiro de 2006. No total, foram arrematados 251 dos 1.134 blocos ofertados com risco exploratório (Parte A - 22%), e 16 das 17 áreas com acumulações marginais (Parte B -94%).

O total de Bônus de Assinatura ofertado foi de quase R\$ 1,089 bilhão (recorde absoluto até aquela rodada), sendo desses cerca de R\$ 1,086 nos blocos com risco exploratório, e pouco mais de R\$ 3 milhões áreas inativas com acumulações marginais. A Petrobras e seus parceiros pagaram um bônus de assinatura total de R\$726 milhões (67% do total), tendo a parcela da Petrobras alcançado o montante de R\$503 milhões (46% do total arrecadado) (VAZQUEZ, 2010).

A Oitava Rodada de Licitações da ANP estava prevista para ocorrer entre os dias 28 e 29 de novembro de 2006, com a previsão para a assinatura dos contratos de concessão para março de 2007. Tida como uma das mais promissoras, devido ao sucesso e aos recordes da Rodada anterior, a Rodada 8 foi interrompida judicialmente ainda no primeiro dia de leilão, após a oferta de blocos de apenas 2 setores: um nas águas profundas da Bacia de Santos e outro na Bacia de Tucano-Sul, terrestre, no estado da Bahia. No entanto, quase três anos após a suspensão da Rodada 8, a ANP com base na Resolução de sua Diretoria, comunicou a retirada de todos os blocos cuja apresentação de ofertas ainda não havia ocorrido.

Às vésperas da Nona Rodada Licitação da ANP, o CNPE, através da Resolução 06/2007, ordenou que a ANP retirasse da nona rodada, 41 blocos exploratórios de elevado potenciais petrolíferos situados no Pré-Sal. Isto ocorreu devido à perspectiva de alteração do marco regulatório após a descoberta do Pré-Sal. No entanto, a retirada dos blocos trouxe polêmica e críticas, além de resultar no enfraquecimento daquela Rodada de Licitação, bem como na desistência de boa parte das grandes empresas em participar do leilão (VAZQUEZ, 2010), favorecendo desde então os investimentos destas empresas em outros países.

Após as polêmicas da Oitava e Nona Rodada, a ANP deu prosseguimento às Rodadas de Licitação, até então anuais. Assim, teve início a Rodada 10, onde somente blocos terrestres foram licitados, o que acarretou no esvaziamento da rodada pelas grandes petrolíferas multinacionais, exceto a Petrobras. Segundo a ANP, este leilão tinha o objetivo de atrair as empresas de pequeno e médio porte. Com as ofertas sendo apresentadas em apenas um dia, 18 de dezembro de 2008, a 10ª Rodada de Licitação foi realizada em tempo recorde, com a divulgação das áreas oferecidas ocorrendo no final de setembro do mesmo ano. A assinatura dos contratos de concessão teve espaço entre abril e junho de 2009. A ANP ofertou 130 blocos de 8 setores em 7 bacias sedimentares terrestres (Amazonas, Parecis, Potiguar, Paraná, São Francisco, Recôncavo e Sergipe- Alagoas), o menor número desde o início das Rodadas. No total, a Rodada 10 movimentou cerca de R\$700 milhões, sendo R\$89 milhões na arrecadação de bônus de assinatura e R\$611 milhões em investimentos mínimos previstos

para a exploração. Mais uma vez, a Petrobras saiu como a grande vencedora da rodada, tendo adquirido o direito sobre 27 blocos. A Petrobras e suas parceiras foram responsáveis por quase R\$57 milhões (63%) do total arrecado em bônus de assinatura pela União, sendo R\$40 milhões a parte da Petrobras (45% do total). Esses percentuais elevados são reflexos da falta das grandes petrolíferas no leilão e da consequente concentração das licitações com a Petrobras (VAZQUEZ, 2010).

Os fatos relacionados à oitava e nova Rodadas de Licitação tem prejudicado o setor econômico do país, haja vista que estas rodadas geram efeitos positivos e contínuos sobre as receitas públicas do país, aumentando as suas reservas e trazendo consideráveis arrecadações governamentais (ex.: bônus de assinaturas, royalties e participação especial). Isto ficou evidente na Rodada 11 de Licitação realizada em dia 14 de maio de 2013, que teve recorde em arrecadação de bônus de assinatura (R\$ 2,8 bilhões). A Figura 4.10 destaca as bacias licitadas na referida Rodada, sendo a região na Foz do Amazonas a mais promissora, arrecadando mais de R\$750 milhões com apenas oito blocos, o que destaca a importância do regime de concessão para explorar novas áreas e aumentar as reservas nacionais.

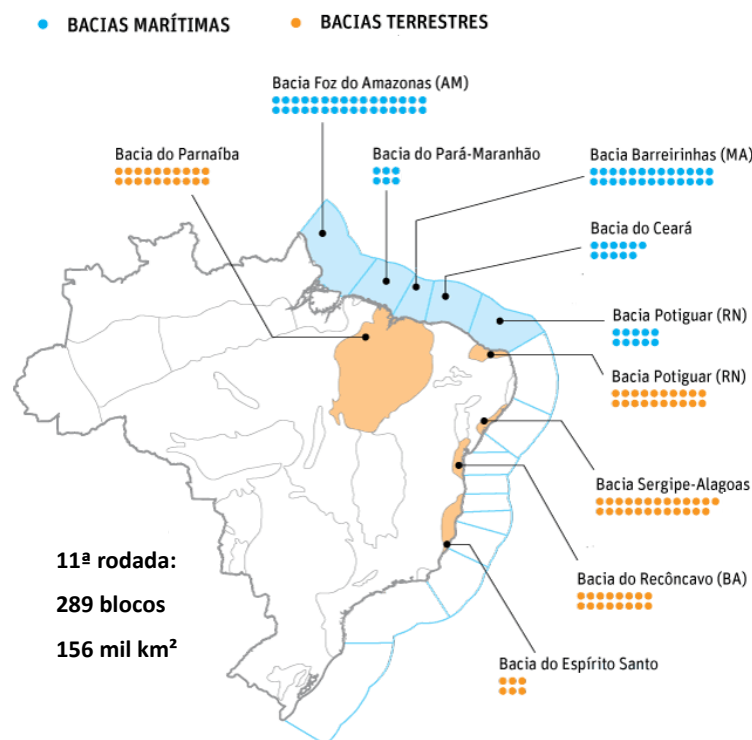


Figura 4.10. Mapa dos blocos licitados na 11ª rodada.  
 Fonte: Adaptado de (Luna, 2013)

Por fim, conclui-se que a alteração do marco regulatório prejudicou seriamente os investimentos no setor de petróleo e gás, desencadeando um processo de estagnação das rodadas de licitação e interrompendo o desenvolvimento do Pré-Sal e do Pós-Sal. No que tange às licitações nas regiões do Pré-Sal, a primeira rodada sob o regime de partilha está marcada para outubro de 2013, onde o Governo decidirá entre poupar os cofres da Petrobras para o cumprimento do seu plano de negócios ou aumentar o número de blocos para aumentar a taxa de desenvolvimento da região.

#### 4.4.2. Excesso de Atribuições Designadas à Petrobras

O principal fator relacionado ao atraso no desenvolvimento do Pré-Sal tem sido o excesso de atribuições designadas à Petrobras, pois além da Companhia deter participação de no mínimo 30% nos blocos do Pré-Sal, ela ainda tem que investir em exploração e produção no Pós-Sal e em refino e distribuição. Estas questões são discutidas separadamente a seguir.

Para se ter uma ideia, no Plano de Negócios 2011-2015, a Petrobras investiu menos da metade no desenvolvimento do Pré-Sal (45%), devido principalmente à necessidade de investimentos no Pós-Sal, sua principal fonte de renda (Figura 4.11).

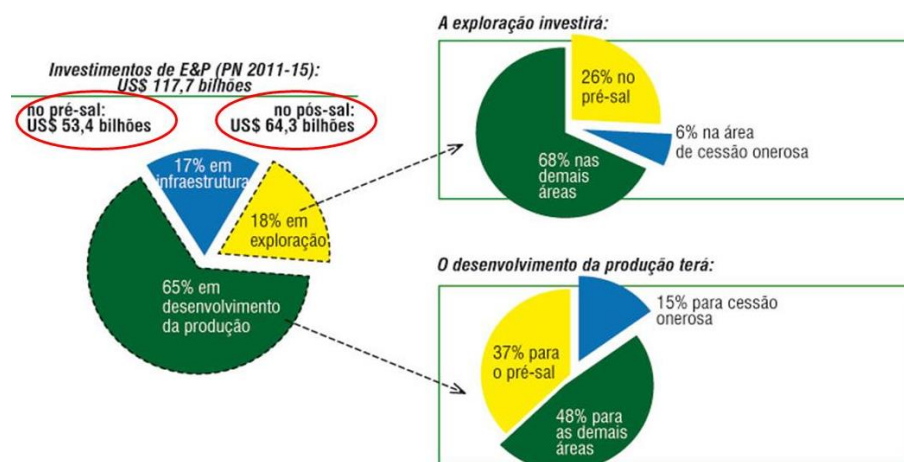


Figura 4.11. Distribuição dos investimentos previstos no Plano de Negócios 2011-2015 da Petrobras.

Fonte: (PETROBRAS, 2013b)

A Petrobras depende dos investimentos do Pós-Sal para aumentar sua renda, pois desde 2010 a Companhia conta com o próprio capital, proveniente das receitas líquidas, para o investimento no Pré-Sal. Entretanto, a queda no valor de mercado, a política de preços e os prejuízos com importação de derivados de petróleo têm contribuído constantemente para os atrasos no desenvolvimento do Pré-Sal.

Um dos grandes problemas enfrentados pela Petrobras para avançar no desenvolvimento do Pré-Sal tem sido a dificuldade em contar com os lucros provenientes do mercado de



derivados de petróleo e gás natural. As expectativas de aumento dos lucros iniciaram em 1997 com a liberação dos preços trazida pela Lei do Petróleo, embora o aumento dos preços de derivados somente se concretizou cinco anos depois (oficialmente a partir de 2002), como mostra a Figura 4.12.

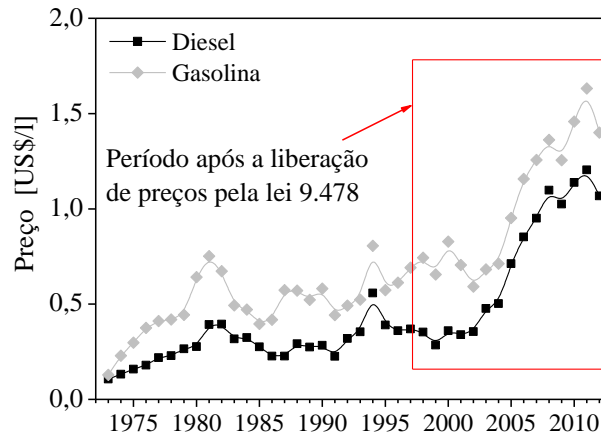


Figura 4.12. Evolução dos preços do diesel e da gasolina repassados ao consumidor<sup>3</sup>.  
Fonte: Dados obtidos em (BEN, 2013).

Contudo, a valorização do petróleo internacional, comercializado em dólar, aliada ao aumento da taxa de câmbio e à política de preços do Governo têm resultado em uma situação onde os preços nacionais não têm acompanhado os preços internacionais. A Figura 4.13 mostra que a razão entre o preço doméstico dos combustíveis e o barril do petróleo *Brent* tem diminuído acentuadamente desde 1998.

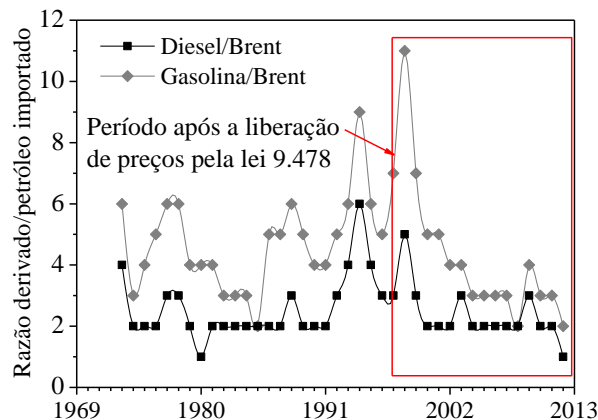


Figura 4.13. Razão entre os preços nacionais dos derivados e o petróleo importado<sup>4</sup>. Fonte: Dados obtidos em (BEN, 2013).

<sup>3</sup> Moeda nacional corrente convertida a dólar corrente pela taxa média anual do câmbio. Preços ao consumidor com impostos. Cotações do Rio de Janeiro até 2004. Média Brasil a partir de 2005.

<sup>4</sup> Dólar corrente convertido a dólar constante de 2010 pelo IPC (CPI-U) dos Estados Unidos.

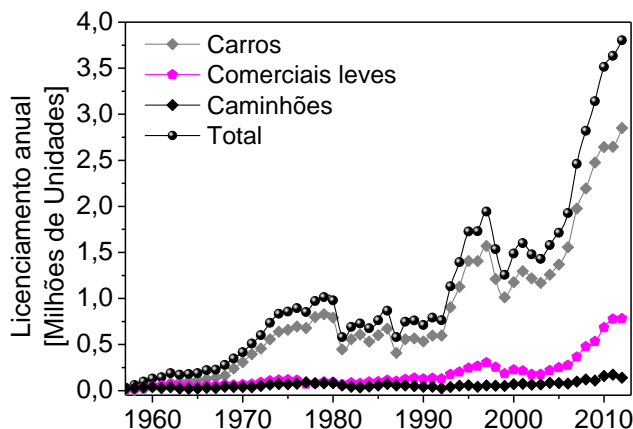


Figura 4.14. Evolução do licenciamento dos principais veículos nacionais.  
Fonte: Dados obtidos em (ANFAVEA, 2013).

Isto indica que mesmo havendo o aumento dos preços dos derivados do petróleo no mercado nacional (Figura 4.12), estes preços não têm seguido a mesma tendência do mercado internacional. Este cenário tem afetado drasticamente os lucros da Petrobras, uma vez que a demanda de derivados de petróleo no país nos últimos anos tem atingido patamares surpreendentes. Para o Tribunal de Contas da União, este aumento na demanda foi provocado principalmente pelo estímulo do Governo na venda de veículos automotores por meios da redução do IPI, proporcionando uma elevação acentuada da taxa de licenciamento de veículos novos nos últimos quatro anos, como mostrado a Figura 4.14. Em 2012, a dependência externa de gasolina ficou próxima de 12% do mercado, a de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) em 20% e do óleo diesel 14%. De 2008 a 2012, o consumo de gasolina cresceu 58%.

De modo geral, o consumo de derivados de petróleo deixou sua marca no comércio exterior do país no primeiro trimestre de 2013, que terminou com um déficit de US\$5,15 bilhões, sendo este o pior resultado desde 1993. O maior responsável pelo saldo negativo da balança comercial foi o aumento de 11,6% na média diária das importações, tanto em março quanto em todo o primeiro trimestre de 2013. O maior aumento foi o da importação de combustíveis e lubrificantes. Assim como aumentaram as importações, caíram as exportações de petróleo, principalmente devido à alta demanda no mercado interno: só em março de 2013, as vendas de petróleo em bruto caíram 33% na média diária e US\$826 milhões no mês (LEO, et al., 2013).

A Figura 4.15 comprova o quanto o setor econômico no Brasil ainda depende da importação, percebe-se que o crescimento na demanda por combustíveis e derivados, sobretudo nos últimos anos, somado à limitada capacidade do parque de refino nacional, aumentou consideravelmente a dependência de importações, gerando impactos significativos sobre o saldo comercial além de pressões sobre a logística de abastecimento.

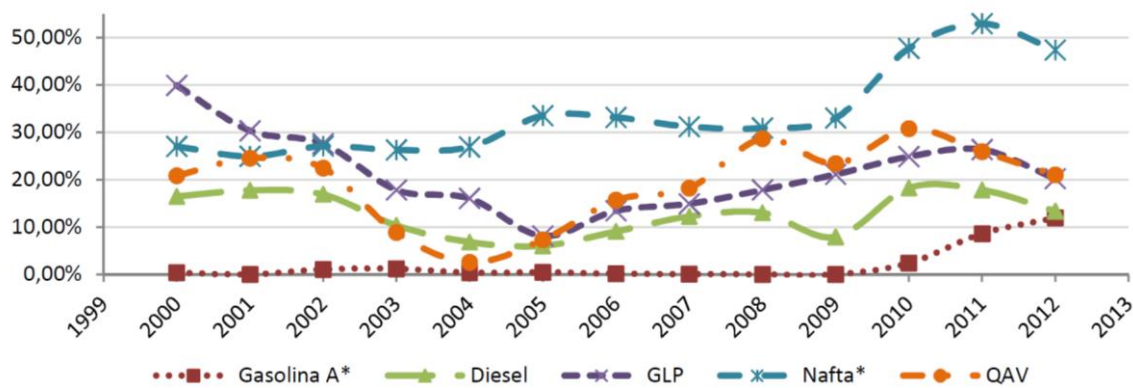


Figura 4.15. Dependência de importações entre 2000 e 2012.

Fonte: (ANP, 2013)

Além do mais, o último reajuste da gasolina e do diesel só trouxe descontentamento. O consumidor acha que está sendo punido por pagar mais. A Petrobras continua se sacrificando, porque paga pelo importado mais do que recebe no mercado interno e perde capacidade de investimento. O setor do açúcar e do álcool, por sua vez, vai se perdendo, à medida que os preços achatados da gasolina lhe fazem competição desleal, e o Brasil, festejado como promessa global do biocombustível, passou a importar etanol (MING, 2013).

Contudo, apesar do aumento na produção, a dependência de importações para suprir a demanda interna apresenta tendência levemente altista, acentuada nos dois últimos anos, gerando assim forte impacto na balança comercial de derivados, conforme ilustrado na Figura 4.16.

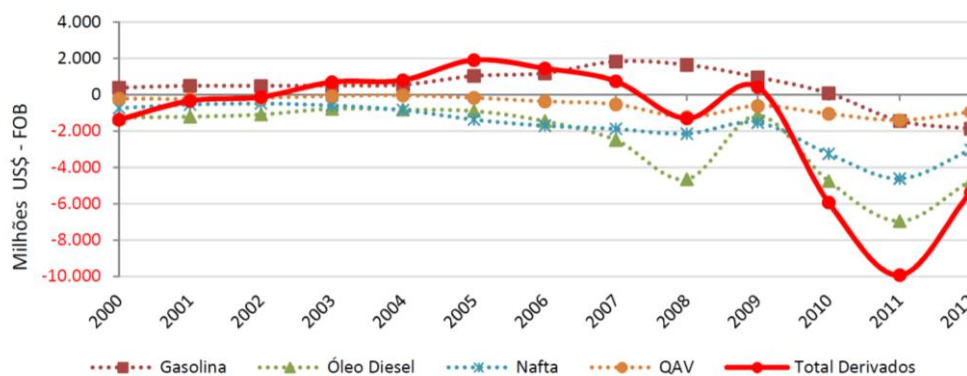


Figura 4.16. Saldo comercial dos principais derivados e do total de derivados entre 2000 e 2012.

Fonte: (ANP, 2013)

De acordo com Petrobras (2013), o Brasil nunca foi autossuficiente em derivados (especialmente gasolina e diesel), pois o parque de refino é limitado e necessita de investimentos e ampliação. A Figura 4.17 representa o quadro atual de refino, mostrando que o volume refinado está bem próximo da capacidade total. Isso significa que mesmo que todas

as refinarias atingissem sua capacidade máxima de produção ainda assim não seria suficiente para atender a demanda do mercado interno.

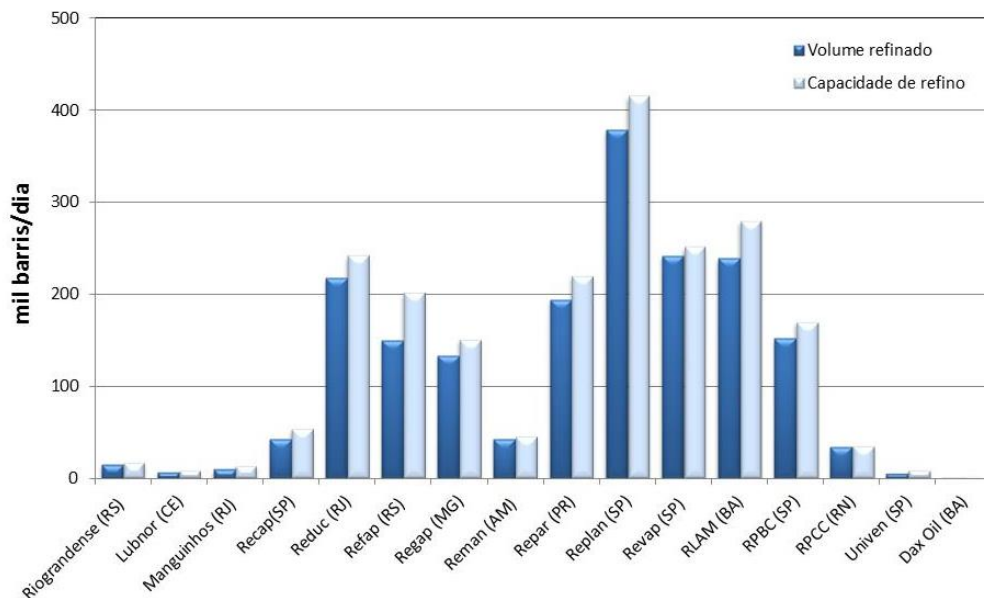


Figura 4.17. Volume de petróleo refinado e capacidade de refino, por refinaria, 2011.

Fonte: (ANP, 2013)

Para agravar a situação, o petróleo brasileiro tem uma característica de intermediário a pesado, cuja eficiência na produção de diesel e gasolina é menor do que a do óleo leve. Para Oliveira (2013), em 2012 as refinarias operaram em uma proporção de 20% de petróleo leve importado e 80% de nacional, de forma que com a taxa atual de câmbio, a Petrobras perde ainda mais com importações.

No entanto, o País sempre importou e continuará importando derivados até que entrem em operação as novas refinarias previstas no Plano de Negócios e Gestão 2013-2017 da Petrobras. A curva de produção da Companhia apresenta um crescimento contínuo, até atingir 2,5 milhões de barris por dia em 2016, chegando a 2,75 milhões de barris em 2017 e 4,2 milhões de barris por dia em 2020. A produção de petróleo passará, então, a superar a produção de derivados, o que dará ao País, também, autossuficiência em derivados. Em 2020, a Petrobras prevê uma produção de 4,2 milhões de barris de petróleo por dia contra uma capacidade de refino de 3,6 milhões de barris por dia e um consumo de 3,4 milhões de barris por dia (PETROBRAS, 2013c).

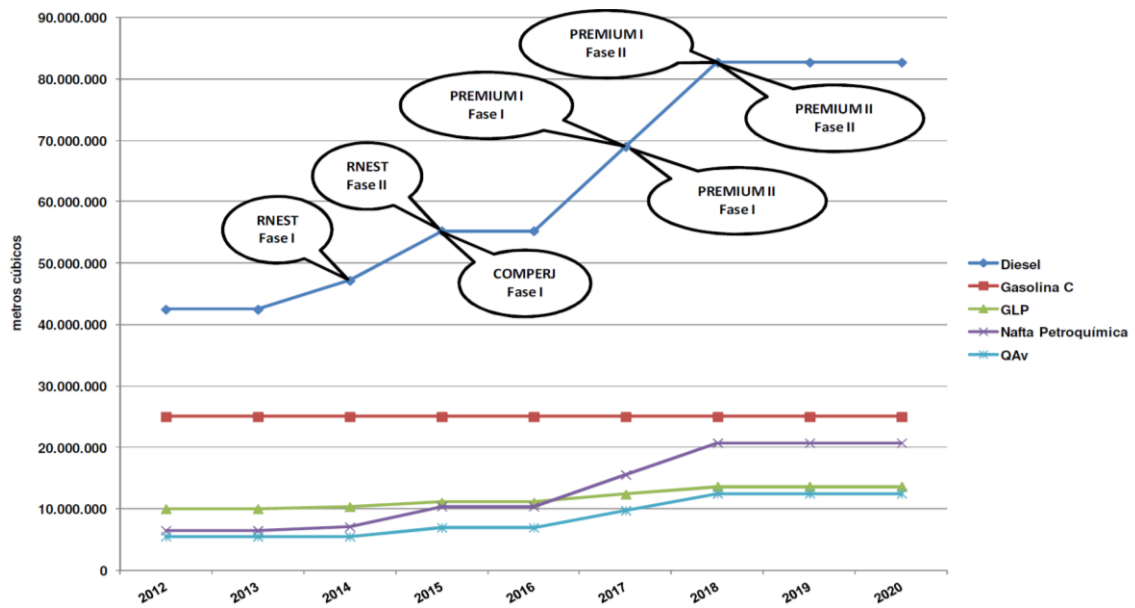


Figura 4.18. Projeção da produção de derivados no Brasil entre 2013 e 2020.

Fonte: (ANP, 2013)

Destaca-se na Figura 4.18 a projeção da oferta de combustíveis selecionados até 2020, considerando a entrada em operação das novas refinarias. As perspectivas de evolução da capacidade do parque de refino nacional não aliviam as pressões de curto prazo sobre a importação de derivados, e persistirá essa dúvida mesmo em longo prazo, devido à indefinição sobre a realização de alguns projetos. Deve-se frisar que a lógica econômica incentiva a Petrobras, em contextos de escassez de recursos, a poupar os investimentos no *downstream*, para não prejudicar o andamento dos projetos mais rentáveis no *upstream*, sobretudo aqueles relacionados ao desenvolvimento dos campos da camada Pré-Sal.

O foco no Pré-Sal trouxe como consequências a queda da eficiência operacional da Bacia de Campos, a mais importante do país, e a aceleração dos investimentos em novas refinarias contando com enormes excedentes que ainda não apareceram (ao contrário, o país voltou a importar petróleo). A fatura está sendo paga com queda da produção e das receitas e aumento dos investimentos. A Petrobras está vivendo uma situação inusitada: perde sempre que aumenta o consumo dos produtos que vende. Por isso, não é surpresa que o prejuízo de R\$22,9 bilhões da área de Abastecimento, responsável pelo refino e importação de derivados, tenha sido maior que o lucro de R\$ 21,182 bilhões da estatal em 2012. Os números mostram que em 2012 a estatal aumentou 5% a produção de derivados em suas refinarias, o que não foi suficiente para suprir o aumento médio de 7% nas vendas de combustíveis. A maior parte desse crescimento da demanda foi por gasolina e diesel, justo os que precisaram de mais importações a preços subsidiados. A empresa fechou 2012 com déficit de 231 mil barris/dia entre produção e venda de derivados, quase o dobro do verificado em 2011. Estão previstas para 2013 mais importações de gasolina, apesar da alta do teor de álcool. A dívida subiu de US\$103 bilhões para US\$147,8 bilhões (SCHUFFNER, et al., 2013).

Contudo, não adianta apenas ser um grande produtor de petróleo se não há capacidade de transformá-lo em produtos de consumo, tais como gasolina, óleo diesel, óleo combustível,

querosene de aviação e muitos outros produtos fundamentais para mover a economia e sustentar uma forte indústria petroquímica. Se um país não possui capacidade própria de refino, não lhe resta alternativa que não seja a importação.

Por fim, conclui-se que o atraso no desenvolvimento do Pré-Sal se dá principalmente pelo excesso de atribuições designadas à Petrobras, encontrando-se sobrecarregada com compromissos que garantam a demanda interna do país ao passo que sofre grandes prejuízos pela forte influência do governo nas tomadas de decisões.

#### **4.5. AMEAÇA AO INVESTIMENTO EM PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO**

Sabe-se bem que a educação é a base do progresso tecnológico e social de todo país, sendo imprescindível a existência de políticas focadas na melhoria deste setor. Neste contexto, a Lei 9.478/97 introduziu nos contratos de concessão, uma cláusula obrigando as concessionárias a investir em pesquisa, desenvolvimento e inovação (P,D&I) um por cento do faturamento bruto dos campos de petróleo de alta produtividade, gerando um aumento significativo na contratação de projetos de desenvolvimento de produtos com empresas e universidades e com foco na solução de problemas tecnológicos. Referida cláusula contratual garantiu ainda a duração do Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes) e estabeleceu um valor mínimo de 50% destinados às Universidades.

A Figura 4.19 a seguir mostra o quanto foi investido em Pesquisa e Desenvolvimento no Brasil no período de 2002 a 2011. Pelo gráfico observa-se que, nos últimos anos o estímulo à pesquisa e desenvolvimento nas áreas de petróleo e gás natural tem sido constante, aumentando significativamente, alcançando aproximadamente R\$1 bilhão em 2011. Por meio da pesquisa e inovação, garante-se uma maior competitividade no mercado e promove-se um futuro melhor para o país.

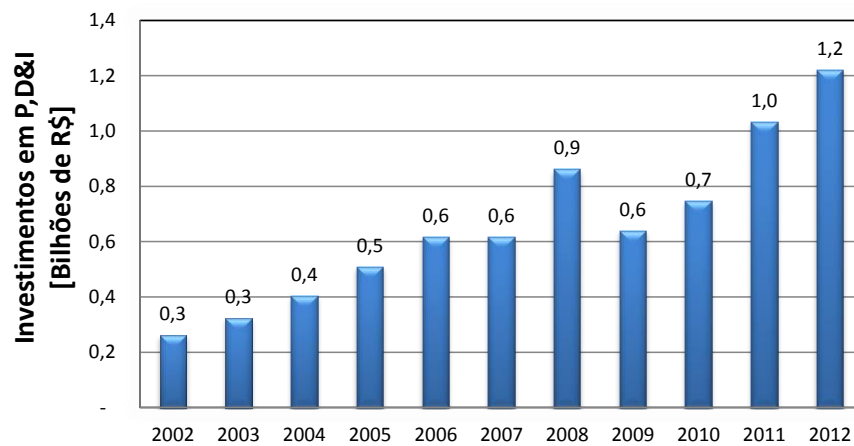


Figura 4.19. Investimento em P&D provenientes dos contratos de concessão entre 2002 e 2011.  
Fonte: (ANP, 2011)

O CT-Petro (Fundo Setorial de Petróleo e Gás Natural) foi o primeiro Fundo criado em 1999, com o objetivo de estimular a inovação na cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, a formação e qualificação de recursos humanos e o desenvolvimento de projetos em parceria entre empresas e universidades, instituições de ensino superior ou centros de pesquisa do país, visando o aumento da produção e da produtividade, a redução de custos e preços e a melhoria da qualidade dos produtos do setor. Sua fonte de financiamento é 25% da parcela do valor dos royalties que exceder a 5% da produção de petróleo e gás natural (FINEP, 2013).

A criação do CT-Petro provocou em 1998, uma parceria entre ANP, Petrobras e Finep (Financiadora de Estudos e Projetos). O acordo consistiu em encomendas de projetos de P,D&I com recursos financeiros de cinquenta por cento da Finep e cinquenta por cento da Petrobras. No entanto, centenas de projetos foram contratadas e realizadas por diversas instituições de ensino e pesquisa brasileiras. A criação da CT-Petro foi de extrema importância para ampliação da P,D&I no Brasil, servindo de referência para a criação de novos fundos setoriais. Os recursos do CT-Petro foram utilizados também para a criação do Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH), tema tratado na próxima subseção.

No entanto, mesmo repercutindo positivamente, o novo marco regulatório não aponta uma porcentagem específica do valor total arrecadado em royalties para o CT-Petro, que absorve tradicionalmente 1,25% do montante total. O que o projeto de lei estabelece é que a parcela de royalties que cabe à União (22% dos recursos associados à produção *offshore* mais 15% dos royalties da produção *onshore*) e que antes alimentava o fundo setorial será destinada ao Fundo Social, sendo absorvida, quase que em sua totalidade, por fundos de combate à pobreza e de apoio à saúde. Dessa forma, restaria à área de ciência, tecnologia e inovação disputarem 25% da parcela de royalties que exceder 5% da produção total em

plataforma continental, mar territorial ou Zona Econômica Exclusiva (ZEE) com o setor de defesa (ABEGÁS, 2012).

#### **4.5.1. Qualificação Profissional**

Para desempenhar as atribuições previstas na Lei 9.478 e contribuir de forma efetiva com as políticas de apoio ao desenvolvimento econômico, a ANP implementou em 1999, o PRH, programa criado para incentivar a formação de mão de obra especializada, em resposta à expansão da indústria do petróleo e do gás natural verificada a partir de 1997. O PRH integra a Coordenadoria de Desenvolvimento Tecnológico (CDT) da ANP juntamente com o Programa de Investimentos em P&D (ANP, 2013), atuando tanto em nível técnico quanto em nível superior e de pós-graduação.

Entre 1999 e 2012, a ANP investiu cerca de R\$225 milhões na concessão de 6.349 bolsas de estudos em 44 cursos de especialização, em 31 instituições de ensino em 16 estados. Atualmente estão em atividade 45 programas de nível superior, sendo 27 instituições em 16 estados (ANP, 2013).

Além do PRH foi criado mais recentemente o PFRH (Programa Petrobras de Formação de Recursos Humanos) cujo objetivo é ampliar e fortalecer a formação de recursos humanos voltados ao atendimento da demanda por profissionais qualificados na indústria de Petróleo, Gás, Energia e Biocombustíveis. As prioridades do PFRH é a redução do índice de evasão escolar, o aumento de profissionais qualificados e a melhoria da qualidade nos estudos desenvolvidos no setor petrolífero. Entretanto, este programa conta com 10.987 bolsas e R\$200 milhões de recursos firmados. Recentemente existem 22 Instituições de nível superior e 11 de nível técnico que atuam em 17 entes da Federação, como mostra a Figura 4.20.



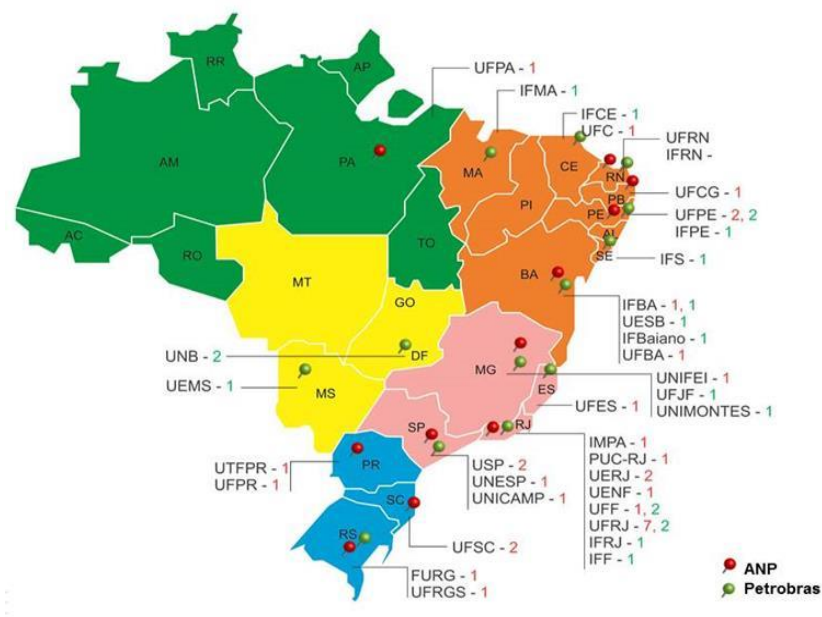


Figura 4.20. Programa de Recursos Humanos (PRH/ANP) e Programa Petrobras de Formação de Recursos Humanos (PFRH/Petrobras)  
Fonte: (PETROBRAS, 2012)

Contudo, a amplitude e a abrangência da cadeia de petróleo e gás natural fazem com que surjam necessidades diversificadas por mão de obra. Isso se dá pela natureza cíclica do setor, o que aumenta as dificuldades na integração entre a formação de profissionais e a absorção da mão de obra pelas empresas contratantes. Conforme estudo realizado pela CESPEG, observam-se três atributos comuns à mão de obra no setor, também averiguadas no Brasil e no Estado de São Paulo:

I. “Envelhecimento” da mão de obra: muitos profissionais experientes da indústria estão entre 40 e 50 anos de idade. Além disso, é provável que metade da atual força de trabalho aposente-se nos próximos 10 anos; II. Necessidade de capacidades especializadas: dada a natureza do setor, as empresas muitas vezes sofrem com a escassez em áreas de alta especialização, como engenharia e geofísica. Cerca de 40% dos empregadores do setor, em nível mundial, possuem dificuldades para preencher suas vagas e III. Especificamente no Brasil, os programas de formação na área atendem às demandas nos níveis básico e técnico, havendo lacunas para especialização. Além disso, a deficiente formação primária dos estudantes impede o bom aproveitamento nos programas de capacitação, que necessitam de melhorias (CESPEG, 2010).

O treinamento de mão de obra especializada para atender às demandas da indústria de petróleo é um grande desafio que o Governo, a Petrobras e as demais empresas do setor já enfrentam e irão enfrentar com maior intensidade agora com a descoberta do Pré-Sal. Com base nos dados do Prominp, estima-se que será necessário qualificar aproximadamente 285 mil pessoas nos próximos cinco anos. O Programa realizou parceria com o Ministério do

Trabalho para a qualificação de trabalhadores desempregados, em cursos de nível básico, no âmbito do Plano Setorial de Qualificação. Para os níveis, médio e superior, o Prominp deve qualificar no próximo ano seis mil pessoas para trabalhar nas sondas que vão perfurar o Pré-Sal. Dessa forma, apesar da demanda intensificada por profissionais especializados, o somatório de esforços e ações em nível governamental deverá atender às demandas projetadas para o setor (MME, 2009).

#### **4.5.2. Desenvolvimento Tecnológico Industrial**

A indústria petrolífera brasileira tem enfrentado dificuldades nos últimos anos pela ausência de profissionais qualificados capazes de desempenhar atividades específicas. Por isso foi criado em 2003, o Programa de Mobilização da Indústria de Petróleo (Prominp), que para uma melhor desenvoltura do setor tecnológico industrial, possibilitou o fortalecimento da equipe responsável pelo desenvolvimento de projeto de pesquisa e inovação por meio da inclusão profissional especializada. O Prominp é de iniciativa do Governo Federal que, utilizando recursos da Petrobras (cláusula de 1% em P&D), investiu R\$220 milhões no Programa Nacional de Qualificação Profissional (PNPQ) entre 2008 e 2010, possibilitando a qualificação de 80.000 pessoas. Além disso, mais R\$565 milhões serão utilizados para capacitar aproximadamente 210 mil profissionais entre 2012 e 2015, e mais R\$80 milhões, para o programa de formação de oficiais da Marinha Mercante (FERNÁNDEZ, 2012).

Este programa foi criado com o objetivo de maximizar a participação da indústria nacional fornecedora de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de investimentos do setor de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior. Em sua trajetória de seis anos, o Prominp tem estruturado um abrangente conjunto de iniciativas com foco na geração de emprego e no fortalecimento e competitividade da indústria nacional (PROMINP, 2013).

Em 2009, o Prominp estimou a quantidade de profissionais qualificados demandados nos diversos setores industriais nacionais que deveriam atender à indústria de petróleo e gás nos anos posteriores (Figura 4.21).

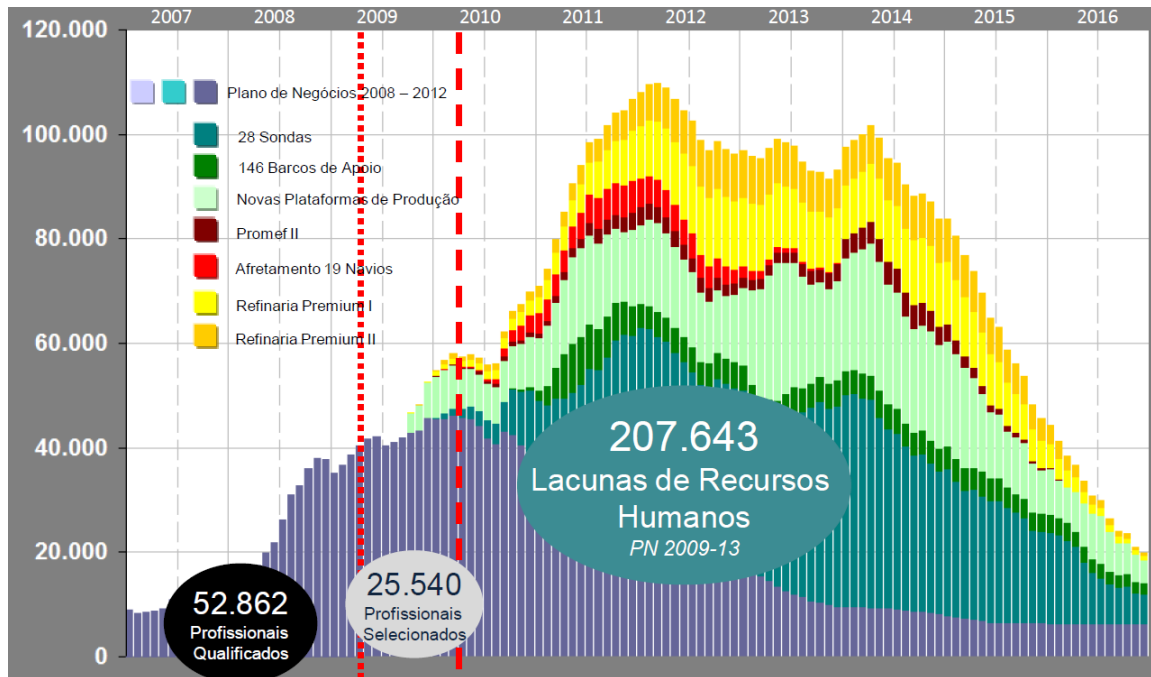


Figura 4.21. Estimativa de demanda de equipamentos e recursos humanos previstos para o PN 2009 -2013.  
Fonte: (PETROBRAS, 2013b)

A Figura 4.21 mostra o plano de negócios da Petrobras entre 2007-2016 destacando que a Petrobras irá construir diversas instalações (Refinarias I e II, sondas de perfuração e outros) e para atender essa demanda será necessária mão de obra especializada. Apenas para o período 2009-2013 estão sendo requeridos aproximadamente 207 mil profissionais qualificados, sendo a maioria técnicos e engenheiros.

Neste sentido, os programas Prominp, PRH e PFRH tem atendido boa parte da demanda de profissionais qualificados, indicando que o Brasil tem condições de suprir esta lacuna e se desenvolver por meios de uma política industrial coordenada. Nesse sentido, destaca-se que a Lei do Petróleo possibilitou a criação destes programas ao introduzir a cláusula de 1% dos contratos de concessão voltados para P,D&I.

Contudo, sabe-se que no novo marco regulatório existe um fundo social destinado a investir em diversos setores como saúde, educação, cultura, ciência e tecnologia, entre outros. Entretanto, o novo marco é falho, pois não se sabe ao certo, qual será o percentual exato a investir em pesquisa, desenvolvimento e inovação, ameaçando a continuidade do desenvolvimento obtido até hoje. Desse modo, faz-se necessário pormenorizar neste novo marco regulatório quais serão os recursos voltados para o setor de P,D&I, uma vez que, o país deve aproveitar a oportunidade oferecida pela descoberta dessas reservas para desenvolver sua capacidade de inovação e ampliar a qualidade média da mão de obra a fim de contribuir para um novo padrão de desenvolvimento econômico nacional.

## **CAPÍTULO 5**

### **5. ANÁLISE DOS PRINCIPAIS FATORES POLÍTICOS**

Buscou-se neste capítulo identificar os principais impactos políticos ocasionados pela alteração do marco regulatório no Pré-Sal. Por se tratar de uma mudança recente que normalmente surte efeitos em longo prazo, e por haver dificuldades de comprovação com dados numéricos em curto prazo, analisou-se inicialmente os principais interesses políticos que levaram à alteração do marco regulatório.

#### **5.1. INSTABILIDADE POLÍTICA**

Nos capítulos anteriores, foram discutidas as principais repercussões positivas advindas da Lei do Petróleo, abrindo o mercado para o setor privado, estimulando a concorrência, aumentando vigorosamente o volume de reservas e arrecadações governamentais. Ademais, este processo de abertura foi reconhecido internacionalmente por sua transparência e estabilidade de regras, possibilitando aos agentes econômicos previsibilidade e planejamento de longo prazo. Entretanto, por que mudar todo um marco regulatório comprovadamente benéfico se os resultados de sua aplicação foram positivos?

A alteração do marco regulatório irá enfrentar além dos inúmeros desafios tecnológicos e riscos exploratórios que devem ser suportados por todos os envolvidos na indústria, há barreiras burocráticas, ideológicas e legais que devem ser superadas. Reduzir a burocracia e fortalecer as regras – seu controle e sua aplicação – é o principal desafio para a melhoria desse cenário. Considerando que o Brasil compete com outros países na captação de investimentos de riscos para a exploração e a produção, o maior desafio do Estado, no âmbito regulatório, é trabalhar melhor na manutenção da transparência e da estabilidade institucional, as chamadas “regras do jogo”, que tem sido ignoradas a longo prazo. A elaboração da disciplina legal relativa ao Pré-sal parece não fugir a essa regra (RIBEIRO, 2010).

Inicialmente foi usado o argumento de que a mudança era necessária devido ao modelo de concessão ter sido criado em uma época de incertezas geológicas e altos riscos exploratórios, e que nas regiões do Pré-Sal, os volumes associados previstos eram surpreendentes e o sucesso exploratório absoluto, sendo necessária sua alteração para aumentar as arrecadações e participações governamentais.

Todavia, para Lucas (2012) esta alteração do marco regulatório associa-se mais a interesses políticos do que econômicos. Para este autor, o primeiro indício que corrobora este

entendimento parte da premissa de que se o objetivo fosse realmente o aumento da arrecadação do Governo, bastaria apenas majorar as alíquotas dos royalties e das participações especiais. Outro indício se caracteriza pelo fato dos institutos terem essencialmente a mesma finalidade, havendo somente alteração de nomenclatura, como por exemplo, o fim da participação especial e a inclusão do excedente em óleo, pois ambos os institutos buscam extrair uma parcela da renda extraordinária obtida das jazidas mais rentáveis. Um terceiro indício está associado com o envolvimento direto do Governo com a Petrobras, obtido por meio de sua capitalização. Por fim, outro fator estaria ligado à criação da PPSA que trata-se de uma estatal cujo papel se confunde com a ANP. Alguns autores veem esta alteração como uma estratégia política, como Lucas, (2012):

Foram duas as verdadeiras razões para mudança da legislação no setor de petróleo: a primeira foi proporcionar a Petrobras o direito de explorar os quarenta e um campos retirados da nona rodada de licitação sem concorrência nem pagamento de bônus de assinatura e de participação especial; a segunda foi o governo se contrapor politicamente à reforma de 1997, vista como “neoliberal”, e marcar o segundo governo do ex-Presidente Lula (2007/2010) como uma gestão completamente diferente da do governo do PSDB (LUCAS, 2012).

Contudo, a alteração do marco regulatório tem surtido efeitos inversos, como os riscos associados à comercialização do óleo, dificuldades na gestão da Petrobras, atrasos nas rodadas de licitação e a viabilidade da criação da PPSA.

Em relação aos riscos associados à forma de arrecadação no contrato de partilha, isto ocorre porque o Governo recebe a sua parcela em óleo, obrigando-lhe a se engajar diretamente na comercialização do óleo, ficando sujeito aos riscos do mercado. Além do que, estes contratos projetam uma situação em que não existem parâmetros de comparação de custo de exploração e produção, aumentando muito a incerteza e a desconfiança dos investidores.

Outro efeito inverso está relacionado às dificuldades enfrentadas pela gestão atual da Petrobras e os atrasos das rodadas de licitação do Pré-Sal. A obrigatoriedade em participar de todos os consórcios como operadora, imposta pelo modelo de partilha, revelou-se uma enorme preocupação para a Companhia, pois para que haja progresso e desenvolvimento do Pré-Sal, o Governo terá que abrir novas licitações. Se isto ocorrer, a Petrobras terá que se associar às empresas vencedoras em áreas pouco atraentes, visto que a Companhia já se encontra sobrecarregada com as atividades previstas no plano de negócios 2013-2020 e com atividades em áreas exclusivas (cessão onerosa). O Governo decidirá na próxima rodada de licitação, programada para outubro de 2013, se o número de blocos será o mínimo possível,

preservando os cofres da Petrobras para o cumprimento de seu ambicioso plano de negócios ou se serão incluídos vários blocos do Pré-Sal.

Outro fator questionado por especialistas é a viabilidade da criação da PPSA, cuja finalidade é complementar as atribuições da ANP e da Petrobras e gerir os contratos nas áreas do Pré-Sal. Com mais de dois anos de sua concepção, houve pouca divulgação sobre sua estruturação. Sabe-se que será ligada ao MME, com sede em Brasília e escritório central no Rio, cujo conselho de administração será nomeado pela presidenta da República. Os recursos que manterão a estatal virão das rendas com a gestão dos contratos de partilha de produção. Mais detalhes são discutidos na próxima seção.

## **5.2. IMPACTO POLÍTICO DA PPSA**

Embora tenha se passado quase três anos da criação da PPSA, esta empresa ainda encontra-se somente em projeto, faltando um decreto presidencial estabelecendo seu estatuto e toda a sua estrutura, como o número de empregados, os membros da administração, forma de atuação, limitações e atribuições frente à ANP. No entanto, buscou-se nesta seção levantar os principais impactos desde a sua criação em 2010.

Observa-se que um dos principais impactos causados pela criação da PPSA se refere à compressão do espaço institucional da ANP, retirando-lhe de certa forma, poderes regulatórios. Neste sentido, a instituição da PPSA gera preocupações não no que diz respeito à extinção da função regulatória da ANP, mas sim no que tange às possíveis mitigações desta atuação no âmbito do Pré-Sal. Tanto a Lei 12.304/10 que cria a PPSA quanto a Lei 12.351/10 que disciplina as atividades de exploração e produção no Pré-Sal e introduz o regime de partilha de produção trazem questionamentos a respeito da atuação da ANP no Pré-Sal, principalmente esta última, pois amplia a atuação do CNPE e do MME e modifica as competências dadas à ANP pela Lei do Petróleo. A seguir serão apresentados os principais aspectos restritivos e os conflitos de competências aparentes entre ANP e PPSA.

O primeiro aspecto diz respeito à função essencialmente gestora da PPSA, haja vista que ela é responsável por realizar a gestão dos contratos da área do Pré-Sal, tanto aqueles que envolvem a retirada dos recursos naturais do subsolo, como aqueles referentes à compra e venda destes recursos. A PPSA não executa as atividades de exploração e produção no Pré-Sal, mas apenas gere os contratos referentes a esta área. No entanto, podem surgir dúvidas quanto aos limites e possibilidades desta gestão, se esta se assemelha à ideia de regulação ou se possui característica essencialmente empresarial. O ideal é que se esclareça este

questionamento, de modo a evitar insegurança jurídica e aparentes conflitos de competência entre a empresa e a ANP.

O segundo aspecto é sobre o envio de informações pela PPSA à ANP (art. 4º, inciso I, alínea “f”, da Lei 12.304/10), este dispositivo legal destaca que a PPSA deverá repassar à ANP, informações referentes à gestão dos contratos de partilha de produção que se fizerem necessárias ao exercício de suas funções regulatórias. Contudo, estas “informações necessárias” não estão elencadas em lei, dependendo, portanto, de casos concretos para serem estabelecidas.

O terceiro aspecto é o fato da ANP ficar incumbida pela elaboração dos contratos de partilha de produção e ainda ter que submetê-los a aprovação do CNPE, nos termos do art. 10, inciso V da Lei 12.351/10. Sabe-se bem que a ANP tem competência para elaborar tais contratos sem necessidade de um órgão revisor, tendo em vista que elabora os editais de licitação e os contratos de concessão desde 1997.

Por fim, o quarto aspecto dispõe que a Lei do Petróleo, em seu art. 23, § 1º, direcionava à ANP competência para definir os blocos objeto da concessão, contudo, este dispositivo foi expressamente revogado pela Lei 12.351/10, fato este que comprova mais uma mitigação à atuação da ANP, fruto das inovações normativas advindas com o Pré-Sal.

Para Coimbra (2011), a explicação pela demora da criação da PPSA, refere-se ao fato de que o MME aguarda primeiro a aprovação do projeto de lei que determina como será feita a divisão dos royalties oriundos da exploração do petróleo entre os entes da Federação.

Conclui-se que, a PPSA existe somente em projeto aguardando um decreto presidencial que defina seu estatuto e sua estrutura, contudo, isso gera grandes preocupações por parte dos investidores, porque todos estes fatores devem estar finalizados até dia 21 de outubro de 2013, data da primeira licitação nas áreas do Pré-Sal.

### **5.3. CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRAS**

Sabe-se bem que o mercado é sensível às variações de curto prazo, fato constatado após o processo de capitalização da Petrobras, quando houve uma redução do valor de mercado da Companhia e conseqüente queda nas bolsas. Entretanto, em longo prazo é certo que a Petrobras irá aumentar acentuadamente as suas reservas provadas, assim como a produção diária, tanto de petróleo e gás quanto de derivados, alterando o cenário econômico atual.

No que tange ao valor de mercado da Companhia, a Figura 5.1 a seguir ilustra a variação de suas ações entre 2000 e 2013 juntamente com quatro outras empresas do setor.

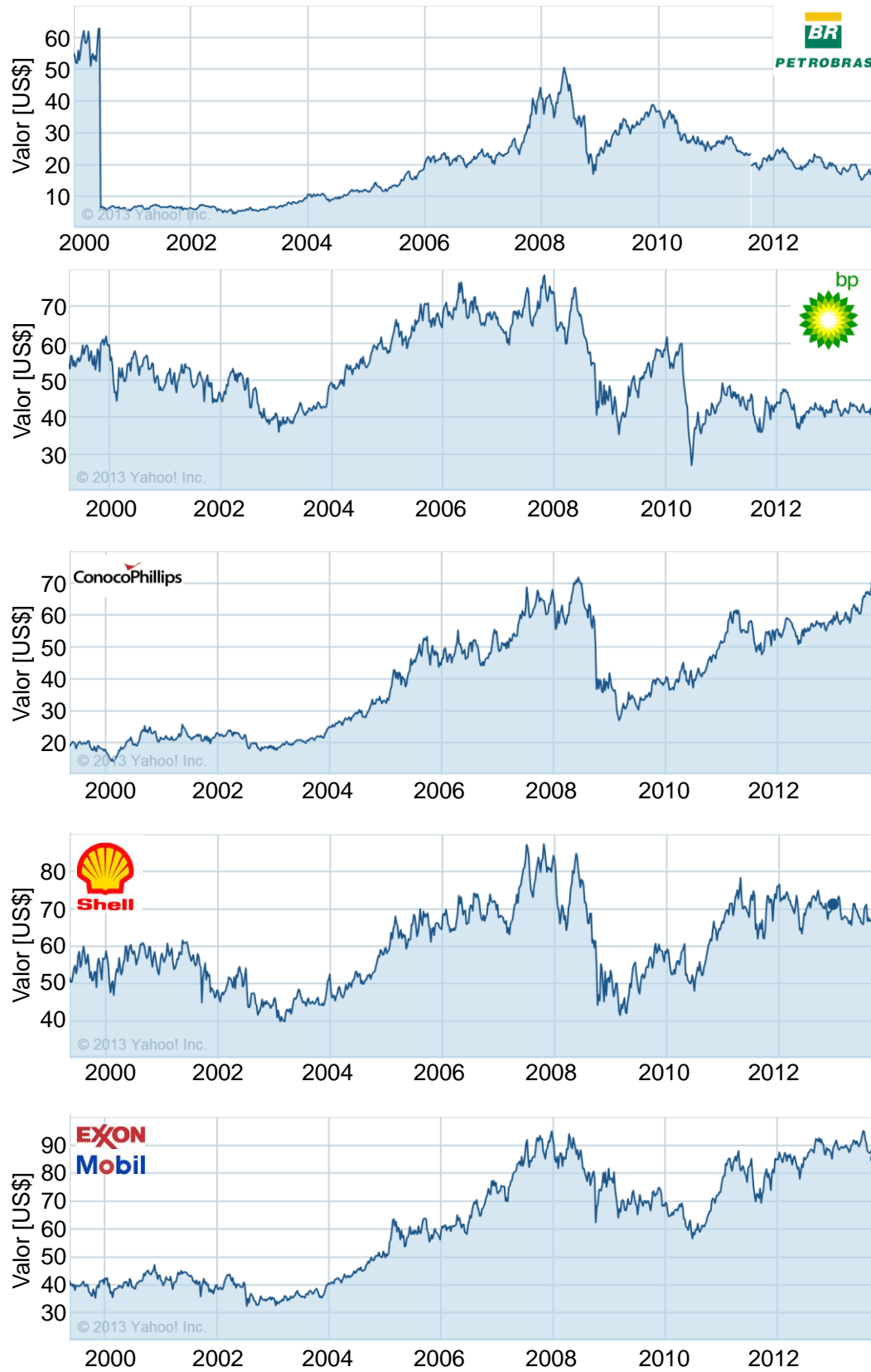


Figura 5.1. Variação das bolsas de valores de algumas empresas do setor de petróleo e gás entre 2000 e 2013.

Fonte: Adaptado de (YAHOO FINANÇAS, 2013)



Observa-se nas bolsas de valores da Petrobras, uma valorização expressiva entre 2006 e 2008, devido principalmente às boas expectativas do Pré-Sal aliadas à alta do preço do barril de petróleo, que atingiu a marca de 141 dólares em abril de 2008. A partir de então, os valores da Petrobras e de outras empresas do setor tiveram seus valores afetados principalmente pela crise econômica mundial. Apesar de esta crise afetar os valores das grandes empresas petrolíferas até hoje, a maioria delas tem se recuperado. Empresas como Exxon Mobil e Conoco estão com valor de mercado bem próximo daquele em 2008, quando tiveram o maior valor da história, com diferença apenas de -8%, -3% em relação a 2008, respectivamente.

Desde a alta em 2008, a Petrobras perdeu mais de 62% do seu valor de mercado (relação entre março/2008 e outubro/2013), sendo a maior queda entre as grandes companhias mundiais. Os principais motivos associados a esta queda de valor foram o alto nível de interferência política sofrida pela empresa e o aumento da demanda por combustíveis no Brasil. Este aumento se deu em parte impulsionado pelo subsídio dado pelo governo para venda de automóveis, através da redução do IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados), o que resultou na importação de grande volume de derivados de petróleo, principalmente óleo diesel e gasolina. Além do mais, o Governo e a Petrobras possuem uma política de preços onde a empresa não repassa de forma imediata às bombas as oscilações sofridas pelo preço do petróleo no mercado internacional, resultando em ambos os casos em prejuízos aos cofres da empresa.

Contudo, o envolvimento direto do Governo nas decisões da estatal tem provocado grandes repercussões, possibilitando a empresa aumentar sua capacidade de investimentos e por outro lado aumentando também as incertezas por parte dos investidores. Neste sentido, buscou-se, nesta seção, avaliar os principais interesses políticos e impactos causados pela capitalização da Petrobras.

Observa-se que o processo de capitalização ofereceu à Petrobras a possibilidade de aumentar expressivamente suas reservas e seu potencial tecnológico, criando o legislador uma reserva de mercado em favor da Petrobras, conforme demonstrado na Figura 5.2. Nas áreas do Pré-Sal, a Petrobras tem o privilégio em participar com no mínimo 30%, sem licitação, nos contratos de partilha e como operadora única nos campos destinados à cessão onerosa.

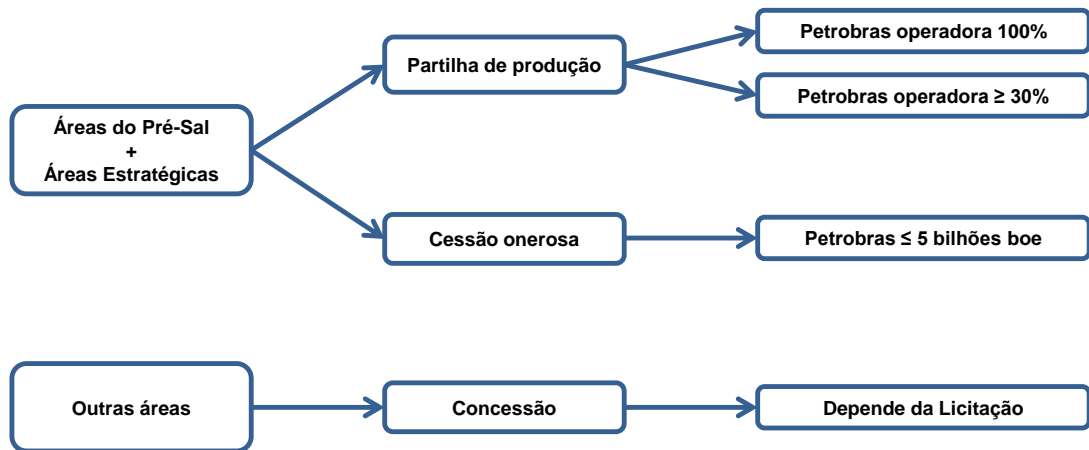


Figura 5.2. Resumo das participações da Petrobras no novo marco regulatório.

Nota-se, entretanto, que estes privilégios vêm acompanhados de interesses políticos, possibilitando ao Governo aumentar suas participações na Companhia ao ponto de exercer forte influência nas decisões. Este envolvimento se deu com a compra de ações da Petrobras, onde a União adquiriu todas aquelas a que tinha direito em virtude de sua posição acionária e as sobras dos acionistas que não exerceram seu direito de subscrição. Para integralizar sua participação na oferta pública de ações, a União transferiu à Petrobras R\$ 67,8 bilhões em Letras Financeiras do Tesouro Nacional – LFT. Em troca, a Petrobras adquiriu o direito de explorar e produzir nas áreas de cessão onerosa (vide item 2.3.1), podendo retirar um volume de até cinco bilhões de barris de óleo equivalente, a um preço médio de US\$8,51, variando entre os campos conforme Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Definição do preço do barril de petróleo nas áreas de cessão onerosa.

Área do contrato	Volume da cessão onerosa [Milhões boe]	Valor do Barril [US\$/boe]	Valoração [Bilhões US\$]
Tupi Sul	128,05	7,85	1,01
Florim	466,97	9,01	4,21
Tupi Nordeste	427,78	8,54	3,65
Peroba	-	8,53	-
Guará Leste	319,11	7,94	2,53
Franco	3.056,00	9,04	27,64
Iara	599,56	5,82	3,50
Total	4.999,47	-	42,53

Fonte: (PETROBRAS, 2013b)

Em suma, estas atividades possibilitaram a União ficar com títulos de sua própria dívida e com ações da Petrobras, ampliando assim, sua participação acionária sem precisar

desembolsar recursos fiscais; os investidores compraram suas ações com recursos monetários; e a Petrobras ficou com o petróleo e recursos monetários, além de ampliar seu capital social.

Resulta-se deste processo de capitalização, uma diluição da participação acionária de acionistas minoritários, notadamente as pessoas físicas nacionais, o que possibilitou o aumento da participação da União, computadas também as participações do BNDESPAR (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social Participações S.A.), BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) e Fundo Soberano, na empresa passando de 39,8% para 48,3% do seu capital total. Isto tem reduzido o poder de voto dos acionistas minoritários, assim como os lucros provenientes da exploração e produção, impactando negativamente na imagem da Companhia. A seguir, são apresentadas na Tabela 5.2 um resumo das principais repercussões da capitalização da Petrobras.

Tabela 5.2. Principais repercussões positivas e negativas da Petrobras após o processo de capitalização.

Repercussões positivas	Repercussões negativas
Possibilidade de valorização expressiva de suas ações e de seu valor de mercado após aumentar suas reservas e atingir a meta de produção em 2017.	Desrespeito com os investidores minoritários e falta de transparência tem causado uma imagem negativa da Companhia.
Benefícios advindos da sinergia com outras empresas no desenvolvimento dos diversos campos.	Divisão dos dividendos com maior número de acionistas e retorno em longo prazo.
Desenvolvimento de tecnologias de ponta para exploração e produção em águas ultraprofundas.	Custos elevados, baixa eficiência e influência do Governo.

# **CAPÍTULO 6**

## **6. CONCLUSÃO**

### **6.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Foi discutido neste trabalho os principais impactos econômicos e políticos causados pela mudança do marco regulatório no Pré-Sal e as repercussões trazidas pela Lei do Petróleo (Lei 9.478/97).

Inicialmente, destacou-se que referida Lei repercutiu positivamente no setor econômico do país, trazendo principalmente estabilidade regulatória, segurança jurídica e respeito às regras de mercado. Além disso, o Brasil alcançou autossuficiência na produção de petróleo e gás natural com o aumento dos investimentos no setor. Em relação à competitividade, a atração de várias empresas mundiais no mercado interno trouxe como resultado, notável elevação, tanto das reservas quanto da produção de petróleo e gás, erguendo o Brasil em uma posição de destaque no mercado mundial petrolífero. Outro fator positivo da mencionada lei foi a criação das participações governamentais que proporcionaram consideráveis arrecadações das receitas. Neste contexto, no período de 1995 a 2011, as reservas comprovadas no Brasil saltaram de 6,1 bilhões de barris para 14,9 bilhões de barris, enquanto a produção elevou-se em 150%. Além do mais, a arrecadação acumulada de participações especiais e royalties foi de 164,5 bilhões de reais.

Em relação à influência do desenvolvimento do Pré-Sal nos diversos setores da economia, observou-se que independentemente da alteração do marco regulatório ocorrerá uma tendência de investimentos preferencialmente nos setores de petróleo e gás, acarretando impactos positivos e negativos nos setores que compõem o PIB. Os impactos positivos são caracterizados pelo aumento da participação no PIB referente ao desenvolvimento dos seguintes setores: refino, produção de petróleo e gás, serviços e outros. Ao passo que, os impactos negativos caracterizam-se pela redução no desenvolvimento dos seguintes setores: máquinas e equipamentos, eletrônicos, transportes e outros. Frisa-se que, a alteração do marco requereu uma maior participação do Governo, exigindo grandes investimentos no setor, principalmente na capitalização da Petrobras, deixando de investir em outros setores de grande importância no país.

No que tange ao atraso do desenvolvimento do Pré-Sal, houve uma paralisação das rodadas de licitação ocasionadas pela demora na alteração do marco regulatório e pelo excesso de atribuições designadas à Petrobras.

Para atender a demanda tecnológica e de recursos humanos do setor de petróleo e gás, o país contou com programas importantes, como o Promimp e o PRH, proporcionando grandes avanços no setor de P,D&I. Porém, no novo marco regulatório foi criado um fundo social que não menciona quais parcelas serão aplicadas em P,D&I, podendo haver uma descontinuidade de aplicação de recursos neste setor.

No que se refere aos impactos políticos, foi visto que a alteração do marco regulatório associa-se mais a interesses políticos do que econômicos. O primeiro indício que corrobora este entendimento parte da premissa de que se o objetivo fosse realmente o aumento da arrecadação do Governo, bastaria apenas majorar as alíquotas dos royalties e das participações especiais. Outro indício se caracteriza pelo fato dos institutos terem essencialmente a mesma finalidade, havendo somente alteração de nomenclatura, como por exemplo, o fim da participação especial e a inclusão do excedente em óleo. Um terceiro indício está associado com o envolvimento direto do Governo com a Petrobras, obtido por meios de sua capitalização. Enfim, outro fator estaria ligado à criação da PPSA que se trata de uma estatal cujo papel se confunde com a ANP.

Ainda no contexto dos impactos políticos, a capitalização da Petrobras aumentou o envolvimento do Governo em suas decisões, provocando grandes repercussões. Se por um lado a capitalização possibilitou o aumento da capacidade de investimentos da Petrobras, por outro ela aumentou também as incertezas por parte dos investidores.

Contudo, mostrou-se que o Pré-Sal beneficiará diversos setores da economia, podendo tornar o Brasil um grande exportador de petróleo, aumentando o PIB nacional e disponibilizando vultosos recursos à Administração Pública. Por outro lado, essa contrarreforma realizada após a descoberta do Pré-Sal representou uma espécie de modelo misto pouco competitivo, caracterizado por relações comerciais entre empresas privadas e o Estado, com decisões de mercado administradas pelo Governo.

Por fim, o Pré-Sal é um tesouro que pode fazer o Brasil entrar para sempre no clube das potências mundiais ou representar apenas um ciclo de opulência com data marcada para terminar, a definição de um ou outro caminho vai depender da devida utilização dos recursos para o desenvolvimento econômico, industrial e social do país. O Brasil precisa saber usar os recursos provenientes do Pré-Sal e aumentar os investimentos em energias renováveis, garantindo assim, a transição da era do petróleo para a era das energias limpas.

## **6.2. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Recomenda-se aos trabalhos futuros uma análise mais profunda sobre a aplicação dos recursos provenientes dos royalties na educação e fazer uma análise da eficiência dessa aplicação. Pertinente pesquisar também como ficou decidido a distribuição dos royalties e quais os impactos dessa alteração legislativa.

Outra questão a ser analisada é a avaliação dos mecanismos utilizados pelo Governo para evitar que o Brasil se torne vítima da “doença holandesa”, ou seja, acompanhar os investimentos realizados no setor industrial de modo a reduzir o processo de desindustrialização.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

**ABEGÁS. 2012.** CT-Petro perto do fim. s.l.: Disponível em: <<http://www.abegas.org.br/Site/?p=11187>>. Acesso em: 10/06/2013, 2012.

**ALKIMIM, Viviane Alonso. 2011.** O Histórico da Extração e Exploração de Petróleo no Brasil e o Novo Marco Regulatório do Pré-Sal. Disponível em: <<http://www.emerj.tjrj.jus.br>>. Acesso em: 07/11/2012. 2011.

**ANFAVEA, Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. 2013.** Anuário da Indústria Automobilística Brasileira. 2013.

**ANP. 2011.** Anuário Estatístico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2011.

**ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2013.** Disponível em: <[www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)>. Acesso em: 09/04/2013. 2013.

— **2012.** Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: Disponível em: <<http://disciplinas.stoa.usp.br>>, Acesso em: 01/04/2013, 2012.

**B&M, Defesa em Comércio Internacional. 2010.** Maldição do Petróleo e o Novo Marco Regulatório do Pré-Sal. Disponível em: <<http://www.bmlegal.com.br>>. Acesso em: 14/05/2013 2010.

**BEN, Balanço Energético Nacional. 2013.** s.l.: Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/>> Acesso em: 20/08/2013, 2013.

**BRASIL. 1988.** Artigo 20, §1º da Constituição Federal. s.l.: Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm)> Acesso em: 01/08/2013, 1988.

— **2000.** DECRETO nº 3.520. 2000.

— **2010b.** Lei 12.276. Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da CF. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 10/05/2013 2010b.

— **2010d.** Lei 12.304. Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA). Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 10/05/2013 2010d.

— **1.997.** Lei 9.478. 1.997.

— **2010c.** LEI Nº 12.351, Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura. 2010c.

—. **2013.** Novas reservas. s.l. : <http://www.brasil.gov.br/sobre/economia/energia/pre-sal>, 2013.

—. **2010a.** Primeira sondagem profunda de petróleo. s.l. : Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/linhadotempo/epocas/1892/primeira-sondagem-profunda-de-petroleo>>. Acesso em 30/07/2013, 2010a.

**CESPEG, Comissão Especial de Petróleo e Gás do Estado -.** **2010.** Petróleo & Gás no Estado de São Paulo. Disponível em:< <http://www.desenvolvimento.sp.gov.br>> 2010.

**CIA, World Factbook.** **2013.** Reservas provadas de petróleo. Index Mundi. Disponível em  
em  
<<http://www.indexmundi.com/energy.aspx?product=oil&graph=reserves&display=rank>  
> : Acesso em 29/07/2013, 2013.

**ENERGY.** **2013.** Statistical Review of World Energy 2013. s.l. : Disponível em:  
<<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/statistical-review-of-world-energy-2013.html>>. Acesso em 30/07/2013, 2013.

**ESTADÃO.** **2013.** ANP: Produção de petróleo no Brasil cai 8,2% em março. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br>>. Acesso em 13/05/2013 2013.

**FELLET, João.** **2011.** Entenda as regras da divisão dos royalties do petróleo. Disponível em: <http://www.bbc.co.uk>. Acesso em:15/05/2013 2011.

**FERNÁNDEZ, Eloi Fernández y.** **2012.** Indústria nacional de bens e serviços nos arranjos produtivos do setor de óleo e gás natural no Brasil. Rio de Janeiro : Elsevier, 2012.

**FINEP, Financiadora de Estudos e Projetos.** **2013.** Disponível em:  
<<http://www.finep.gov.br>> 2013.

**FONTES, Grazielly dos Anjos.** **2010.** Novas Fronteiras Petrolíferas no Brasil:uma análise da necessidade de nova regulamentação da área do pré-sal sob a ótica constitucional. Natal : Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010.

**G1, Globo Política.** **2012.** Câmara aprova nova distribuição dos royalties do petróleo. Reportagem de 06/11/2012. 2012.

**GASPARETTO JR., Antonio.** **2013.** Crise do Petróleo. s.l. : Disponível em:<<http://www.infoescola.com/economia/crise-do-petroleo/>> Acesso em: 31/07/2013, 2013.

**GELEZAUSKAS, Carmen.** **2013.** O que é o Pré-Sal. s.l. : Disponível em:<<http://www.escolacurtbrandes.com.br/?p=9870>>. Acesso em: 05/05/2013, 2013.

**GIAMBIAGI, Fabio e LUCAS, Luiz Paulo Vellozo (orgs.).** **2012.** Petróleo, Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro. Rio de Janeiro : Elsevier, 2012.

**GIMENEZ, Aurélio.** **2013.** Capitalização da Petrobras prejudica o Rio. Disponível em:  
<<http://odia.ig.com.br>>. Acesso em: 07/05/2013 2013.



- GLOBO, O. 2010.** Entenda a capitalização da Petrobras. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com>>. Acesso em: 30/04/2013 2010.
- GOMES, C. J. V. 2009.** O Marco Regulatório da Prospecção de Petróleo no Brasil: O Regime de Concessão e o Contrato de Partilha de Produção. Brasília : s.n., 2009.
- IBP, Instituto Brasileiro de Petróleo Gás e Biocomustíveis. 2013.** Informações e Estatísticas da Indústria. s.l. : Disponível em: <<http://200.189.102.61/siee>>. Acesso em: 04/06/2013, 2013.
- ITAESA. 2011.** Indústria do petróleo e gás vai liderar os investimentos no Brasil nos próximos anos. Disponível em: <<http://www.itaesa.org.br>>. Acesso em: 15/05/2013 2011.
- LEITE, Antonio Dias. 2007.** A Energia do Brasil. Rio de Janeiro : Elsevier, 2007. Vol. 2ª Edição.
- LEO, Sergio e RESENDE, Thiago. 2013.** Consumo de combustíveis puxa déficit no trimestre. Disponível em: <<http://clippingmp.planejamento.gov.br>>. Acesso em: 11/04/2013. 2013.
- LIMA, Paulo César Ribeiro. 2011.** O Novo Marco Legal e a Capitalização da Petrobras. 2011.
- , 2009. O Pré-Sal e o novo marco legal. 2009.
- LUCAS, Luiz Paulo Vellozo. 2012.** A derrota de um modelo de sucesso. Em: Petróleo - Reforma e Contrarreforma do setor petrolífero brasileiro. Rio de Janeiro : Elsevier, 2012.
- Luna, Denise. 2013.** In: Geofísica Brasil. Folha de São Paulo. Governo divulga áreas para novo leilão de gás e petróleo. 2013.
- MAGALHÃES, Aline Souza e DOMINGUES, Edson Paulo. 2012.** Benção ou maldição: impactos do pré-sal na indústria brasileira. Disponível em: <<http://arquivos.portaldaindustria.com.br>>. Acesso em: 24/04/2013 2012.
- MARTINS, Marcilene, SOGARI, Mário Augusto Brudna e RUDNICKI, Sara. 2012.** A regulamentação da atividade petrolífera no Brasil e os desafios colocados pelas descobertas de reservas de petróleo na camada pré-sal. Rio Grande do Sul : Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2012.
- MING, Celso. 2013.** A Indústria. Disponível em: <<http://blogs.estadao.com.br>>. Acesso em: 22/04/2013. 2013.
- MME, Ministério de Minas e Energia. 2013.** CNPE. s.l. : Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos\\_comite/cnpe.html](http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cnpe.html)>. Acesso em: 25/07/2013., 2013.
- , 2009. Pré-Sal Perguntas e Respostas. Perguntas mais frequentes sobre o marco regulatório do Pré-Sal. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 30 out 2012 21 de 09 de 2009. pp. 1-37.

**NASCIMENTO, Andreas. 2010.** Exploração de Petróleo em Camadas do Pré-Sal no Brasil: Um Estudo de Caso no Poço 1-SPS-50. Disponível em: <http://juno.unifei.edu.br>>. Acesso em: 13/05/2013 2010.

**OLIVEIRA, Gesner e GOLDBAUM, Sérgio. 2012.** A capitalização da Petrobras em perspectiva. Em: Petróleo - Reforma e Contrarreforma do setor petrolífero brasileiro. Rio de Janeiro : Elsevier, 2012.

**OLIVEIRA, Nielmar de. 2013.** ANP fecha 11ª Rodada de Licitações com arrecadação de R\$ 2,82 bilhões. s.l.: Agência Brasil, 2013. Vols. Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/noticia/2013-05-14/anp-fecha-11%C2%AA-rodada-de-licitacoes-com-arrecadacao-de-r-282-bilhoes>>. Acesso em: 29/07/2013.

**PAVAN, Adenilton. 2012.** Pré-Sal e a Política Econômica dos Fundos Soberanos. Santo André : Universidade Federal do ABC, 2012.

**PETROBRAS. 2013c.** Autossuficiência em Petróleo: Respostas ao Globo. Disponível em: <<http://fatosdados.blogspotpetrobras.com.br>>. Acesso em: 22/04/2013 2013c.

—. **2012.** Petróleo, Gás Natural e o Futuro do Brasil. 2012.

—. **2013b.** Pré-Sal e seus desafios. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 25/04/2013 2013b.

—. **2013a.** Produção no Pré-Sal bate novo recorde e alcança 300mil barris de petróleo por dia. Disponível em: <<http://fatosdados.blogspotpetrobras.com.br>>. Acesso em: 17/04/2013. 2013a.

—. **2012.** Recursos Humanos | Universidade Petrobras. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 25/04/2013 2012.

**PROMINP, Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural. 2013.** Disponível em: <<http://www.prominp.com.br>>, em: 09/04/2013. 2013.

**RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. 2010.** Direito dos Investimentos e o Petróleo. 2010.

**SCHUFFNER, Cláudia, POLITO, Rodrigo e NOGUEIRA, Marta. 2013.** Mercado já teme nova capitalização da companhia. Disponível em: <http://clippingmp.planejamento.gov.br>. Acesso em: 28/05/2013 2013.

**SILVA, Leonardo de Oliveira da. 2011..** Regulação do Pré-sal: novas fronteiras, novos desafios. 6° *DPETRO*. 2011.

**STF, Supremo Tribunal Federal. 2003.** Mandado de Segurança. Min. Nelson Jobim, MS 24.312. : Disponível em: <<http://redir.stf.jus.br/paginadorpub/paginador.jsp?docTP=AC&docID=86118>>. Acesso em: 01/08/2013, 2003.

**VAZQUEZ, Felipe Alvite. 2010.** Análise Crítica das Ofertas das Rodadas de Licitações da ANP, com foco nas variáveis do julgamento do processo licitatório: Conteúdo Local, Bônus de Assinatura e Programa Exploratório Mínimo. s.l. :

Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000081.pdf>. Acesso em: 10/06/2013, 2010.

**VEJA, G1. 2013.** Entenda o que é a camada de pré-sal. Disponível em: <<http://www.passeiweb.com>>. Acesso em: 16/05/2013 2013.

**VEJA, Revista/G1. 2011.** Entenda o que é a camada de pré-sal. Disponível em: <<http://www.passeiweb.com>>. Acesso em: 30/04/2013 2011.

**VIOMUNDO. 2013.** Petrobras rebate questões apontadas pelo PSDB. s.l. : Disponível em: <http://www.viomundo.com.br>. Acesso em: 04/06/2013, 2013.

**YAHOO FINANÇAS. 2013.** Cotação da Bolsa PETROBRAS -PN (PETR4.SA). s.l. : Disponível em: <<http://br.financas.yahoo.com/echarts?s=PETR4.SA#symbol=petr4.sa;range=08032000,25032009;compare=;indicator=volume;charttype=area;crosshair=on;ohlcvalues=0;logscale=off;source=undefined;>> Acesso em: 25/07/2013, 2013.

**ZAPAROLLI, Domingos. 2012.** O pré-sal é nosso. Disponível em: <<http://www.istoedinheiro.com.br>>. Acesso em: 18/04/2013 2012.

**ZYLBERSZTAJN, David e AGEL, Sonia. 2012.** A reforma do setor de petróleo de 1997: racionalidade, concepção e implementação. Em: Petróleo - Reforma e Contrarreforma do setor petrolífero brasileiro. Rio de Janeiro : Elsevier, 2012.