



ANÁLISE DA REPARTIÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS ADVINDAS
DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO ENTRE AS ESFERAS DE GOVERNO E SEU
IMPACTO SOBRE A ECONOMIA DO RIO DE JANEIRO

Juliana Barbosa Nunes

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro

Março de 2012

ANÁLISE DA REPARTIÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS ADVINDAS
DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO ENTRE AS ESFERAS DE GOVERNO E SEU
IMPACTO SOBRE A ECONOMIA DO RIO DE JANEIRO

Juliana Barbosa Nunes

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. Maurício Cardoso Arouca, D.Sc.

Prof. Luís Eduardo Duque Dutra, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2012

Nunes, Juliana Barbosa

Análise da Repartição das Participações Governamentais advindas da indústria do Petróleo entre as esferas de governo e seu impacto sobre a economia do Rio de Janeiro/ Juliana Barbosa Nunes. - Rio de Janeiro: UFRJ / COPPE, 2012.

XIV, 165 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2011.

Referencias Bibliográficas: p. 150 -165

1. Participações Governamentais. 2. Renda Mineral. 3. Descentralização Fiscal. I. Szklo, Alexandre Salem. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, a minha irmã e ao meu namorado, que pacientemente me ajudaram a vencer os obstáculos e concluir mais esta etapa.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao professor Alexandre Salem Szklo, pela orientação e pela paciência, de fundamental importância para esta dissertação.

Aos professores Maurício Arouca e Luís Eduardo Duque Dutra, por aceitarem o convite para participar da banca e por colaborarem no aperfeiçoamento da dissertação.

Aos amigos que conheci e convivi nesse período no PPE, em especial ao querido amigo Alan, pela ajuda, conselhos e sugestões.

Aos funcionários do PPE, pela atenção e auxílio conferido durante o período do Mestrado e ao CNPq, pelo auxílio financeiro.

A todos os professores do PPE, que compartilharam conhecimento e experiências profissionais.

À minha querida mãe Regina e irmã Tatiana, pela força e apoio em todos os momentos e por não deixarem de acreditar em meu potencial.

Ao meu pai, que apesar da distância, contribuiu com conselhos e sugestões valiosas.

Ao meu namorado Diogo, pelo incentivo, paciência e por toda a confiança depositada.

E, acima de tudo, a Deus, pelo conforto nos momentos de fraqueza.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

ANÁLISE DA REPARTIÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS
ADVINDAS DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO ENTRE AS ESFERAS DE GOVERNO
E SEU IMPACTO SOBRE A ECONOMIA DO RIO DE JANEIRO

Juliana Barbosa Nunes

Março/ 2012

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

Os royalties e as participações especiais derivados da exploração e produção de petróleo no Brasil são participações governamentais com enorme impacto nas finanças dos estados e municípios do Rio de Janeiro. Tendo em vista a relevância da renda petrolífera, este estudo avalia a pertinência da transferência dessa arrecadação entre as esferas de governo, comparando o atual sistema de repartição com a experiência internacional. A metodologia empregada para alcançar o resultado foi a apuração e análise de dados, através do levantamento das finanças do estado do Rio de Janeiro e dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos. Ademais, analisaram-se casos internacionais, com o objetivo de servir como experiência para o caso Brasileiro. Dentre as principais conclusões, pode-se depreender que, de um lado, a centralização da renda petrolífera na esfera federal garante uma melhor capacidade de absorver incertezas e volatilidade quanto ao recebimento da arrecadação; de outro, em nível local, o poder público pode identificar e suprir melhor as necessidades e carências locais, além de realizar uma fiscalização mais eficaz. No caso Brasileiro, esta questão é ainda mais relevante, na medida em que, o debate acerca da distribuição da participação governamental, não pode deixar de envolver a discussão mais ampla da reforma tributária, especialmente, no caso do petróleo, associada à incidência do ICMS no destino.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ANALYSIS OF THE REPARTITION OF GOVERNMENT TAKE FROM
PETROLEUM INDUSTRY BETWEEN GOVERNMENT LEVELS AND ITS
IMPACTS OVER THE RIO DE JANEIRO ECONOMY

Juliana Barbosa Nunes

March/ 2012

Advisor: Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning

Royalties and the special participation tax of petroleum exploration and production in Brazil are government take with enormous impacts on the financial health of the state and cities of Rio de Janeiro. Considering the relevance of oil revenue, this study evaluates the aptness of the amount transferred between government levels, comparing the current allocation system with international cases. The implemented methodology to reach the result has been the evaluation and data analysis, based on the finances of the state of Rio de Janeiro and the cities that have common borders with the Campos Basin. Furthermore, international cases have been analyzed with the goal to be used as further experience for the Brazilian case. From the main conclusions, it can be inferred that, on one hand, the centralization of the oil revenue at federal level guarantees a better capacity to absorb uncertainties and the variation on the amount received; on the other hand, in local level, it's possible to identify and better supply the local necessities and scarcities, not to mention, realize a more effective control. In the Brazilian case, this point is even more relevant, as far as debate concerning the distribution of government take cannot be done without considering a broader tax reform, especially in the case of petroleum, that is associated with the incidence of ICMS on the destination.

SUMÁRIO

Capítulo I – Introdução.....	1
Capítulo II - Teoria dos Recursos Naturais não renováveis	6
II.1– A definição de Renda.....	6
II.2 – Renda mineral	9
II.3 – Os recursos naturais não renováveis e a Renda de Hotelling	10
II.4 - Definição de Royalty	20
II.5 - Fundamentos para a cobrança dos royalties de petróleo.....	21
II.5.1 - Instrumento para promoção da justiça intergeracional e incentivo ao desenvolvimento de novas atividades.....	21
II.5.2 - Instrumento de captura de rendas extraordinárias	22
II.5.3 - Mecanismo para internalizar custos.....	23
II.5.4 - Receita da alienação do patrimônio público.....	25
II.6. Considerações finais do capítulo	26
Capítulo III - Exemplos internacionais de transferências subnacionais ...	27
III.1 – Avaliação da transferência subnacional	27
III.2 – Análise sobre a forma de repartição das participações governamentais em países selecionados	30
III.2.1 - A experiência dos Estados Unidos.....	30
III.2.1.1 – Beneficiários e alíquota das participações governamentais incidentes sobre a produção de petróleo.	31
III.2.1.2 – O caso do Alasca.....	33
III.2.2 – A experiência do Canadá.....	34
III.2.2.1- O caso da província de Alberta.....	36
III.2.2.2 - Beneficiários e alíquota dos royalties incidentes sobre a produção de hidrocarbonetos em Alberta	36
III.2.2.3 – The Alberta Heritage Savings Trust Fund (AHSTF).....	37
III.2.3 – A experiência do México	38
III.2.3.1- Beneficiários e alíquota dos derechos incidentes sobre a produção de petróleo.	39
.....	39
III.2.4 - A experiência da Bolívia	40

III.2.4.1- Beneficiários e alíquota dos royalties incidentes sobre a produção dos hidrocarbonetos.....	41
III.2.5 – A experiência da Rússia	42
III.2.5.1 - Beneficiários e alíquota do Mineral Resource Extraction Tax (MRET) incidente sobre a produção de petróleo e gás.	43
III.2.5.2 – Fundo de estabilização do petróleo.....	44
III.2.6 – Nigéria	45
III.2.6.1- Beneficiários e alíquotas da repartição da renda da indústria do petróleo.....	46
III.2.7 – Gana.....	47
III.2.8 – Noruega	50
III.2.8.1 – Experiência com o Fundo Petrolífero Estatal Norueguês (FPEN).....	51
III.3 – Exemplos internacionais da adoção da Iniciativa de Transparência das Indústrias Extrativas – Vantagens e desafios	52
III.4 – Gestão da renda petrolífera	56
III.5 - Elaboração de indicadores para avaliar o grau de transferência subnacional das rendas do petróleo	58
III.6 – Considerações finais do Capítulo.....	65

Capítulo IV - As Participações Governamentais no Brasil e seu impacto nas finanças do estado do Rio de Janeiro 67

IV.1 - Histórico da indústria de petróleo brasileira e aspectos legais da distribuição dos royalties entre as esferas de governo.....	67
IV.2 – Tipos de Regimes Fiscais.....	74
IV.2.1- Sistemas de concessão.....	75
IV.2.2 – Sistemas Contratuais.....	76
IV.2.2.1- Contrato de serviço	77
IV.2.2.2– Contrato de Partilha de Produção.....	77
IV.3 - As Mudanças Instituídas pela Lei n.º 9.478/1997	79
IV.3.1- As participações governamentais previstas no regime de concessão	81
IV.4- Pré-Sal e o novo marco regulatório	88
IV.5 – Tributos incidentes na cadeia do petróleo.....	92
IV.6 – Análise da economia Estado do Rio de Janeiro.....	94
IV.6.1 – As Finanças do Estado do Rio de Janeiro	95
IV.6.2 – O Desenvolvimento Local	99
IV.7 - Considerações Finais do Capítulo.....	104

Capítulo V – Avaliação da Repartição das Participações Governamentais com os municípios do estado do Rio de Janeiro.....	106
V.1 – As zonas econômicas e os municípios do Estado do Rio de Janeiro.....	106
V.1.1 – Breve histórico dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos.....	110
V.2 – Indicadores qualitativos para avaliar o grau de transferência subnacional das rendas dos hidrocarbonetos.....	112
V.2.1- Atribuição /autonomia dos governos locais.....	113
V.2.2 - Pressão populacional/social pelas rendas do petróleo	124
V.2.3 – Propriedade Local do Recurso	127
V.2.4- Impactos sócio-ambientais provocados pela indústria petrolífera	129
V.2.4.1 – Os impactos ambientais da indústria do petróleo.....	129
V.2.4.1.1 Exemplos de impactos ambientais e penalidades previstas em lei	130
V.2.4.2 – Impactos sociais da indústria de petróleo	132
Capítulo VI- Conclusão	141
Capítulo VII - Referências Bibliográficas.....	150

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Custo de oportunidade ou Renda de Hotelling.....	13
Figura 2: Produção de óleo da Venezuela e sua cota de produção na OPEP.....	19
Figura 3 - Localização dos Estados Unidos	31
Figura 4 – Localização do Canadá.....	35
Figura 5 – Localização do México.....	38
Figura 6 – Localização da Bolívia	40
Figura 7 - Localização da Rússia.....	42
Figura 8 - Localização da Nigéria.....	45
Figura 9 - Localização de Gana	47
Figura 10: Distribuição da arrecadação derivada da exploração dos recursos minerais em Gana.....	49
Figura 11: Localização da Noruega	50
Figura 12: Limites interestaduais na plataforma continental.....	71
Figura 13: Limites intermunicipais na plataforma continental	72
Figura 14: Classificação dos modelos de regime fiscal petrolífero.	75
Figura 15: Localização das Reservas do Pré Sal.....	88
Figura 16 – Variação percentual do IDH e de seus componentes entre 1991 e 2005, segundo unidade da federação - Brasil (%)	102
Figura 17: Estado do Rio de Janeiro Regiões do Governo e Microrregiões Geográficas ...	107
Figura 18: Litoral do Estado do Rio de Janeiro – limites ortogonais e paralelos.....	109

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Peso das Variáveis nas Ofertas (%).....	80
Tabela 2: Percentual dos Blocos concedidos nas rodadas de licitação por operadora.....	81
Tabela 3: Evolução da Arrecadação de Royalties e PE por estado (em mil).....	95
Tabela 4: Evolução das Despesas realizadas, administração direta e indireta, segundo as funções de Governo do Estado do Rio de Janeiro	96
Tabela 5: Evolução das Receitas arrecadadas do Estado do Rio de Janeiro.....	97
Tabela 6: Arrecadação do Estado do Rio de Janeiro em 2009 com ICMS do petróleo (em mil).....	98
Tabela 7 – IDH, Brasil, regiões e estados, 1991 a 2005	101
Tabela 8: Número de Municípios e valor recebido de royalties e participação especial em 2010 de acordo com a zona territorial.....	108
Tabela 9: Evolução da repartição dos Royalties e participação especial dos municípios ...	114
Tabela 10: Evolução das Receitas totais arrecadadas por município de 2005-2010.....	115
Tabela 11: Dependência dos Municípios das Transferências na Receita Total em 2006 ...	117
Tabela 12: Evolução da Composição da Receita total	117
Tabela 13: Evolução da Despesa Total arrecadados por município 2005-2010.....	118
Tabela 14: Evolução da Composição da Despesa Total por rubrica	119
Tabela 15: Investimentos per capita dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos de 2001 a 2009.....	119
Tabela 16: Dados de infraestrutura, por tipo, segundo as Regiões de Governo e municípios em 2010.....	120
Tabela 17: Crescimento da população residente segundo regiões e municípios 1991-2010	121
Tabela 19: Evolução dos Indicadores de Desenvolvimento Humano Municipal e do crescimento populacional 1991-2000.....	125
Tabela 20: Estimativa de Arrecadação do ICMS do petróleo dos estados e municípios produtores de petróleo em mil em 2010.....	128
Tabela 21: Estimativa de Arrecadação do ICMS do petróleo dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos (em mil R\$) em 2010.....	129
Tabela 22: Evolução do Emprego formal por setor de atividade econômica em Macaé.....	135
Tabela 23: Gastos com os recursos dos royalties por função em Macaé em 2009	136

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Arrecadação das participações governamentais no Brasil: 2002- 2011	2
Gráfico 2: Evolução da arrecadação das participações governamentais arrecadado entre 1999 e 2011.....	86
Gráfico 3: Arrecadação de Royalties e PE por ente da federação em 2010 (%)	87
Gráfico 4: Meta de Produção de óleo e gás natural Petrobras (Perspectivas Produção)	89
Gráfico 5: Arrecadação do ICMS do petróleo, combustíveis e lubrificantes por estado em R\$ milhões em 2011	99
Gráfico 6: Municípios que mais receberam royalties e participação especial per capita em 2010 (R\$).....	110
Gráfico 7: Diferença entre gastos com custeio e investimento per capita em Macaé entre 2005 e 2009.....	137

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1: Síntese dos critérios de repartição da arrecadação petrolífera.....	61
---	----

Capítulo I – Introdução

O setor petrolífero é constituído por uma cadeia de atividades, que se inicia com a prospecção de jazidas, passando pela produção, pelo refino e transporte do hidrocarboneto, até a distribuição dos derivados de petróleo ao consumidor. No Brasil, a contribuição média do setor petróleo no Produto Interno Bruto (PIB), em termos relativos, foi de 2,4% na década de 1960 para 10,0% em 2007 (ARAGÃO, 2005; BOOZ & CO, 2010).

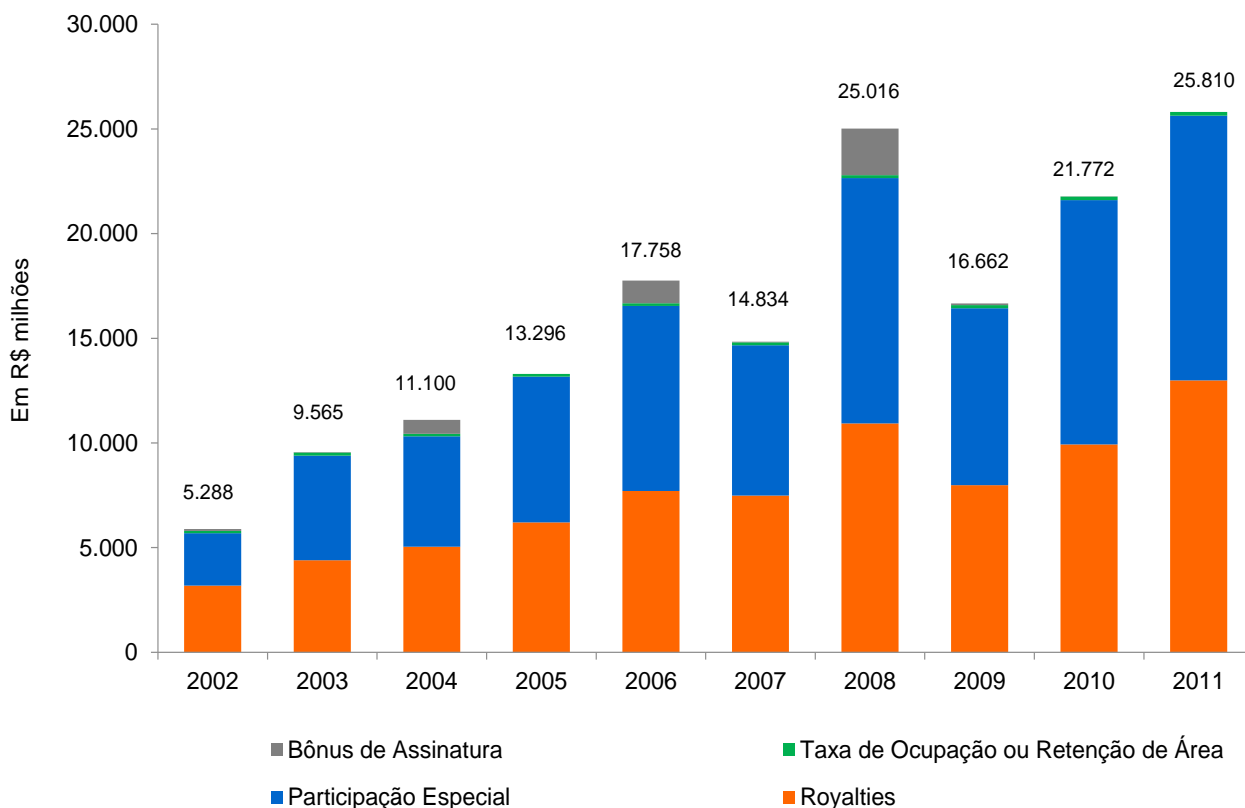
Tal representatividade produz impactos econômicos positivos nas economias mundiais, principalmente por estimular o crescimento econômico, através de crescente entrada de capital e divisas em países produtores de hidrocarbonetos (PACHECO, 2007). Além disso, a indústria petrolífera também produz um impacto financeiro significativo, associado ao pagamento de impostos, contribuições sociais, taxas (federais, estaduais e municipais), e compensações financeiras sobre a exploração e produção de petróleo.

De maneira geral, a arrecadação advinda da indústria petrolífera, em especial oriunda das compensações financeiras, contribui com parcela relevante das receitas orçamentárias dos seus beneficiários. Sendo assim, essas compensações financeiras, conhecidas como participações governamentais¹, foram objeto de estudo nessa dissertação.

O Gráfico 1 abaixo, apresenta a evolução da arrecadação das participações governamentais no Brasil nos últimos dez anos, representando bilhões de reais anuais.

¹ De acordo com a definição da ANP, “as participações governamentais são pagamentos a serem realizados pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, conforme previsto na Lei 9.478/1997”, que incluem: (a) bônus de assinatura, (b) royalties, (c) participação especial e (d) pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Gráfico 1: Arrecadação das participações governamentais no Brasil: 2002- 2011



Fonte: Elaboração própria, baseada nos dados da ANP, 2011.

A atividade de exploração e produção de petróleo implica na geração de uma renda ao proprietário do hidrocarboneto. Tal compensação foi definida pela literatura clássica de economia de recursos naturais, sobretudo a partir de Hotelling em 1931, como uma renda de escassez, uma compensação ao seu proprietário, por se tratar de um recurso mineral não renovável (Hotelling,1931).

O conceito de royalty deriva do conceito de renda econômica no tempo, tendo início com a renda da terra, e se estendendo para a propriedade de recursos minerais. Na visão dos economistas clássicos, como David Ricardo e John Stuart Mill, a renda econômica está associada à produção agrícola, sendo considerada fruto da posse de um bem monopolizável, a terra. Posteriormente, a teoria neoclássica desvinculou o pagamento da renda econômica para o caso da terra, e, passou a compreender todo o excesso de receita sobre os custos de produção, deixando assim, de ser exclusividade das atividades agrícolas (SERRA e PATRÃO, 2003).

A diferença entre renda econômica e renda mineral está na disponibilidade finita ou não do recurso. A extração de um recurso mineral está associada a um custo de uso, que é o custo de oportunidade da extração do recurso no tempo. Deste modo, a extração de um recurso não renovável no presente limita sua extração em um instante futuro.

Por ser não renovável, o hidrocarboneto deve ser explorado em um ritmo considerado socialmente ótimo, para que o proprietário do recurso no futuro possa ser ressarcido por não poder utilizá-lo na mesma magnitude da riqueza mineral extraída hoje. No caso do petróleo, sendo o mesmo constitucionalmente definido como propriedade da União, o proprietário do recurso no futuro deverá ser as gerações futuras ou mesmo a atual geração num instante futuro, dependendo do tempo considerado na análise.

Devido à representatividade da atividade de exploração e produção de petróleo e relevância no Brasil das participações governamentais, em especial dos royalties e da participação especial, a presente dissertação analisará a repartição das rendas petrolíferas entre as esferas de governo. Tal análise terá o auxílio de indicadores qualitativos, criados para esse propósito, a fim de verificar se é mais efetivo a centralização ou descentralização dessa arrecadação na esfera federal.

Escolheu-se como estudo de caso, examinar as finanças do estado do Rio de Janeiro, por esse ser o maior produtor de petróleo no país, com aproximadamente 80% do total do país e, por conseguinte, ser o maior beneficiário com as participações governamentais (ANP, 2011). Os municípios confrontantes com a Bacia de Campos também foram estudados, por serem os maiores beneficiados, com aproximadamente 75% do total dos royalties e participação especial, repartidos entre 92 municípios do estado do Rio de Janeiro.

A repartição das rendas petrolíferas entre as esferas de governo vem sendo largamente discutida na literatura científica e técnica. Como exemplo, citam-se os autores Agba & Obi (2006), que definiram a descentralização como a transferência de autoridade e de recursos do governo central para esferas subnacionais de governo. Tratando de forma mais específica à repartição da renda petrolífera entre as esferas de governo, os autores Ahmad & Mottu (2002) apresentaram em quais casos é mais efetivo centralizar essa arrecadação na esfera federal e quando é mais efetivo reparti-la com os governos locais.

Nesse contexto, outra importante consideração a ser feita nesse trabalho, será avaliar se o atual modelo brasileiro de distribuição da renda petrolífera entre as esferas de governo no Brasil é compatível com seu conceito teórico e, dessa forma, como o modelo brasileiro se

relaciona ao adotado por outros países. Por se tratar de um recurso não renovável, a gestão da renda petrolífera deve ser realizada de modo a direcionar tais recursos para investimentos caracterizados por capital humano e reproduzível. Tais investimentos têm efeito multiplicador de renda e, portanto, capazes de promover o desenvolvimento das regiões, a sustentabilidade econômica e o comprometimento com a justiça intergeracional.

Para que o objetivo da tese pudesse ser alcançado, foi realizada em um primeiro momento, uma revisão da literatura disponível, abordada por diversos autores de diferentes escolas do pensamento econômico, sobre a evolução do conceito de renda econômica. Em seguida, estudaram-se alguns países selecionados, para verificar em qual caso é mais efetivo centralizar a arrecadação da renda petrolífera nas mãos do governo federal. Além disso, a experiência internacional quanto à destinação das rendas petrolíferas, poderá servir de experiência para o posterior estudo do caso brasileiro.

A dissertação está dividida em seis capítulos, conforme explicitado a seguir. O Capítulo I, de Introdução, visou apresentar o tema e mostrar sua relevância. Além disso, foi exposta a motivação para a elaboração desse trabalho e, nesse contexto, como esse foi estruturado.

O Capítulo II tem por objetivo apresentar o conceito de *royalties*. Para chegar à definição, foi necessário expor a evolução do conceito de renda econômica ao longo de tempo, e, mostrar que seu uso se separou da renda de atividades agrícolas, estendendo-se para a propriedade de recursos minerais. Como o petróleo é um recurso mineral finito, seu uso implica no pagamento de uma compensação ao seu proprietário, caracterizada como *royalty*. Além disso, o capítulo também apresentou os fundamentos para a cobrança da renda petrolífera pelos governos. Tal fundamento demonstra que a renda deve ser investida em diversificação da base produtiva, visando garantir o desenvolvimento das regiões, sustentabilidade econômica e o comprometimento com a justiça intergeracional, para quando do esgotamento do recurso.

O Capítulo III visa analisar casos internacionais, para verificar como funciona a repartição da renda petrolífera entre as esferas subnacionais de governo nesses países. Para isso, foram criados indicadores qualitativos, como: (a) autonomia dos governos locais; (b) a pressão populacional, social do país pelas rendas do petróleo; (c) propriedade local do recurso e (d) impactos sócio-ambientais (locais) da indústria do petróleo. Serão feitas considerações, a partir da análise das estruturas institucionais dos países selecionados, avaliando se é mais efetivo a concentração das rendas petrolíferas nas mãos do governo federal ou sua repartição com os governos locais.

Em adicional, serão apresentadas formas de gestão dessa renda, verificando como esses recursos vêm sendo empregados nesses países. Tal aplicação é comumente destinada a fundos soberanos de petróleo, com diferentes propósitos específicos.

O Capítulo IV e V realiza um levantamento das finanças do estado e dos municípios do Rio de Janeiro. Tal levantamento foi feito para verificar o impacto das participações governamentais, em especial royalties e PE, nessas esferas de governo e investigar como essa renda tem sido aplicada. Em seguida, os mesmos indicadores qualitativos propostos anteriormente serão aplicados, para analisar o caso do Brasil.

E, por fim, o Capítulo VI expõe as considerações finais e as conclusões da dissertação. Tais resultados foram obtidos por meio da apuração de dados e informações coletadas de diversas instituições envolvidas no setor, como: ANP, Petrobras, CONFAZ, PNUD, Fundação Centro Estadual de Estatísticas, pesquisas e formação de servidores públicos do Rio de Janeiro (Fundação CIDE), IBGE, Ministério do Trabalho e Emprego (MTE), Aequus Consultoria, dentre outras.

Capítulo II - Teoria dos Recursos Naturais não renováveis

O presente capítulo tem como objetivo definir o conceito de royalty do petróleo, bem como sua finalidade e os fundamentos para sua cobrança. Para isso, faz-se necessário analisar a evolução do conceito de renda econômica e renda mineral, com o intuito de discutir a renda inerente aos recursos naturais não renováveis, a renda de Hotelling. Por se tratar de um recurso natural não renovável, o conceito de royalty pode ser associado à renda de Hotelling, caracterizada como um custo de oportunidade da extração presente e indisponibilidade futura, com a finalidade de maximizar a alocação intertemporal do recurso.

II.1– A definição de Renda

David Ricardo foi um dos principais autores da escola clássica da Economia Política, que contribuiu para a definição da origem da renda da terra, com destaque para a obra “Princípios de Economia Política e Tributação”. A natureza da renda da terra e as possíveis variações no valor relativo das mercadorias foram caracterizadas por RICARDO (1982) como sendo determinados pela escassez e pela quantidade de trabalho empregada para sua produção.

A renda da terra para Ricardo era entendida como “uma compensação paga ao seu proprietário pelo uso das forças originais e indestrutíveis do solo” (RICARDO, 1982). Em sua obra, definiu renda como a receita que excede o preço dos insumos necessários para o desenvolvimento da atividade agrícola. RICARDO (1982) concluiu que a renda se relacionava com a propriedade da terra, devido as diferentes características que as terras possuíam, como, a qualidade das mesmas e a sua localização. O autor destaca que, a renda não deveria ser confundida com juros ou com o lucro do capital, fato que ocorria frequentemente.

Segundo o autor, a diferença na qualidade das terras devia-se em virtude de fatores naturais, devendo o proprietário da terra ser premiado com uma remuneração, essencialmente pela posse da mesma. A interpretação de RICARDO era de que as terras tinham diferenças de fertilidade, favorecendo os donos das terras mais férteis, já que essas eram limitadas na natureza. A localização da terra também era fator determinante para o pagamento da renda, sendo essa influenciada pela distância do mercado consumidor.

Segundo RICARDO (1982), o uso da renda da terra era pago essencialmente, porque as terras possuíam diferentes características e com o crescimento populacional, a demanda por produtos agrícolas aumentaria e as terras de menor fertilidade seriam usadas para suprir essa demanda adicional. Dessa forma, surgiria uma renda sobre as terras de melhor qualidade, de forma que a grandeza da renda seria medida pela diferença da qualidade das terras usadas no cultivo.

À medida que, terras de menor qualidade comesçassem a ser cultivadas para suprir o aumento populacional e conseqüente aumento da demanda por alimentos, a renda de todas as terras mais férteis aumentaria, já que as terras de menor qualidade necessitam de quantidade adicional de trabalho e maior esforço para alcançar o mesmo volume de produção.

Para RICARDO, o valor de troca de todas as mercadorias era definido por uma maior quantidade de trabalho aplicada em terras onde as condições de produção são desfavoráveis, ou seja, nas terras menos férteis, também conhecidas como marginais. O preço do produto agrícola era definido pelas terras menos férteis, resultando em uma remuneração acima do custo de produção para os proprietários das terras mais férteis. O pagamento de renda ao proprietário da terra não é o fator determinante do aumento do valor dos produtos agrícolas, e sim, o emprego de mais trabalho na produção da última parcela obtida.

Assim, conforme sintetiza POSTALI (2002), o aumento da demanda por produtos agrícolas forçaria o aumento de seus preços, e os proprietários das terras mais férteis receberiam um ganho adicional, por terem menor custo de produção em comparação com as terras menos férteis. Esse ganho adicional auferido pelos proprietários das terras mais produtivas era denominado de renda diferencial, conhecida posteriormente como Renda Ricardiana.

JOHN STUART MILL (1996) também estudou a renda da terra através de teoria semelhante à de David Ricardo, no tocante as diferenças de fertilidade da terra e a sua limitada extensão. De acordo com o autor, existe diferença entre a terra e os demais fatores de produção: o trabalho e o capital, pelo fato de a terra não ser suscetível ao aumento indefinido. A quantidade finita e a restrita extensão de terras produtivas são os fatores limitadores do aumento da produção.

De acordo com STUART MILL,

A terra é o principal dos recursos naturais capazes de se tornar objeto de apropriação, e o que se paga pelo uso dela se chama renda da terra. Os proprietários de terra constituem a única categoria, dentre outras categorias importantes da população, que tem direito a uma parte na distribuição da produção, pelo fato de serem proprietários de uma coisa que nem eles nem ninguém mais produziu. A razão pela qual os proprietários de terra têm título para exigir renda pelo uso de sua terra, está no fato de ser esta um bem de que muitos precisam e que ninguém pode conseguir a não ser por meio deles (STUART MILL, 1996, p. 473.).

MILL (1996) elucidou que as diferenças de fertilidade dos solos e a localização das terras seriam determinantes para o pagamento de renda, uma vez que se toda a demanda da população fosse sustentada com as terras mais férteis, o pagamento de renda não seria necessário. Porém essa situação não ocorre, já que as terras mais férteis são insuficientes e as terras menos férteis precisam ser cultivadas para suprir a crescente demanda por produtos agrícolas. O preço dos produtos agrícolas aumenta, a ponto de tornar rentável o cultivo das terras menos férteis e, aumentar simultaneamente, a renda dos donos das terras mais produtivas. No entanto, nas terras menos produtivas mais trabalho deve ser empregado para manter a produção, fazendo com que o preço pague somente os salários dos lavradores e remunere o capital empregado, de forma a proporcionar o lucro normal.

Em suma a definição de renda da terra para DAVID RICARDO E STUART MILL era atribuída à diferença de fertilidade das terras e aspectos geográficos da mesma, possibilitando ao proprietário das terras mais produtivas, simplesmente por condições naturais favoráveis do solo, o recebimento de uma renda.

ALFRED MARSHALL (1996) representante da economia neoclássica, também analisou a renda. Para o autor, se as terras existissem em quantidade mais do que suficiente e tivessem a mesma fertilidade, de forma que não houvesse restrição ao perfeito emprego do capital, então essas não receberiam renda. Marshall usa o exemplo da água para contextualizar o pagamento da renda, pois a água quando abundante não tem valor de mercado, mas, no período da seca, seus donos podem cobrar uma taxa pelo seu uso.

Para o autor, o direito de usar determinada quantidade de terra proporciona a posse sobre o espaço. MARSHALL (1996) em seu estudo explicou que a terra tem uma receita que não se relaciona com a ação do homem, porém reconheceu que o homem através do seu trabalho pode influenciar a fertilidade do solo, podendo de quase todas as terras existentes alcançar colheitas abundantes. O parágrafo pode ser sintetizado pelo trecho:

A noção de que a terra é um dom gratuito da natureza, enquanto o seu produto é devido ao trabalho do homem, é dúbia: mas tem um fundo de verdade (MARSHALL, 1996, p. 70).

MARSHALL (1996) propôs a distinção entre renda e quase renda, um conceito criado por ele. Para o autor, a renda era o rendimento derivado da utilização de bens escassos e gratuitos na natureza, assim como a terra de David Ricardo. O termo quase renda servia para caracterizar rendimento advindo de máquinas e de outros instrumentos de produção feitos pelo homem, que no curto prazo permanecem estáveis, mas que podem ter a oferta modificada no longo prazo.

SERRA e PATRÃO (2003) concluem a respeito da contribuição de Marshall no estudo da renda. Segundo os mesmos, os recursos minerais estão relacionados a uma oferta inelástica, o que proporcionava ganhos anormais, podendo ser duráveis ou temporários.

Os autores também consolidaram o conceito de renda: no pensamento da escola clássica da economia, caracterizaram como a posse de um bem monopolizável, enquanto que para a teoria neoclássica, a renda econômica era desvinculada da posse da terra, sendo caracterizada por situações onde a receita excedia o custo de produção, e, deixando assim, de ser exclusividade das atividades agrícolas (SERRA e PATRÃO, 2003).

O termo renda econômica foi abordado por diversos autores de diferentes escolas do pensamento econômico. O conceito de renda evoluiu ao longo de tempo, e, seu uso se separou da renda de atividades agrícolas, estendendo-se para a propriedade de recursos minerais.

II.2 – Renda mineral

Conforme SERRA e PATRÃO (2003), o fator determinante na diferença entre renda da terra e renda mineral é que, a primeira deve-se a posse de um bem exclusivo e limitado na natureza, a terra; e a segunda é devido à existência de recursos não renováveis, sendo sua existência limitada no tempo. A renda da terra existe como monopólio de um fator exclusivo, que é limitado na natureza. Contudo, a renda mineral deve-se pela propriedade de um recurso não renovável, existindo mesmo em ambiente de concorrência.

A extração e produção de minerais é uma atividade capital intensiva, e da mesma forma que a terra é um recurso finito na natureza, sendo sua extração limitada pela disponibilidade dos recursos. De acordo com POSTALI (2002), o conceito de renda econômica para os recursos

minerais não renováveis só tem sentido quando a análise ocorre ao longo do tempo, em função da finitude do estoque do recurso, diferente do caso da terra, onde o tempo não é fator determinante da escassez.

RICARDO (1982) prolongou o conceito de renda da terra à renda dos recursos minerais, utilizando o mesmo raciocínio para explicar que o valor da produção dependia da quantidade de trabalho necessário para extrair o metal da mina. Segundo o autor:

Os metais, assim como outros bens, são obtidos pelo trabalho. A natureza, de fato, os produz, mas é o trabalho humano que os extrai das entranhas da terra. As minas, como a terra, geram normalmente uma renda a seus proprietários, e essa pode ser postergada (RICARDO, 1982).

O proprietário da mina obterá uma renda mineral, uma remuneração, pela detenção do recurso. Essa renda seria obtida pelas mesmas características observadas para a renda da terra, diferenças de qualidade das minas e sua limitada quantidade na natureza. Segundo o autor, o valor dos metais poderia sofrer variações, como qualquer outra mercadoria, devido à introdução de máquinas e equipamentos, que economizariam trabalho; e devido a descobertas de minas mais produtivas, onde mais metais poderiam ser extraídos com a mesma quantidade de trabalho. Nesse caso, os metais teriam seu valor reduzido.

Para Marshall, o preço marginal de oferta de minerais abrange uma taxa de direito, correspondente ao royalty, em virtude do aumento das despesas marginais de exploração da jazida. O direito sobre o valor de um mineral era devido ao dono da mina (propriedade privada), já que representa a redução no valor da mina, causada pela extração do mineral do solo.

Em síntese, de acordo com MARSHALL (1996), os princípios empregados às terras não eram aplicáveis às minas, pois as últimas eram exauríveis e um direito pago pela sua exploração (royalty) não é considerado renda. Todavia, o autor considerava que no contrato entre o dono da mina e o arrendatário não somente o pagamento de royalty era devido, como também de uma renda.

II.3 – Os recursos naturais não renováveis e a Renda de Hotelling

Os recursos naturais não renováveis, como o petróleo e gás natural, tem por definição a limitação física de seu estoque. São não renováveis, em função de o consumo total do recurso exceder o estoque existente, fazendo com que o tempo para sua renovação seja maior do que o tempo para sua extração. A especificidade finita dos recursos revela que sua

extração deve ser administrada de forma que o uso presente não indisponibilize a extração futura, introduzindo um conceito característico dos recursos com esse atributo, o custo de uso.

Segundo POSTALI (2002), o custo de uso é o custo de oportunidade da extração do recurso no tempo, ou seja, a extração de um recurso não renovável no presente limita sua extração em um instante futuro, além de perda de receita devido à escassez do recurso. Esse custo é a diferença entre o preço do recurso e o custo marginal de produção, e, segundo o autor faz parte da renda, sendo uma compensação ao proprietário da jazida pela diminuição do valor de seu recurso, devido à sua extração. A Renda de Hotelling ou renda de escassez é definida por esse componente da renda.

Harold Hotelling foi um de autores pioneiros na apresentação de um conceito para a Renda dos Recursos Minerais, discutindo a questão do emprego dos recursos naturais não renováveis no tempo. Em sua biografia escrita por ARROWANDE e LEHMAN (2005), o artigo *“The Economics of Exhaustible Resources”* de 1931, considerado pelos autores como o de maior influência até os tempos recentes, tornando-se um padrão para todos os estudos seguintes nesse campo.

A teoria da Economia dos Recursos Naturais, proposta por Hotelling, foi consolidada nesse artigo, onde o autor propõe que, os recursos minerais por serem exauríveis, estão associados a uma renda, que está relacionada ao custo de uso. Para HOTELLING (1931), o ritmo de exploração dos recursos naturais exauríveis sempre estaria associado a incertezas, estimulando mais atrasos. Considerando que a oferta total dos recursos não será mantida no futuro, e que existe uma taxa ótima de produção presente, a estrutura de monopólio sustenta a produção abaixo da taxa ótima e preços elevados para os consumidores.

De acordo com HOTELLING (1931), o proprietário da mina escolhe arbitrariamente a taxa de extração de seu recurso, de modo a maximizar seu rendimento ao longo do tempo. Se a produção for excessivamente rápida, o preço será reduzido, podendo chegar à zero, já que a oferta seria maior que a demanda. Se a taxa de produção for muito lenta, o benefício do proprietário pode ser postergado.

A teoria de Hotelling tinha o propósito de encontrar a taxa de exploração “ótima” (um nível ótimo socialmente) dos recursos exauríveis. Para um nível ótimo de extração, o recurso deveria ser extraído gradativamente ao longo do tempo, permitindo que diversas gerações pudessem usufruir do mesmo. A alocação intertemporal ótima da extração do recurso

exaurível seria alcançada através da incorporação do custo de oportunidade, para a definição de seu valor. O custo de oportunidade da exploração do recurso, dado pela decisão da exploração presente ou futura, seria dado por uma taxa de desconto, transferindo o recebimento futuro para o valor presente.

Nesse sentido, a estrutura de mercado que melhor se ajusta a definição de proporcionar mais benefícios para a sociedade seria a de concorrência perfeita², já que os preços são menores do que nas outras estruturas. Essa foi a estrutura de mercado adotada pelo modelo de Hotelling.

De acordo com SZKLO et al (2006), em um mercado competitivo, o recurso natural não renovável seria expresso pela equação abaixo:

$$P - CMg = COp \quad (2.1)$$

Onde P é o preço do recurso exaurível; CMg é o custo marginal da produção do recurso e COp é o custo de oportunidade intertemporal ou renda de escassez do recurso não renovável.

Como se trata de um recurso exaurível, para a formação de seu preço é necessário considerar o custo de oportunidade do recurso, a fim de maximizar o lucro advindo do ritmo da exploração intertemporal. O custo de oportunidade, conhecido também como Renda de Hotelling pode ser observado na Figura 1.

² No modelo de concorrência perfeita, o custo de produzir uma unidade adicional de produto, o custo marginal de produção, se iguala ao preço do produto, sendo o lucro igual a zero. Essa estrutura de mercado tem como principais características: (a) atomicidade: mercado com infinitos vendedores e comprados, onde as firmas não têm condições de afetar o preço de mercado; (b) homogeneidade: as firmas fabricam um produto semelhante, competindo em quantidade; (c) mobilidade dos fatores de produção: mercados sem barreiras a entrada e saída de compradores e vendedores; (d) transparência de mercado: livre acesso as informações sobre custos, qualidade, receitas e lucros dos concorrentes (VASCONCELLOS, 2011).

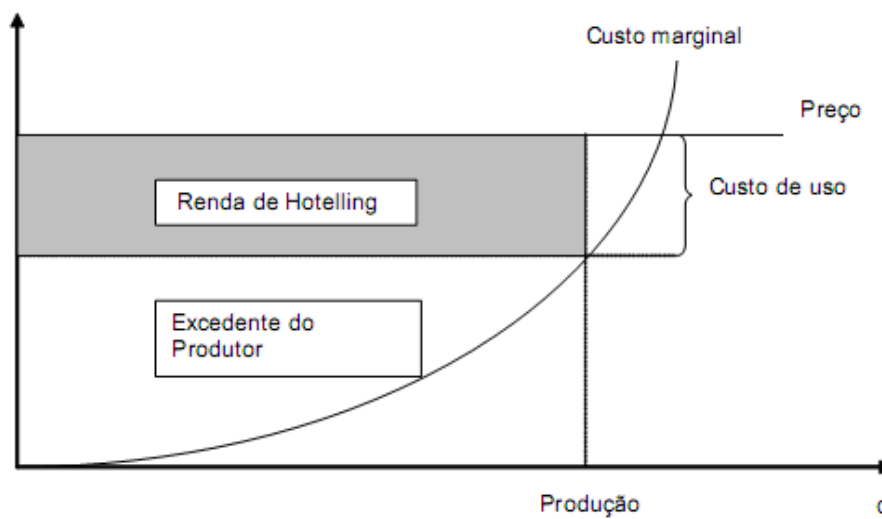


Figura 1: Custo de oportunidade ou Renda de Hotelling

Fonte: POSTALI, 2002

Quando o proprietário do recurso natural não renovável é conhecido, existe a necessidade de compensá-lo pela redução do estoque de seu recurso. O custo de oportunidade, descrito anteriormente para os recursos minerais, se iguala ao royalty.

Na situação de concorrência perfeita, já descrita anteriormente, o equilíbrio de mercado ocorre quando o preço é igual ao custo marginal, não contabilizando o custo de uso, dado pela exploração de um recurso exaurível. Na figura acima, deve-se considerar o custo de uso, representado pela parte pintada, fazendo com que a produção do recurso ocorra no ponto onde o preço é maior do que o custo marginal.

De acordo com POSTALI (2002), se a propriedade do recurso exaurível fosse desconhecida e os direitos de propriedade não fossem determinados, o custo de uso não seria estimado pelo produtor e o resultado seria uma extração predatória do recurso. A Figura 1 esclarece o conceito de custo de uso, elucidando que desconsiderando seu valor, a produção ocorreria no ponto em que o preço é igual ao custo marginal. Nesse ponto, a quantidade ótima ofertada será maior do que a considerada socialmente ótima, e, o ritmo de extração não maximiza o bem estar social.

Para HOTELLING (1931), o custo de oportunidade deve crescer na proporção da taxa de desconto, que é a taxa de juros do mercado, de modo a otimizar a trajetória de extração e garantir a equidade intergeracional. A taxa de juros definida como parâmetro para a rentabilidade do recurso é considerada no modelo por ser o valor usado pelo mercado, para remunerar ativos de mesmo risco. Quando o preço cresce menos do que a da taxa de juros, o proprietário do recurso tem preferência pela exploração presente para maximizar seu lucro. A exploração no momento atual, não representa a venda do recurso no mercado, mas sim, a aplicação do mesmo em setores mais lucrativos, dados pela maior taxa de juros presente. À medida que o proprietário decide adiar a produção do recurso nessa situação, esse obtém como resultado, a redução de seus lucros.

Situação contrária poderia ser observada se o preço crescesse mais do que a taxa de juros, representando para o proprietário do recurso mineral um estímulo para diminuir o ritmo da extração presente. A jazida permaneceria inexplorada, já que em um momento futuro ocorreria o aumento progressivo do seu preço, devido à escassez do recurso e o proprietário obteria maiores lucros.

Nos parágrafos anteriores foi definido o melhor momento, do ponto de vista do proprietário, para a exploração do recurso no tempo, visando maximizar seus lucros. O modelo de Hotelling estabeleceu que o custo de uso do recurso não renovável está em consonância com a taxa de desconto. Sendo a taxa de retorno a mesma, torna-se indiferente a exploração do recurso no momento presente ou em um momento futuro. Essa regra deriva da Regra de Hotelling e pode ser expressa pela equação abaixo:

$$P_t = P_0 e^{st} \quad (2.2)$$

O proprietário dos recursos exauríveis deseja maximizar o valor presente de seus benefícios. A taxa de desconto representada por “s” representa um valor presente por unidade de benefício a ser alcançada em um tempo t. O preço do recurso no período t será igual ao preço P_0 , quando $t = 0$, uma vez que a remuneração é dada pela taxa de desconto e o proprietário da mina é indiferente quanto receber pela unidade do seu produto no período presente (P_0) ou receber em t anos ao preço $P_0 e^{st}$.

A equação (2.2) só pode ser considerada em situações em que os custos de extração são constantes ou nulos, já que na análise de HOTELLING (1931) não existia restrições na capacidade de extração. Para o autor não havia custos de extração, hipótese inexistente, pois o recurso teria o mesmo preço no solo ou fora dele. Segundo HOTELLING:

It has been said that if the value of ore removed from the ground could be claimed as a deduction from income, then a mining company having no income except from the sale of ore could escape payment of income tax entirely (HOTELLING,1931, p. 170).

Dessa forma, considerando haver um custo de extração constante dos recursos do subsolo, o valor da compensação devida ao proprietário pela extração do recurso deve crescer em conformidade com taxa de desconto, para que a exploração do recurso seja considerada ótima. Dessa forma, conforme citado em PEARCE e TURNER (1990, *apud* SERRA e PATRÃO, 2003) considerando custos constantes, a equação pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\frac{P_t}{(P_0 - C)} = s \quad (2.3)$$

Sendo: P_t = preço no período t ;
 P_0 = preço no período inicial;
 C = custos de produção constantes;
 S = taxa de desconto.

De acordo com SERRA e PATRÃO (2003), o termo determinado pelo denominador ($P_0 - C$), equivale aos royalties, que são pagos pela extração de recursos não renováveis. Ou seja, R (royalty) = $P_0 - C$, igual ao valor observado para o recurso *in the ground*. Isso representa dizer que o royalty, ou renda de Hotelling, cresce a uma taxa igual à taxa de juros. A renda de Hotelling tem a remuneração equivalente à taxa de juros para o caso de as reservas se exaurirem completamente e serem conhecidas em t_0 . Mas, na indústria de petróleo contrariamente ao que Hotelling assumiu, as reservas não são conhecidas em t_0 .

A análise de Hotelling nos remete à determinação da taxa ótima da extração dos recursos, devido a sua característica finita. A alocação no tempo considera o custo de oportunidade e a taxa de desconto. De acordo com SZKLO et al (2006), o modelo de Hotelling enseja maximizar os rendimentos dos recursos exauríveis ao longo do tempo, fundamentado nos

seguintes pressupostos: a quantidade dos recursos não renováveis é conhecida desde o início; o custo de produção varia de acordo com o tempo e é crescente, ocorre a depleção das reservas, existe a preferência contínua pelo presente, e o proprietário dos recursos naturais é privado e não modifica a taxa de desconto, utilizando a taxa fornecida pelo mercado.

No entanto, apesar do modelo proposto por Hotelling servir como referencial para o estudo dos recursos não renováveis, este sofreu restrições com relação à comprovação de seus fundamentos em estudos empíricos. Para SZKLO et al (2006) e SERRA e PATRÃO (2003), algumas das premissas assumidas por Hotelling não se comprovaram. A primeira delas é que em seu modelo Hotelling não considera o progresso tecnológico. Não fazia parte das previsões de Hotelling que as fontes de energia seriam substituídas ao longo do tempo não por sua escassez, mas sim por questões técnico-econômicas.

ADELMAN (2004) abordou o progresso tecnológico e investigou sobre a decisão de operação e perfuração de poços de óleo. Para o autor, se o óleo é deixado no solo, significa que não vale a pena produzir com os preços e com a tecnologia existente. Segundo o autor, a definição de reservas pode variar em uma determinada área, de acordo com a técnica existente, com o conhecimento e com o preço corrente. Dessa forma, para presumir as últimas reservas, é necessário prever com exatidão o futuro da ciência e tecnologia. ADELMAN (2004) analisou o modelo de Hotelling, concluindo que não existe um estoque fixo como Hotelling acreditava, já que o mesmo é influenciado por mudanças tecnológicas que tornam a produção economicamente viável.

A segunda premissa assumida por Hotelling, que não se confirmou, é que a quantidade dos recursos não renováveis era conhecida, ignorando a existência de adição de novas reservas, que pode se dar por uma questão técnica ou econômica. No entanto, o autor desconhecia que, o preço do recurso afeta a definição de reservas³, além de essas estarem associadas a uma probabilidade de ocorrência, devido ao impreciso conhecimento geológico.

Na indústria de petróleo, o conceito de reserva é dinâmico, podendo variar com fatores técnicos e econômicos no momento de sua determinação. Hotelling não considerou que o

³ O conceito de reserva difere do conceito de recursos. O primeiro é a parcela dos recursos que pode ser técnico e economicamente viável de ser extraída no momento de sua determinação. O segundo conceito representa a quantidade total de recursos naturais finitos de hidrocarbonetos, descobertos ou não.

progresso tecnológico afetaria a definição das reservas, pois um menor custo de extração viabilizaria a produção de óleo, considerando os preços constantes.

ADELMAN (1990) contraria a assunção de Hotelling quanto à adição de novas reservas. Segundo o mesmo, a adição de reservas de óleo e gás podia ser alcançada através de: desenvolvimento mais intenso na perfuração de reservatórios já conhecidos ou através do desenvolvimento de novos reservatórios. Adelman enfatiza a diferença existente entre encontrar um novo depósito de óleo, que necessita de mais investimento para o seu desenvolvimento e instalar máquinas e equipamentos para extração em um reservatório já conhecido.

Como exemplo de recursos que podem virar reservas, cita-se HALLWOOD (2007), que aborda o caso do *royalty relief*, utilizado pelos Estados Unidos para campos maduros de petróleo. A partir de 1996, o governo federal do país utilizou um artifício, que zerava a alíquota de royalties incidentes sobre a produção offshore em águas profundas (maior que 200 m de profundidade), de jurisdição federal, no Golfo do México. A isenção dos royalties, conhecida como *Royalty Relief* (RR), foi concedida para campos de petróleo, cuja produção se iniciasse após novembro de 1995. No mesmo ano de 1996, o *Department of the Interior* (DOI) sancionou uma norma aliviando os royalties (reduzindo ou zerando a alíquota) incidentes sobre a produção de petróleo pesado (com gravidade menor que 20° API) *onshore* (SERRA, 2005).

O *Royalty Relief Act* (1995) foi um programa do governo federal de incentivo ao aumento da exploração, produção e desenvolvimento de óleo offshore, viabilizando a produção em campos em elevado estágio de depleção (HALLWOOD, 2007).

HALLWOOD (2007) concluiu que existe ineficácia na aplicação do *royalty relief*, que se deve em razão do comportamento do custo marginal de produção, que aumenta excessivamente quando a produção de óleo ocorre em águas profundas. Apesar disso, o autor completa que o governo federal fundamenta a necessidade de subsidiar, através do *royalty relief*, a produção de campos marginais, devido os altos custos da exploração, desenvolvimento e produção. Para o autor, o *royalty relief* serve como estímulo a crescente exploração em águas profundas, que poderia ser inviável de se extrair. Além disso, a isenção de royalty estimula o progresso tecnológico, já que esse deve ser compatível com a exploração em águas cada vez mais profundas. Esses fatores contribuem para aumentar a quantidade de reservas, já que as tornam técnico e economicamente viáveis de serem extraídas.

Outra restrição ao modelo assumido por HOTELLING (1931) foi a estrutura de mercado assumida para efeito de simplificação, a concorrência perfeita. O petróleo é um produto heterogêneo e possui diferentes propriedades físico-químicas⁴, como densidade e viscosidade. Por essa razão, a estrutura de concorrência perfeita não pode ser adotada. A estrutura mais apropriada nesse caso é a de concorrência imperfeita. Hotelling desconsidera a aplicação dessa regra nos casos de monopólio, já que controlando a taxa de produção, o proprietário pode influenciar o preço do recurso. Para o autor, a regra é aplicada a concorrência perfeita, pois nessa estrutura, o proprietário do recurso não é capaz de influenciar o preço, assumindo o preço como dado pelo mercado.

Além de ser um produto heterogêneo, as reservas de petróleo estão concentradas em poucas regiões, como nos países da Organização dos países exportadores de petróleo (OPEP)⁵. Os países da Organização, através de acordo firmado entre os membros, controlam a oferta de petróleo com o objetivo de manipular os preços. As cotas de produção do grupo são estabelecidas de acordo com a declaração das reservas de cada um dos integrantes, o que conduzi a um viés declaratório de máximo, possibilitando uma maior produção de petróleo. Para REYNOLDS e PIPPENGER (2010), a única ferramenta que a OPEP possui para controlar os preços de petróleo é o sistema de cotas de produção. Mesmo assim, é necessária a comprovação de que os membros da OPEP estão aderindo às cotas, para justificar a influência na manipulação de preços.

ADELMAN (2002) discutiu a questão do preço do óleo em um mercado competitivo e a influência da OPEP na determinação do preço. O autor comenta que a OPEP ao longo dos anos não tem sido apenas um cartel, mas sim uma sucessão de cartéis, cada qual com suas características e programas. Para ADELMAN (2002), a volatilidade no preço do óleo devia-se em razão de os membros formarem um conluio para definir cotas de produção e controlar o preço, em substituição à competição, onde as empresas tomam o preço do mercado como dado. Mas o autor enfatiza que, para alcançar resultado na influência do preço de óleo, os membros da OPEP devem cooperar na definição da fatia de mercado referente a cada um, e no cumprimento individual do acordo firmado entre eles no tocante à quantidade ofertada.

As incertezas associadas a problemas geopolíticos na determinação do ritmo de exploração também não foram consideradas no modelo de Hotelling. Um exemplo das incertezas referente à geopolítica do petróleo pode ser encontrado no texto de REYNOLDS e

⁴ Para saber mais sobre as propriedades físico-químicas do petróleo consultar THOMAS, 2001.

⁵ Em 2010, os países da OPEP detinham 77,2% do total das reservas provadas de petróleo e 41,5% da produção mundial total (BP, 2011).

PIPPENGER (2010). Os autores caracterizam a produção de óleo da OPEP e enfatizam a conduta da Venezuela em não aderir às cotas de produção, mantendo sua produção acima da cota da OPEP. Para REYNOLDS e PIPPENGER (2010), a OPEP consiste em um ineficiente sindicato, pois as decisões de adiar o aumento das cotas de produção são postas à deslealdade de alguns membros, traduzindo-se em uma conduta anti-competitiva.

A Figura 2 mostra a produção média anual da Venezuela e a cota média anual do país definida pela OPEP. A figura comprova a conduta da Venezuela quanto a não adesão das cotas de produção da OPEP, o que influencia na incerteza associada ao ritmo de exploração de petróleo, situação não considerada no modelo de Hotelling.

REYNOLDS e PIPPENGER (2010) verificaram a relação de causalidade existente entre a cota de produção da OPEP para a Venezuela e a efetiva cota de produção do país. De acordo com os resultados, ocorrem duas situações, só que em momentos diferentes. No curto prazo, a cota de produção da OPEP para a Venezuela origina a produção Venezuelana. No entanto, no longo prazo, a produção de petróleo da Venezuela que define a cota de petróleo para o país, e não vice-versa, já que a Venezuela descumpra a cota definida pela Organização.

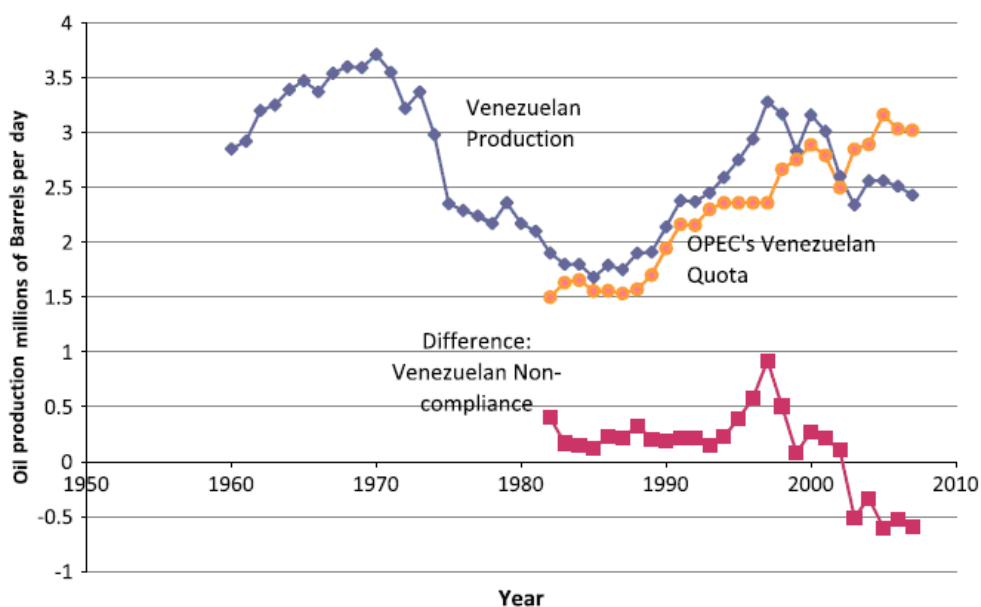


Figura 2: Produção de óleo da Venezuela e sua cota de produção na OPEP

Fonte: D.B. Reynolds, M.K. Pippenger (2010)

Hotelling também não considerou em seu modelo que os custos de produção são variáveis, fato que também afeta a determinação de reservas. Além disso, outra restrição às premissas adotadas pelo autor é de que o proprietário dos recursos naturais é privado. Porém, em alguns casos, dependendo da estrutura institucional do país, a propriedade dos recursos naturais pode ser pública ou privada.

SZKLO et al (2006) analisam a última restrição do modelo de Hotelling sobre os custos marginais crescentes. Hotelling assumiu que os custos marginais de produção eram crescentes no tempo, o que é coerente com o modelo de concorrência perfeita adotado pelo autor. O autor assumiu que, as reservas de baixo custo deveriam ser produzidas inicialmente; porém na indústria mundial de petróleo, conforme observam os autores SZKLO et al (2006), existem fatores que impedem essa condição, como a dificuldade de acesso a zonas produtoras de menor custo. Os autores citam que, os produtores de baixo custo permitem que produtores de alto custo produzam primeiro, a fim de regular a média do preço de mercado e auferir maiores benefícios. Sendo assim, as reservas de alto custo podem ser exploradas antes das de baixo custo principalmente pelas incertezas associadas ao acesso e exploração nas áreas de baixos custos de produção.

Em resumo, o modelo de HOTELLING (1931) apresentou restrições em suas premissas. No entanto, esse foi de grande relevância para o estudo da teoria econômica dos recursos minerais. A idéia é a de que os recursos minerais são exauríveis, e que, o proprietário do recurso deve explorá-las em um ritmo considerado ótimo. Assim, para HOTELLING, os problemas de exauribilidade dos recursos envolvem a variável tempo, que nos remete ao custo de oportunidade da não extração.

II.4 - Definição de Royalty

O proprietário de um recurso natural não renovável pode transmitir o direito de uso de seu recurso para ser explorado por uma ou mais instituição, e em troca receber mensalmente o pagamento pela cessão de sua utilização.

De acordo com definição de LEAL e SERRA (2002), o royalty configura-se então como uma compensação ao proprietário do recurso pela depreciação do capital natural, de modo que, o consumo futuro não poderá mais ser sustentado se essa receita não for investida em atividades desvinculadas à atividade em questão.

Em suma, conforme síntese de GUTMAN (2007) os royalties são compensações financeiras devidas pela exaustão do recurso e, conseqüente, indisponibilidade futura, não podendo ser considerados tributos. Por se tratar de um recurso natural não renovável, seu conceito pode ser associado à renda de Hotelling, caracterizada por um custo de oportunidade da extração presente e da não extração futura, tendo análoga função, a de compensar a escassez do recurso no futuro. Nesse caso, independente de o proprietário ser público ou privado, o importante é que a renda petrolífera, o royalty, exerce a função de compensação associada ao direito de propriedade.

II.5 - Fundamentos para a cobrança dos royalties de petróleo

A partir do conceito de Royalty, faz-se necessário entender os fundamentos para sua cobrança. Dessa forma, as razões que explicam o pagamento de royalties na indústria de petróleo por parte dos produtores de petróleo têm diversas finalidades, a saber:

II.5.1 - Instrumento para promoção da justiça intergeracional e incentivo ao desenvolvimento de novas atividades

JOHN HARTWICK (1977), examinou a questão da justiça intergeracional em seu artigo "*Intergenerational Equity and the Investing of Rents from Exhaustible Resources*". A análise de Hartwick considera que, se todo o rendimento proveniente da extração do recurso não renovável for investido em capital reprodutivo como máquinas e trabalho, a equidade intergeracional pode ser alcançada. A geração presente deve converter os recursos exauríveis em máquinas, já que o estoque de capital produtivo não é esgotável. Considerando que as máquinas não sofrem depreciação, os recursos não renováveis jamais serão extintos.

John Hartwick, examinando o assunto proposto por Hotelling sobre a exauribilidade dos recursos no tempo, demonstrou que mesmo que um país tenha apenas um recurso não renovável e não invista o rendimento obtido por sua exploração em nenhuma outra atividade, ainda assim está apto a ter um consumo por habitante constante indefinidamente. Mas essa condição só é válida, quando há investimento de parte da renda mineral total em capital reprodutivo como máquinas e trabalho. Essa regra ficou conhecida como Regra de Hartwick. Portanto, segundo o autor, poupar investimentos não irá possibilitar a manutenção do consumo per capita ao longo do tempo.

A interpretação da Regra de Hartwick é que o investimento em ativos físicos e em capital humano garante as condições de sustentar um estoque de capital contínuo, quando o recurso não renovável for se exaurindo. POSTALI (2008) descreve que, segundo a Regra de Hartwick, a sociedade deveria empregar o rendimento de seus recursos para diversificar a base econômica e reduzir a dependência de um recurso exaurível, tornando o seu consumo sustentável ao longo do tempo.

Se a receita advinda da exploração de petróleo, os royalties, for utilizado com outro propósito que não a de perpetuar os benefícios no longo prazo, por meio da exploração ótima do recurso, haverá uma redução do bem estar da sociedade, devido à incapacidade de sustentar o consumo por habitante ao longo do tempo. SOLOW (1974) também abordou a questão da alocação dos recursos exauríveis no tempo. De acordo com o autor, o consumo per capita deveria ser igual em todas as gerações, como condição de promoção da justiça intergeracional.

Diversos autores preocuparam-se com o gerenciamento dos recursos exauríveis no tempo, podendo ser alcançado pela diversificação da base produtiva, através de investimentos em pesquisa e desenvolvimento, para que, quando o recurso natural se exaurir, a dependência dessa atividade possa ser minimizada. A conservação dos benefícios oriundos do petróleo tem como fundamento compensar as futuras gerações pela ausência do recurso. Nesse sentido, conforme sintetiza NEHER (1990), os royalties cumprem a função de regular o ritmo de extração dos recursos, proporcionando ao proprietário uma rentabilidade suficiente para equilibrar ganhos da espera da elevação futura dos preços dos recursos exauríveis.

II.5.2 - Instrumento de captura de rendas extraordinárias

De acordo com LEAL e SERRA (2002), a cobrança de Royalty foi inicialmente definida por David Ricardo na obra *The Principles of Political Economy and Taxation* de 1817, com a finalidade de capturar rendas “diferenciais” em benefício da sociedade. Em sua obra, Ricardo afirma que a propriedade do recurso hídrico subterrâneo deveria ser do Estado, e seu uso, portanto, deveria ser tributado. Como o Estado era governado por um soberano de um estado monárquico, o Rei, surgiu a etimologia royalty, proveniente da palavra Royal.

A interpretação de DUTRA E CECCHI (1998), no que diz respeito ao funcionamento dos royalties como instrumento de captura de rendas diferenciais, complementa a de David Ricardo. Segundo os autores, os royalties foram criados com o objetivo de capturar rendas diferenciais pelo Estado, em função de menores custos de produção auferidos por alguns

produtores, ou por razões geográficas ou geológicas de suas reservas, que permitem ganhos elevados na produção do recurso. Assim, o royalty se configura como um instrumento utilizado pelo órgão competente, para regular o excesso de ganho auferido pelos produtores, dividindo ocasionalmente com o consumidor uma parcela desses ganhos.

II.5.3 - Mecanismo para internalizar custos

A atividade petrolífera pode produzir efeitos negativos nas regiões em que se instala. Esses efeitos são conhecidos como externalidades, sendo consideradas prejudiciais quando provocam impactos negativos sobre outros agentes.

Diversas são as externalidades negativas provenientes da chegada da indústria do petróleo em uma região, dentre as quais, destacam-se os impactos sócio-ambientais. Dentre os impactos sociais mais freqüentes estão: crescimento populacional acelerado, e conseqüente inchaço das cidades, aumento do desemprego, favelização, elevação do custo de vida e aumento da demanda de saúde, moradia, saneamento e infra-estrutura. Dos impactos ambientais⁶ destacam-se: a poluição ambiental decorrente do lançamento de óleo no mar e contaminação das águas, provocando, por conseguinte, danos sobre o meio aquático e sobre os ecossistemas.

Diante disso, as empresas concessionárias de exploração e produção de petróleo devem arcar com os danos provocados pela atividade em uma determinada região. Os prejuízos originados pela exploração e produção de petróleo devem ser estimados pelos agentes, a fim de promover a sua compensação. O mecanismo de “internalizar custos” é outra justificativa utilizada para a cobrança dos royalties de petróleo, tendo essa renda a função de minimizar possíveis impactos negativos que a atividade petrolífera pode causar.

De acordo com SCHANTZ JR (1994), outra justificativa para a cobrança de royalty é que essa renda deve compensar possíveis impactos ambientais da atividade:

⁶ Para mais informações sobre o assunto, consultar MARIANO (2007).

Another justification sometimes offered for a royalty is that it compensates for environmental impacts. While site specific arrangements made for mining permits resolve the more acute conflicts, royalties address the residual impacts. If direct controls exercised by the government were made more stronger, the need for the royalty to account for residual pollution would move inversely. A royalty in this case is the value of remaining environmental impacts (1994, apud LEAL e SERRA, 2002, p.36).

Um exemplo da internalização de custos foi citado por ANDREW e ROGERS (1999). Segundo os autores, no Alasca, a divisão das vantagens advindas da atividade mineradora é direcionada diretamente aos afetados pela mineração. Nesse caso, como compensação pelos impactos sobre as comunidades indígenas, essas são beneficiadas com a divisão dos royalties minerais, bem como outros benefícios financeiros.

Quando a atividade de mineração ocorre em área de proteção ambiental, o custo de realocar às comunidades residentes no entorno das minas pode ser internalizado no projeto, sendo o governo responsável por providenciar a estrutura de financiamento e planos fiscais que deverão ser acordados entre a empresa mineradora e a população da área afetada pelo projeto. Nesse caso, as comunidades indígenas são beneficiadas com um fundo para indenizar possíveis impactos negativos na área, tais como: ambientais; realocação dos nativos, dentre outros.

LEAL e SERRA (2002) justificaram a repartição de royalties de petróleo entre as esferas de governo locais, com a finalidade de ressarcir os impactos causados pela atividade petrolífera nas regiões prejudicadas. Porém, segundo os autores, os royalties não devem ser considerados como compensação pelos impactos negativos do adensamento, pois existem outros instrumentos que cumprem essa função. A atividade petrolífera promove um aumento na renda e por fim aumento da arrecadação por meio de instrumentos clássicos, como os tributos. A justificativa para a repartição do royalty com as esferas de governo local em alguns países é a qualidade do adensamento, atrelado ao elevado investimento de capital na região, crescimento e desenvolvimento da localidade baseado em um recurso finito, o petróleo. Dessa forma, nos países em que os royalties são repartidos com a esfera de governo local, esses têm a função de compensar a fuga de capitais quando do esgotamento do recurso.

Assim sendo, a atividade de exploração e produção de petróleo tem inúmeros efeitos negativos para a região em que se estabelece. Esses efeitos devem ser compensados com os recursos dos royalties, para a manutenção do bem estar da população da região, seja

através de investimentos em fontes de energia sustentáveis ou em outras atividades produtivas que substituam o impacto causado por um recurso esgotável.

II.5.4 - Receita da alienação do patrimônio público

HOTELLING considerou em seu modelo, que a propriedade dos recursos minerais era de origem privada. Porém, dependendo da estrutura institucional do país, a propriedade dos recursos naturais pode ser pública ou privada. Sendo pública, depreende-se que os royalties correspondem a um pagamento originado pela alienação de um bem de patrimônio público. O autor SCHANTZ JR. (1994, *apud* LEAL e SERRA, 2003, p.168) sintetiza essa visão no trecho:

One broad view is that a royalty is payment for publicly owned wealth that is liquidated when minerals are extract and sold. According to this view, the federal royalty is analogous to royalties often collected by private landowners. It is the price of in ground minerals i.e. the mineral rent.

O trecho acima demonstra que, o pagamento de royalties pelas concessionárias de exploração e produção de petróleo tem o propósito de compensar o proprietário público pela alienação de seu patrimônio. O proprietário público concede o direito de uso para empresas exploradoras de petróleo, que em troca, são obrigadas a arcar com os encargos referentes à atividade.

Conforme visto, a renda de Hotelling se caracteriza como o pagamento de uma compensação pelas empresas exploradoras de petróleo ao proprietário do recurso, devido à redução do seu estoque. Porém conforme sintetiza SERRA e PATRÃO (2003, p.191):

Quando a propriedade das jazidas é pública, a regra de Hotelling perde capacidade explicativa sobre o ritmo de exploração do recurso, embora permaneça servindo como referência para a incorporação da dimensão temporal no estudo da indústria extrativa mineral. O ritmo de extração do petróleo, quando decidido pelo Estado, leva em consideração muitos outros fatores, alguns deles intangíveis, como a conquista da soberania no setor ou a busca de melhor posição na geopolítica mundial.

Logo, conforme síntese de SERRA e PATRÃO (2003), sendo a jazida de propriedade pública ou privada, deve existir uma taxa de exploração ótima dos recursos não renováveis do ponto de vista social, de modo que a justiça entre as gerações seja preservada, por meio do investimento de uma parcela da renda em atividades produtivas, garantindo uma renda futura desvinculada ao recurso exaurível.

II.6. Considerações finais do capítulo

A análise do conceito de renda foi realizada neste capítulo com o intuito de compreender a evolução da renda paga aos recursos naturais não renováveis. O conceito de renda evoluiu de David Ricardo, como o pagamento de uma renda para o caso das terras de maior fertilidade, estendendo essa caracterização para o caso da renda mineral, até outros autores clássicos. Posteriormente a teoria neoclássica desvinculou o pagamento da renda para o caso da terra, passando a compreender todo o excesso de receita sobre os custos de produção.

A renda econômica na atividade de mineração tinha como justificativa para sua existência, o fato de ser um recurso exaurível na escala de tempo antrópica, devendo a extração presente compensar a indisponibilidade futura. Hotelling foi um dos pioneiros na apresentação de um conceito para a Renda dos Recursos Minerais, discutindo o ritmo de extração dos recursos naturais não renováveis no tempo. Seu modelo serviu como base na definição da renda, influenciando muitos autores, apesar de algumas inconsistências encontradas nas hipóteses adotadas, quando da sua aplicação para a indústria do petróleo.

A idéia é a de que os recursos minerais são não renováveis e que o proprietário do recurso deve explorá-los em um ritmo considerado ótimo socialmente. A taxa de extração ótima está associada um custo de uso, que varia em consonância com a taxa de desconto do mercado. O custo de uso ou renda de Hotelling abrangeria o significado de royalty, que é uma compensação ao proprietário do recurso pela depreciação do capital natural, de modo que o consumo futuro não poderá mais ser sustentado se não houver investimento dessa receita em atividades desvinculadas à atividade em questão.

A definição de royalty e os fundamentos para sua cobrança é imprescindível, sendo aplicado posteriormente para avaliar a transferência dessa renda entre as esferas de governo.

O próximo capítulo analisará a arrecadação dos royalties de petróleo em alguns países selecionados, devendo essa análise servir de experiência para a avaliação da transferência subnacional da arrecadação dos royalties no Brasil.

Capítulo III - Exemplos internacionais de transferências subnacionais

O objetivo deste capítulo é analisar as formas de repartição da renda dos hidrocarbonetos entre as esferas de governo em países selecionados. O modelo de descentralização das atribuições e da arrecadação das participações governamentais adotado pelos países varia de acordo com fatores políticos, econômicos e sociais característicos de cada nação, que influenciaram na escolha dos países objeto de estudo do capítulo.

Para a análise da repartição das participações governamentais advindas da exploração e produção dos hidrocarbonetos, a escolha dos países baseou-se em diferentes motivos. Buscaram-se países com diferentes graus de dependência dos entes da federação pela arrecadação das participações governamentais, para verificar o peso dessas no orçamento dos mesmos. Buscaram-se países em diferentes estágios de desenvolvimento sócio-econômico, o que pode influenciar na repartição das participações governamentais. Além disso, buscou-se selecionar países por suas características geográficas, escolhendo-se países em diferentes regiões do globo. Finalmente, os países também foram selecionados de acordo com os diferentes arranjos institucionais dos entes subnacionais e, por conseguinte, por suas atribuições de governo. Tal análise é relevante para embasar o estudo posterior do caso Brasileiro.

A experiência com o uso da arrecadação dos recursos petrolíferos, através da criação de fundos petrolíferos, também foi relevante na escolha dos países. Os fundos criados pelos países têm diferentes finalidades que serão posteriormente apresentadas, mas servem, principalmente, para gerenciar a arrecadação da atividade de exploração e produção dos hidrocarbonetos.

III.1 – Avaliação da transferência subnacional

Agba e Obi (2006) definiram a descentralização “como a transferência de poderes administrativos e de autoridade aos órgãos locais”. Ou seja, a descentralização é caracterizada como a transferência de autoridade e de recursos do governo central para esferas subnacionais de governo. (ENEMUO, 1996 *apud* AGBA e OBI, 2006).

De acordo com o World Bank (2005), a descentralização fiscal deve ter princípios claramente estabelecidos para manter a estabilidade macroeconômica e fiscal. São eles:

- Competências claramente definidas: as funções dos entes federativos devem ser claramente estabelecidas, para determinar a responsabilidade administrativa e o fornecimento de bens e serviços de cada um deles;
- Transparência: deve haver transparência no repasse dos recursos e no destino da arrecadação dos entes da federação;
- Neutralidade na transferência de recursos: esse princípio estabelece que a transferência de recursos aos governos subnacionais não deve ser realizada sem a contrapartida de transferência de competências e de responsabilidade no provimento de serviços;
- Responsabilidade fiscal: estabelecimento de regras fiscais, como limite de aumento dos gastos anuais para os entes da federação, que sejam compatíveis com as regras de transparência e prudência fiscal para o governo nacional (WORLD BANK, 2005; PACHECO, 2007).

Para Giambiagi e Alem (2008), existem diferentes razões que justificam a descentralização fiscal, dentre elas: econômicas, políticas, institucionais e geográficas. No tocante aos fatores econômicos, a alocação mais eficiente dos recursos é um dos principais objetivos do processo de descentralização. Quanto aos fatores políticos e institucionais, o processo de descentralização pode aumentar a autonomia dos governos locais, podendo levar a maior participação política e desconcentração do poder público. Os fatores geográficos que justificam a descentralização revelam que, quanto maior o território nacional, maior é a tendência a descentralização, já que é mais fácil os governos subnacionais atenderem as demandas de bens e serviços públicos de parte da população local, do que o governo federal.

O nível de descentralização política se reflete na repartição das rendas dos hidrocarbonetos, já que, quanto maior a autonomia dos municípios e regiões (capacidade política e administrativa) na gestão de seus recursos, normalmente maior será o seu acesso a essas rendas. A adequada distribuição das participações governamentais, em especial dos royalties, aos entes da federação proporciona a compatibilidade entre a exploração dos hidrocarbonetos com o desenvolvimento sustentável das regiões produtoras. Um dos critérios mais importantes na administração das participações governamentais é a busca pela transparência e desenvolvimento sustentável (WORLD BANK, 2005).

De acordo com o Relatório do World Bank (2005), do ponto de vista econômico, alguns pontos devem ser levados em consideração na repartição das participações governamentais oriundas da exploração e produção de petróleo, a saber:

- As compensações. Os governos locais devem ter acesso às participações governamentais para compensar os custos da atividade, como danos ambientais e aumento no fornecimento de bens e serviços;
- A volatilidade da arrecadação. Os governos nacionais lidam melhor com a volatilidade da arrecadação advinda da atividade petrolífera, já que possuem orçamento atrelados a outras fontes de recursos;
- Duplicação da administração. Tanto o governo nacional como os governos locais devem dispor de agências para recolher e controlar o uso e a arrecadação de impostos;
- Diferença fiscal. As diferenças fiscais são de natureza vertical quando as regiões produtoras de petróleo recebem uma parcela maior das participações governamentais, do que o governo central; ou de natureza horizontal, quando as regiões produtoras de petróleo recebem uma quantia maior das participações governamentais do que as regiões não produtoras;
- Desvio de recursos. Devido a elevada corrupção no setor petrolífero, a arrecadação da atividade pode ser desviada dos programas e projetos executados pelos governos locais produtores de petróleo, perdendo dessa forma, rapidamente seu valor social.

No modelo de centralização, a arrecadação total da atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos é destinada ao governo federal. Esse modelo apresenta como vantagens: melhor absorção das flutuações na arrecadação da renda petrolífera pelo governo federal, devido à detenção de outras fontes de receita não relacionadas aos hidrocarbonetos, para financiar seus gastos, a possibilidade de redução de disparidades inter-regionais e estabelecimento de mecanismos de equalização horizontal através da redistribuição das participações governamentais entre regiões produtoras e não produtoras de recursos (AHMAD e MOTTU, 2002).

Contudo, a maioria dos países federados reparte uma fração das participações governamentais com os governos subnacionais. Nesse modelo de divisão, a arrecadação da atividade de exploração e produção dos hidrocarbonetos é coletada pelo governo federal, para, posteriormente, ser redistribuída com os níveis subnacionais de governo, de acordo

com uma fórmula específica. Tal repartição considera critérios como: o tamanho da população, o grau de desenvolvimento das regiões, a localização das jazidas petrolíferas, dentre outros (AHAMAD e MOTTU, 2002).

Alguns modelos de repartição das rendas petrolíferas provêm grandes quantias da arrecadação aos entes subnacionais (perto do cenário de descentralização), como a Nigéria e a Rússia. Outros arranjos provêm pequenas quantias (próximo do cenário de centralização), como o caso do México. Pelo fato de o arranjo de descentralização retirar uma parte da arrecadação do governo federal, o gerenciamento macroeconômico desta pode ser prejudicado. Além disso, a repartição da arrecadação com os governos subnacionais transmite volatilidade, devido ao elevado peso dessa em seus orçamentos, podendo levar ao financiamento instável dos serviços públicos locais (AHMAD e MOTTU, 2002).

A maior parte dos pequenos países unitários destina a arrecadação das participações governamentais ao governo federal, já que o governo local desses países não tem grandes atribuições de custear atividades, fornecer serviços públicos, e prover infraestrutura e, sendo assim, não têm autonomia na cobrança e arrecadação de tributos (AHMAD e MOTTU, 2002).

III.2 – Análise sobre o modelo de repartição das participações governamentais em países selecionados

Essa seção do capítulo analisa alguns exemplos internacionais de arrecadação e repartição das participações governamentais da indústria do petróleo entre as esferas de governo, para servir de base de comparação para o posterior estudo do caso brasileiro.

América do Norte e América Central

III.2.1 - A experiência dos Estados Unidos

Os Estados Unidos da América localiza-se na América do Norte, entre o Canadá e o México, fazendo fronteira com o Oceano Atlântico Norte e o Oceano Pacífico Norte. A capital do país é Washington DC e o mesmo se divide administrativamente em 50 estados e 1 distrito. A forma de governo no país é a República Constitucional Federal, cujo sistema de governo é o Presidencialismo, no qual o Presidente do país é chefe do estado e do governo (CIA, 2010).



Figura 3: Localização dos Estados Unidos

Fonte: CIA, 2010.

O país é o terceiro maior produtor de petróleo do mundo, com elevada arrecadação resultante da atividade petrolífera em sua economia. Conforme EIA (2010), a partir dos anos 2000, a produção de petróleo nos EUA declinou. As reservas provadas de petróleo nos EUA tiveram redução, indo de 34,3 milhões de barris no final de 1989 para 28,4 milhões de barris em 2009, representando 2,1% do total das reservas provadas mundiais. Em 1999, a produção de petróleo no país era de 352,6 milhões de toneladas, declinando para 325,3 milhões de toneladas em 2009, o equivalente a 8,5% da participação da produção total mundial (WORLD BANK, 2010 a; BP, 2010).

III.2.1.1 – Beneficiários e alíquota das participações governamentais incidentes sobre a produção de petróleo.

Nos EUA, a propriedade da terra estende-se às riquezas minerais do subsolo. O Governo Federal recebe royalties na proporção da extração de petróleo em terras de sua propriedade, ou na plataforma continental.

A divisão da arrecadação da atividade entre os beneficiados difere de acordo com a localização dos campos, se offshore ou onshore. Para a produção em terra, os estados federados e os proprietários privados são também beneficiários de royalties, que são repartidos segundo as categorias da terra federal e de acordo com as normas legais incidentes sobre estas. Tais categorias de terra dividem-se em: terras de domínio público; terras adquiridas; terras indígenas; terras nativas do Alasca (SERRA, 2005).

Já a produção de petróleo offshore reparte os royalties somente entre o governo federal e os estados da federação. Tal repartição é determinada por limites divisórios entre o mar territorial, sob jurisdição dos estados costeiros e a plataforma continental mais distante da costa, onde as atividades de exploração e produção são reguladas exclusivamente pelo governo federal. Assim, do total produzido nos campos petrolíferos offshore, 27% é destinados para os estados costeiros. Os governos locais não são beneficiados com o recebimento dos royalties de petróleo na plataforma continental, somente indiretamente, através de possível assistência financeira oferecida pelos fundos existentes (SERRA, 2005).

Os Estados Unidos atribuem à responsabilidade da arrecadação das participações governamentais aos estados, que são os proprietários dos recursos (exceto em terrenos de propriedade federal), segundo a Constituição (AHMAD e MOTTU, 2002).

No país, o royalty incide sobre a receita bruta da venda do petróleo. Contudo, quando o petróleo e gás não são vendidos pelas companhias petrolíferas, mas transferidos para outra unidade, distribuição ou refino, os preços são estabelecidos pelo *Department of the Interior* (DOI). Os percentuais referentes à cobrança de royalties sobre os hidrocarbonetos são de, no mínimo, 12,50% para a produção em terra e de 16,67% para a produção na plataforma continental. A alíquota de royalty para a produção na plataforma continental pode ser fixada nos leilões de arrendamento (SERRA, 2005).

Nos EUA existe ainda o artifício da isenção do pagamento de royalties, conhecido como *Royalty Relief*, abordado anteriormente no segundo capítulo. Tal artifício incide sobre a produção em águas profundas no Golfo do México sob jurisdição federal, para campos com produção posterior a novembro de 1995 (HALLWOOD, 2007).

A arrecadação das participações governamentais da indústria de petróleo é encaminhada para os seguintes destinos: i) caixa único do Tesouro (*General Fund of the U.S. Department of Treasury*), maior beneficiário com mais da metade da arrecadação; ii) fundos com propósitos específicos, administrados por agências federais. Cita-se como exemplo o *Land and Water Conservation Fund*, que objetiva o planejamento, desenvolvimento e aquisição de áreas de preservação e recreação, (API, 2009) e o *National Historic Preservation Fund*, que objetiva a expansão e a aceleração do planejamento e das atividades de preservação histórica; iii) tesouros dos estados, nos quais se realizaram a produção (SERRA, 2005).

De acordo com Serra (2005), a produção de petróleo *onshore*, em terras estaduais, gera royalties exclusivos para os governos estaduais. Depreende-se que, os governos estaduais capturam grande parte dos royalties incidentes sobre a produção de petróleo em terras públicas norte americanas: sobre a produção em terras federais, esses absorvem geralmente 27% dos royalties offshore e 50% dos royalties onshore, e a integridade destes quando a produção se realiza em terras estaduais (SERRA, 2005).

III.2.1.2 – O caso do Alasca

O Alasca foi analisado devido à relevância das participações governamentais da na economia do estado e também por sua experiência na aplicação dos recursos em um fundo petrolíferos.

A produção de petróleo no estado cresceu de 2 milhões de barris por dia em 1998, recuando lentamente em seguida para aproximadamente 1 milhão de barris por dia em 2004. Apesar de a produção de barris de petróleo ter declinado nos últimos anos, o estado ainda conta com uma enorme quantia resultante da atividade. A arrecadação derivada da exploração e produção de petróleo representa quatro quintos da receita própria (BACON & TORDO, 2006).

Com relação ao modelo de repartição, o estado do Alasca adota um tipo de sistema específico, onde o governo subnacional é responsável pela política fiscal relacionada à arrecadação, uso e gastos derivados da exploração e produção do petróleo (AHMAD e MOTTU, 2002).

A arrecadação oriunda da atividade petrolífera, inicialmente não tinha destino específico, sendo usada em projetos de desenvolvimento geral e, dessa forma, sendo gasta rapidamente (BACON & TORDO, 2006). A situação provocou um enorme debate a respeito do uso futuro dessa arrecadação, o que propiciou a criação de um fundo permanente em 1976, conhecido como *Alaska Permanent Fund (APF)*. O Fundo adota como objetivo maximizar a arrecadação derivada da atividade mineral e formar um fundo de poupança, mantendo em segurança o capital investido. Em 1980, ficou estabelecido que a *Alaska Permanent Fund Corporation (APFC)* iria gerir os investimentos do Fundo. A APFC é uma corporação estatal, que gere os ativos do Fundo Permanente do Alasca e de outros fundos designados pela lei (APFC) (BACON & TORDO, 2006).

O *Alaska Permanent Fund (APF)* tem como pontos fundamentais, segundo a APFC (2010):

1. Ao menos 25% dos royalties advindo dos minerais do Alasca, inclusive os do petróleo, se destinarão ao Fundo, não podendo ser gastos;
2. O Fundo irá aplicar em investimentos produtores de renda que são denominados elegíveis por lei;
3. Os rendimentos do Fundo Permanente vão para o fundo geral do Alasca, a menos que a lei proponha o contrário.

O ESMAP (2006) complementa que em torno de 25% de toda renda mineral destinada ao fundo é poupada com a finalidade de promover a equidade entre as gerações. Em adicional, o fundo do Alasca criou um Programa de divisão permanente do fundo, onde os moradores do estado com mais de um ano de residência, recebem uma quantia anual do fundo, como pagamento de dividendo.

III.2.2 – A experiência do Canadá

O Canadá é uma Monarquia Constitucional, um estado federal e uma democracia parlamentarista. O Parlamento Canadense é composto pela Rainha (representada pelo Governador Geral), Senado e Câmara dos Comuns. O Canadá localiza-se no Norte da América do Norte, fazendo fronteira com os Estados Unidos da América entre o Oceano Atlântico Norte e o Oceano Pacífico Norte. A capital do país é Ottawa, e divide-se administrativamente em 10 províncias e 3 territórios (CIA,2010).



Figura 4: Localização do Canadá

Fonte: CIA, 2010

O Canadá é proprietário de grande quantidade de recursos naturais, sendo um dos maiores produtores e exportadores mundiais de fontes de energia. Esse fato justifica a escolha do país como objeto de estudo na análise. Em adicional, analisou-se o caso da Província de Alberta pela importância do setor petrolífero na arrecadação total e por sua experiência com a criação de um fundo petrolífero: *The Alberta Heritage Savings Trust Fund*.

A produção de petróleo no Canadá cresceu de 121 milhões de toneladas em 1999, para 156 milhões de toneladas em 2009, representando 4,1% do total da produção mundial de petróleo (BP, 2010; WORLD BANK, 2010 a). Entre 2000 e 2008, a produção de petróleo aumentou de forma considerável, especialmente pela produção offshore e das areias betuminosas, que substituíram o declínio da produção e o envelhecimento de campos convencionais (IEA, 2009 a).

No Canadá, ambos os níveis de governo podem impor taxas geradas pela exploração de recursos naturais. Porém, quando os recursos encontram-se dentro dos limites das províncias, somente o governo da província pode implementar os royalties e outros impostos. Apesar da autonomia das províncias canadenses quanto ao estabelecimento de impostos e alíquotas de royalties sobre a produção de petróleo, cada uma possui regras próprias para sua determinação. A arrecadação petrolífera no país corresponde somente a 3,5% do total arrecadado pelos governos subnacionais.

III.2.2.1- O caso da província de Alberta

Para AHMAD e MOTTU (2002), os recursos petrolíferos são concentrados em poucas províncias, principalmente na província de Alberta. De acordo com o relatório do EIA (2011a), a província de Alberta produziu cerca de 50% de toda a produção de petróleo do Canadá em 2009, oriunda das areias betuminosas. No ano de 2009, os hidrocarbonetos na província foram responsáveis por uma receita bruta arrecadada no valor de 64,1 bilhões dólares, sendo mais de 60% do total advindo da receita do óleo bruto (EIA, 2011a; ALBERTA REPORT, 2010; CARTER, 2007).

III.2.2.2 - Beneficiários e alíquota dos royalties incidentes sobre a produção de hidrocarbonetos em Alberta

Aproximadamente 2/3 das terras em Alberta são governadas pela província *Crown*, onde ocorre em torno de 80% da produção de petróleo. A produção da atividade representa para o governo da província uma importante fonte de arrecadação de royalty. A receita da venda dos hidrocarbonetos contribuiu para o crescimento do PIB, aumentando fortemente a importância do setor petrolífero (BACON & TORDO, 2006).

Segundo a Constituição do Canadá, os direitos de propriedade dos recursos naturais pertencem às províncias onde esses se localizam. Em Alberta, 81% dos direitos advindos dos recursos minerais são de propriedade do governo da província, que administra os recursos em nome de seus residentes. Os 19% restantes pertencem ao governo do Canadá, aos parques nacionais ou são depositados em nome dos indivíduos residentes da província (IEA, 2009a).

Em Alberta, assim como geralmente ocorre no Canadá, os recursos não podem ser alienados. Nas areias betuminosas de Alberta, a posse de aproximadamente 97% dos recursos remanescentes é de origem pública (PLOURDE, 2010).

A Lei de Alberta estabelece o pagamento de royalties para o óleo e para o gás natural, correspondente respectivamente a 10% e 15% do valor bruto da produção. A fórmula que considera a alíquota de royalties cobrados sobre a produção de petróleo convencional em Alberta pode variar, considerando os seguintes componentes: o componente preço, com base na qualidade do óleo (tipo de petróleo) e o componente quantidade, baseado no nível de produção e profundidade das jazidas, dado a dificuldade de extração de óleo existente.

Existem casos em que a alíquota de royalty em Alberta supera 30% do valor bruto da produção. Há outras situações em que, devido ao elevado custo de produção, a isenção de pagamento de royalties é permitida (IEA, 2009a; PACHECO, 2006).

Em março de 2009, respondendo a uma queda significativa na atividade de exploração e produção de óleo convencional e de gás na província, o governo de Alberta anunciou um programa de incentivo para encorajar a atividade. Tal programa de incentivo teve como objetivo, dentre outros, a manutenção dos benefícios econômicos que a indústria fornece para a Província de Alberta. Dentre os benefícios fornecidos pelo programa, destinados as empresas de menor porte, tem-se: a redução da alíquota de royalties, estabelecendo um teto de 5% da alíquota de royalty, para todos os novos poços com produção de óleo convencional e gás natural entre 1 de abril de 2009 e 31 de março de 2011 (IEA,2009a).

De acordo com o IEA (2009a), todos os poços perfurados entre 2009 e 2013, período que determina as taxas de transição, serão obrigados a mudar para a estrutura de Royalty de Alberta (ARF), em Janeiro de 2014. Esses cinco anos serão destinados a incentivar o desenvolvimento de novos projetos de perfuração e manutenção dos níveis de emprego industrial. No âmbito deste programa, novos poços, novos campos ou poços mais profundos de testes terão suas alíquotas de royalty reduzidas a zero para os primeiros 12 meses de produção ou até que o valor acumulado dos royalties sobre o petróleo se iguale a 1 milhão de dólares canadenses (CAD).

III.2.2.3 – The Alberta Heritage Savings Trust Fund (AHSTF)

Para AHMAD e MOTTU (2002), os governos subnacionais do Canadá têm encontrado formas de compensar os prejuízos da indústria petrolífera nas regiões. Os autores citam como exemplo de compensação, a criação de um fundo petrolífero. Esse fundo, conhecido como *The Alberta Heritage Savings Trust Fund (AHSTF)*, foi implementado em 1976, para gerenciar os recursos arrecadados com o petróleo.

A criação do fundo em Alberta foi a primeira política específica quanto ao uso da arrecadação advinda da exploração e produção do petróleo. Antes disso, a arrecadação da atividade não tinha destinação específica, sendo os gastos focados no desenvolvimento econômico e social (BACON & TORDO, 2006; PINTO JR e BREGMAN, 2008).

O Fundo de Alberta é fomentado com recursos petrolíferos, sendo financiado com 12% do valor bruto da produção de hidrocarboneto (BACON & TORDO, 2006; PINTO JR e BREGMAN, 2008).

O Fundo tem como objetivos: proteger o orçamento de flutuações da arrecadação petrolífera, melhorar a qualidade de vida dos habitantes da província e prevenir excessivo gasto público. Em adicional, existe um sistema de equalização federal no Canadá que compensa as províncias não produtoras pela renda gerada pelas províncias produtoras de petróleo, excluindo as províncias produtoras do quadro de equalização. De acordo com Esmap (2006), os objetivos do fundo eram bem claros, destacando-se como uma fonte de receita futura quando da redução do recurso.

III.2.3 – A experiência do México

O México pertence à América Central, faz fronteira com os Estados Unidos da América e localiza-se entre o Oceano Pacífico Norte e o Golfo do México. A capital do país é a Cidade do México e o mesmo é composto por 31 estados e 1 distrito Federal. A forma de governo no México é a República, cujo sistema de governo é o Presidencialismo, sendo o Presidente da República chefe do Estado e do Governo (CIA, 2010).



Figura 5 – Localização do México

Fonte: CIA, 2010.

A escolha do México como objeto de estudo deve-se à dependência do país pela arrecadação petrolífera, representando cerca de 40% de sua arrecadação total (EIA, 2010 c; WORLD BANK, 2011a; CAMPODÓNICO, 2009).

A produção de petróleo no país decresceu de 165,2 milhões de toneladas em 1999 para 147,5 milhões de toneladas em 2009, representando atualmente cerca de 4% do total de petróleo produzido no mundo (EIA, 2010 c; WORLD BANK, 2011a; CAMPODÓNICO, 2009; BP, 2010).

III.2.3.1- Beneficiários e alíquota dos *derechos* incidentes sobre a produção de petróleo.

A importância relativa do setor petróleo para a economia mexicana em geral diminuiu no longo prazo, tendo essa contribuição de mais de 15% nas receitas de exportação. No México, a maior parte da quantia arrecada com a atividade petrolífera é destinada ao governo central e, posteriormente, uma pequena parcela é repartida com o governo subnacional, de acordo com um sistema estabelecido pela lei (SERRA; GOMES; TAVARES, 2008). Os níveis subnacionais de governo são beneficiários dos *derechos*, pelo fato de a arrecadação petrolífera constituir importante parcela da arrecadação total, sendo consideradas em 2006, superiores a 35% do total (MORGANDI, 2008; CAMPODÓNICO, 2009).

No país, a forma de compensação financeira paga aos proprietários de recursos naturais finitos, por esses serem exauríveis, é conhecida como *derechos* (direitos de extração), que são de propriedade exclusiva do Governo Federal (SERRA; GOMES; TAVARES, 2008).

Como a arrecadação no país é centralizada na esfera federal, essa é a maior beneficiária dos *derechos* da indústria de petróleo, recebendo 83,48% (incluindo 0,07% ao Fundo de Ciência e Tecnologia) do total. Os estados e os municípios recebem respectivamente 16,52% e 0,002% dos direitos de extração (RWI, 2008).

O México nacionalizou a indústria de petróleo em 1938, criando a empresa PEMEX. A Pemex é considerada a maior empresa do México e a única, de acordo com a Constituição do país, que tem o direito de produzir hidrocarbonetos no país. A Pemex exporta quase 50% de todo o petróleo bruto que produz. Dessa forma, a empresa precisa importar uma determinada quantidade de derivados de petróleo, devido à insuficiente capacidade de refino no país. Porém, a empresa não consegue investir na atividade petrolífera, devido à elevada carga tributária imposta pelo governo (EIA, 2010c; RWI,2008).

Em 2008, foi promulgada a nova legislação que tinha finalidade de reformar o setor de petróleo do país. As reformas da legislação favoreciam a PEMEX, recebendo a empresa maior autonomia, como a capacidade de estabelecer mecanismos mais flexíveis para os

contratos e para investimentos. Ocorreram modificações no domínio do gás natural, que permitiu a participação privada nas atividades de transporte, exploração e distribuição de gás natural (EIA, 2010c; MORGANDI, 2008).

América do Sul

III.2.4 - A experiência da Bolívia

A Bolívia localiza-se na América do Sul. A capital do país é La Paz e o mesmo se divide administrativamente em 9 departamentos. A forma de governo vigente na Bolívia é a República, na qual o Presidente do país é chefe do estado e do governo (CIA, 2010).



Figura 6 – Localização da Bolívia

Fonte: CIA, 2010.

A produção de petróleo em 2008 no país foi de 2.297 milhões de toneladas. A Bolívia é o segundo país da América Latina Latina em termos de reservas de gás, atrás somente da Venezuela. A produção de gás aumentou substancialmente nos últimos anos, sendo a maior parte da produção exportada para o Brasil (WORLD BANK, 2010a; IEA, 2008; CAMPODÓNICO, 2009).

III.2.4.1- Beneficiários e alíquota dos royalties incidentes sobre a produção dos hidrocarbonetos.

A Lei 1689, que vigorou de 1996 a 2005 na Bolívia modificou o regime de tributação, cobrando diferentes percentuais de royalty, dependendo se os hidrocarbonetos eram novos ou já existentes. Para os hidrocarbonetos existentes, a legislação manteve-se inalterada e os royalties atingiram 50% do valor de produção. A produção de "novos" hidrocarbonetos passou a ter uma alíquota de royalties de 18% do valor bruto extraído. Tal valor (18% da produção) era pago ao governo central e, posteriormente, seguia uma regra de distribuição de acordo com as regiões produtoras. Do total de royalties (18% da produção), 6% destinava-se ao Governo central, 11% às quatro regiões produtoras de petróleo e 1% à duas de cinco regiões não produtoras de petróleo (MORGANDI, 2008).

A partir de 2007, a Lei de Nacionalização introduziu uma participação adicional de caráter obrigatório, onde as empresas que operam na Bolívia passaram a ter que realizar um pagamento de 32% sobre o valor bruto extraído dos maiores campos do país, como participação especial diretamente a empresa estatal *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)*, já que a produção de hidrocarbonetos no país concentra-se na empresa (CERUTTI & MANSILLA, 2008; MORGANDI, 2008).

Deste modo, a distribuição do royalty de petróleo entre as esferas de governo no país comprova que, a transferência para as regiões produtoras de petróleo representa 61% do total do royalty, um percentual elevado considerando que, somente quatro regiões produtoras de petróleo recebem a participação governamental. Já para os municípios produtores e não produtores dentro da mesma região de produção, não há distinção no tratamento, somente no cumprimento da lei, que atribuiu 50% da Licença de Extração para o município de origem, especificamente para mitigação do impacto ambiental (MORGANDI, 2008). O governo central recebe 33% do total arrecadado com os royalties, enquanto que somente duas regiões não produtoras de petróleo recebem 6% do total do royalty.

Na Bolívia, existe um nível moderado de redistribuição da arrecadação para regiões e municípios não produtores de hidrocarbonetos, recebendo cerca de 20% do total, e esta não considera as características da região, como população e tamanho. Apesar disso, as regiões produtoras recebem uma parcela muito grande do total arrecadado com os royalties, aumentando a desigualdade entre as regiões (MORGANDI, 2008).

ÁSIA

III.2.5 – A experiência da Rússia

A Rússia é uma Federação representada na forma de República. A Rússia está localizada no Norte da Ásia e uma parte dela na parte oriental da Europa, entre a Europa e o Oceano Pacífico Norte. A capital do país é Moscou, e o mesmo se divide administrativamente entre 46 oblasts (regiões administrativas); 21 repúblicas; 4 okrugs autônomos (divisões administrativas ou circunscrições federais); 9 krays (tipo de divisão administrativa); 2 cidades federais e 1 oblast autônomo (região autônoma)



Figura 7 - Localização da Rússia

Fonte: CIA (2010)

A produção de petróleo no país atingiu o pico em 1987, decrescendo em seguida até o ano de 2000 (GOLDSWORTHY & ZAKHAROVA, 2010a). O aumento registado entre os anos 2000 e 2007 forneceu mais da metade do crescimento global da produção de petróleo, atingindo 10 milhões de barris por dia em 2007 (GOLDSWORTHY & ZAKHAROVA, 2010a).

A produção óleo e gás natural na Rússia evoluiu respectivamente de 304,8 milhões de toneladas e 482,2 milhões de toneladas de óleo equivalente em 1999, para 494,2 milhões de toneladas e 474,8 milhões de toneladas de óleo equivalente em 2009, o que representou nesse ano 12,9% da produção total de petróleo mundial e 17,6% da produção total mundial de gás natural (BP, 2010).

III.2.5.1 - Beneficiários e alíquota do Mineral Resource Extraction Tax (MRET) incidente sobre a produção de petróleo e gás.

Na Rússia, a indústria petrolífera é estruturada em torno de um oligopólio, onde um pequeno número de grandes grupos industriais e financeiros domina a maior parte da produção. O oligopólio é composto por quatro empresas petrolíferas, que são: Lukoil, a Yukos, TNKBP e Surgutneftegaz, fornecendo 66% da produção e 57% das exportações no país. O setor gás na Rússia é monopolizado e exercido pela estatal Gasprom e a empresa Rosneft que se submetem ao mesmo regime fiscal das companhias do setor privado, devendo remeter dividendos para o Estado (GOLDSWORTHY & ZAKHAROVA, 2010a; LOCATELLI, 2006).

O sistema tributário deste país previa a incidência de royalty (vigente entre os anos de 1992 e 2001), e dois tributos incidentes sobre a produção de óleo bruto: o imposto sobre a produção mineral (*Wellhead Excise*), que era pago através de uma taxa fixa, em rublos, sobre o quantum produzido e a contribuição para o Fundo Geológico federal. Sobre a produção de gás, este imposto era denominado *city-gate excise* (SERRA, 2005).

Em 2002, o royalty e o *wellhead tax* foram substituídos com a criação do *Mineral Resource Extraction Tax* (MRET). O royalty possuía alíquota média de 8% (no período 1992 – 1998), e o Fundo Geológico (existente até, pelo menos, 1998) de 10%, ambas incidentes sobre o valor da produção, totalizando 18%. De fato, com a criação do MRET⁷, aboliu-se a cobrança de royalty, estando já suspensa a contribuição para o Fundo Geológico na ocasião. Com a criação do MRET, a alíquota passou a ser de 16,5% incidente sobre o valor bruto da produção (SERRA, 2005).

De acordo com a Constituição do país, o Governo Federal detém a propriedade dos recursos do subsolo. Assim, o direito de explorar e desenvolver os hidrocarbonetos no mar é concedido exclusivamente ao Governo Federal. Porém, o desenvolvimento de petróleo em terra é de competência partilhada entre o governo federal e os governos locais onde os hidrocarbonetos se encontram (AHMAD e MOTTU, 2002).

Antes da criação do MRET, os royalties eram rateados na seguinte proporção: 40% para o governo federal, 30% para os governos territoriais e 30% para os governos locais, sendo o

⁷ Ressalta-se que o outro tributo incidente sobre a produção: a *excise tax* (ou *wellhead tax*), não fora abolido com a criação da MRET (SERRA, 2005).

rateio definido anualmente por lei orçamentária (SERRA, 2005). Com a criação do MRET, a nova regra de distribuição uma repartição que privilegia o governo federal, com 80% do total. No entanto, para a produção offshore, o governo central é o único beneficiário do MRET incidente sobre a produção na plataforma continental (SERRA, 2005).

Na Rússia, a maior parte dos tributos é coletada pelo governo federal e, em seguida, uma parcela é repartida com as esferas subnacionais de governo. No entanto, os tributos derivados dos recursos naturais, diferentes da maior parte dos outros tributos no país, são recolhidos principalmente por governos subnacionais, sendo uma importante fonte de arrecadação nas regiões produtoras de petróleo (AHMAD e MOTTU, 2002).

A Rússia tem um crescimento econômico impulsionado principalmente pela produção e exportação de óleo e gás, o que aumenta a pressão local para o controle da arrecadação advinda dos recursos naturais. Com a privatização do setor energético no país e devido à forte presença de capital de companhias internacionais, a intervenção do governo torna-se limitada. Dessa forma, as regiões estão intervindo na divisão desta arrecadação, devido o enfraquecimento do estado federal e, pelo fato de as jazidas de hidrocarbonetos no país estarem concentradas em poucas regiões (LOCATELLI, 2006).

III.2.5.2 – Fundo de estabilização do petróleo

A Rússia criou em 2004, um fundo de estabilização, com a finalidade de diminuir o impacto causado pela volatilidade dos preços do petróleo sobre o orçamento e sobre a economia não-petrolífera (FMI, 2010a). Esse fundo é fomentado por tributos sobre a exportação de hidrocarbonetos e seus derivados, e, com recursos do MRET, sempre que o preço do barril de petróleo, tipo Ural, ultrapassar o preço básico de US\$ 18,5 (SERRA, 2005).

Em 2008, o fundo de petróleo foi dividido em dois: o Fundo de Reserva e o Fundo de Riqueza Nacional. A principal finalidade do Fundo de Reserva é conservar a arrecadação da exploração e produção de óleo e gás para o governo federal, usando-a para financiar o déficit orçamental não petrolífero, definido em uma lei orçamentária anual. O Fundo de Riqueza Nacional foi criado com o objetivo de custear as obrigações de pensões (GOLDSWORTHY & ZAKHAROVA, 2010a).

Segundo o FMI (2010a), o fundo de petróleo possibilitou o fortalecimento da poupança do país, através de reservas consideráveis. Os recursos do fundo foram empregados para recapitalizar os bancos, para fortalecer o mercado acionário doméstico e para fornecer crédito inicial para pequenas e médias empresas.

ÁFRICA

III.2.6 – Nigéria

A Nigéria pertence à África e localiza-se entre Camarões e Benin, na fronteira com o Golfo da Guiné. A capital da Nigéria é Abuja sendo dividida administrativamente em 36 estados e 1 território federal. A forma de governo na Nigéria é República Constitucional Federal, onde o Presidente é o Chefe do Estado e também Chefe do Governo (CIA, 2010).



Figura 8 - Localização da Nigéria

Fonte: CIA, 2010

A Nigéria é um dos maiores países exportadores de petróleo do mundo. A produção de petróleo no país decresceu de 100,8 milhões de toneladas em 1999 para 99,1 milhões de toneladas em 2009 representando 2,6% do total de petróleo produzido no mundo (BP, 2010; WORLD BANK, 2010a).

A análise do país é essencial, visto que a economia da Nigéria baseia-se na produção de um único setor: o petrolífero. Para Agba & Obi (2006), a receita gerada pelo setor petróleo representou mais de 70%, em média, da receita total gerada no país entre os anos 1970 e 2004, sendo o sexto maior produtor de petróleo do mundo. Segundo os autores, mesmo com toda a arrecadação gerada pela atividade petrolífera, prevalece na economia do país, altos índices de pobreza, baixo PIB per capita, alta taxa de desemprego.

III.2.6.1- Beneficiários e alíquotas da repartição da renda da indústria do petróleo.

A indústria petrolífera na Nigéria é dominada por empresas multinacionais. As operações são realizadas em sua maioria por estrangeiros e, as transações são feitas em dólar, libra esterlina ou euro. O Governo tem participação através de joint-venture, com o intuito de regular a indústria (AKPAN, 2004 *apud* AGBA E OBI, 2006).

A Constituição também aborda a adequada distribuição financeira dos diferentes níveis de governo, de acordo com suas funções e responsabilidades. A distribuição da arrecadação derivada da exploração e produção de petróleo é regulada pela Constituição de 1999. Segundo essa toda a arrecadação derivada da produção de petróleo (em torno de 72% do orçamento) deve ser encaminhada para uma “Conta da Federação”. A Conta da Federação é a conta na qual os níveis de governo comumente dividem a quantia em certas proporções. A alíquota dos *royalties* varia entre 16,3% e 20,0% do preço de venda oficial. Tal variação depende: se a concessão é onshore ou offshore, podendo no último caso variar de acordo com a profundidade da água (MORGANDI, 2008).

Na Nigéria vigora três níveis diferentes de governo. O governo federal; 36 governos do estado e 774 unidades de governos locais, cada qual com sua esfera de influência e competência de funções (AGBA E OBI, 2006). Apesar disso, a Constituição do país atribui o controle e cobrança da renda petrolífera ao Governo Federal. Após a dedução de encargos, 13% da arrecadação da “Conta da Federação” é destinada aos estados produtores de petróleo. Além disso, metade da receita líquida é distribuída ao estado e ao governo local de acordo com uma fórmula determinada pelo Parlamento a cada 5 anos. O excesso de receita sobre a receita estimada é também redistribuída de acordo com o mesmo método, depois de conceder os 13% aos estados produtores de petróleo (AHMAD E MOTTU, 2005),

A fórmula da divisão aloca os fundos, tanto em nível estadual como em nível municipal, com os seguintes pesos: 40% distribuído igualmente entre todos os estados, 30% dividido de acordo com a população, 10% de acordo com a extensão territorial, 10% pelo esforço de

cobrança de receitas e 10% em esforço de desenvolvimento social. A parte do Governo Central compreende uma dotação de 7% para fundos especiais, os quais abrangem: fundo de estabilização; um fundo para mitigar danos ambientais; um fundo de desenvolvimento do setor de Recursos Naturais, e uma dotação adicional para a Capital Federal (MORGANDI, 2008).

Assim, a distribuição entre os entes da federação dos recursos derivados dos hidrocarbonetos na Nigéria destina 45,83% ao Governo Central, 16,45% às 9 regiões produtoras, 5,81% aos municípios das regiões produtoras, 19,80% às 27 regiões não produtoras, 12,11% aos municípios em regiões não produtoras (RWI,2008). Os estados e os governos locais no país são altamente dependentes da divisão da renda do petróleo do governo federal (AGBA E OBI, 2006).

III.2.7 – Gana

Gana está localizado na África Ocidental, entre a Costa do Marfim e Togo. A capital de Gana é Accra e o país divide-se administrativamente em 10 regiões. A forma de governo no país é a República presidencialista, onde o presidente é o chefe do estado e do governo (CIA, 2010).



Figura 9 - Localização de Gana

Fonte: CIA, 2010

O país possui uma democracia bem consolidada, porém se esforça para combater o alto nível de pobreza. A economia de Gana é baseada na exportação de ouro e cacau, sendo que o setor mineral contribui com aproximadamente 33% do valor total das exportações do país (ACOSTA & HEUTY, 2009).

A escolha do país como objeto de estudo deve-se ao crescimento e representatividade do setor petrolífero no PIB (ACOSTA & HEUTY, 2009; WORLD BANK, 2010b; WORLD BANK, 2010 a).

De acordo com Acosta e Heuty (2009), o processo de descentralização em Gana teve início em 1988, com uma evolução política e administrativa gradual. Porém, somente em 1990 foi introduzido um mecanismo de transferência do orçamento nacional aos distritos. Em 1994, Gana adotou um sistema de repartição das renda dos recursos naturais, baseado em uma fórmula para regular as transferências intergovernamentais (ACOSTA & HEUTY, 2009).

A legislação sobre os recursos minerais foi recentemente alterada com a nova Lei de Mineração e Minerais de 2006, fixando a taxa de royalty entre 3% e 6% do valor bruto dos minerais produzidos, dependendo do retorno do investimento. Os royalties são pagos trimestralmente ao Gabinete de Administração do Banco de Terra, que em seguida os distribui da seguinte forma: 80% ao Fundo Consolidado (fundo do governo central), 10% ao Fundo de Desenvolvimento Mineral, 1% ao Gabinete de Administração do Banco de Terras, 5% à Assembleia Distrital, 1,8% ao Conselho Tradicional, e 2,25% aos proprietários da terra (MORGANDI, 2008).

O governo centraliza a maior parte dos recursos minerais. No entanto, o governo central redistribui uma parcela dessa arrecadação entre os governos subnacionais e beneficiários privados, de acordo com uma fórmula aprovada pelo Parlamento a cada ano, que por lei deve ser superior a 7,5% do total da arrecadação do governo central (RWI,2008).

A divisão da arrecadação derivada da exploração dos recursos minerais entre os governos subnacionais pode ser resumida na Figura 10. A figura revela que, a indústria petrolífera no país tem um efeito centralizador, o que reforça o controle do governo nacional sobre a extração e alocação da arrecadação do setor.

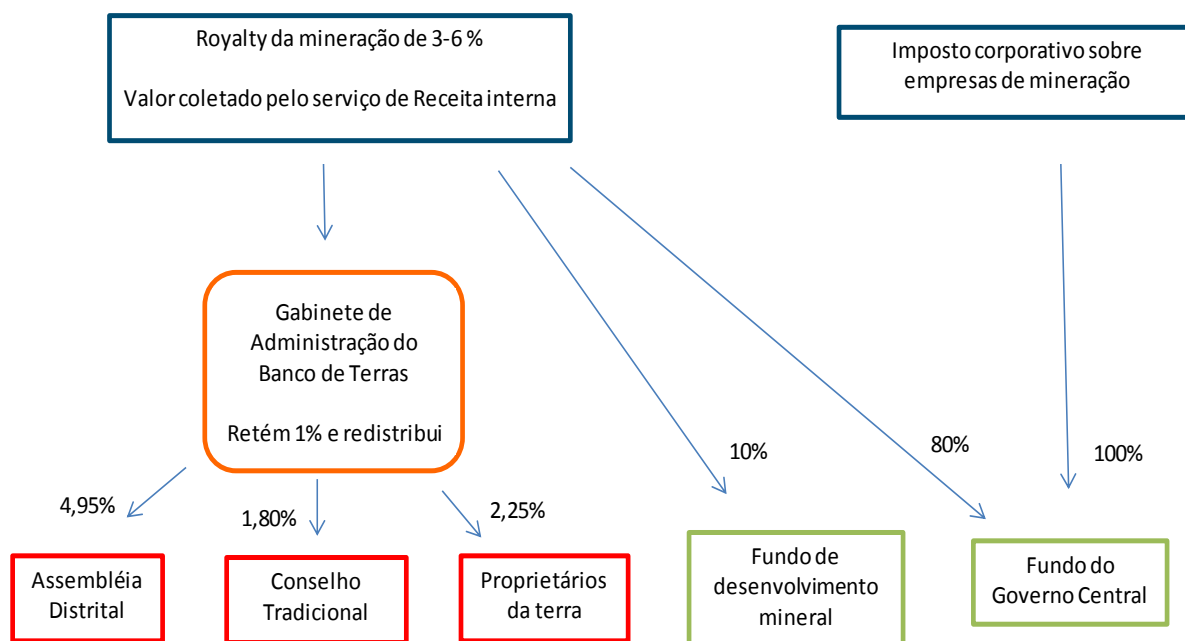


Figura 10: Distribuição da arrecadação derivada da exploração dos recursos minerais em Gana.

Fonte: MORGANDI, 2008

Apesar de o país ter iniciado a produção de petróleo recentemente, no início de 2011, as novas descobertas de petróleo tem incentivado uma competição entre o nível nacional e as esferas subnacionais de governo, na divisão das futuras rendas. A indústria petrolífera no país é estruturada em torno da Companhia Nacional de Petróleo de Gana (CNPG), que serve como uma autoridade reguladora. A companhia pode conceder pouca ou nenhuma participação às esferas subnacionais de governo na gestão das rendas petrolíferas.

Se a arrecadação advinda da exploração de petróleo for usada adequadamente, irá fomentar no país a ampliação da infra-estrutura e da competitividade, promovendo crescimento econômico e criação de emprego. Em adicional, a transparência no gerenciamento dos recursos petrolíferos é condição importante para reduzir as assimetrias de informação entre os agentes políticos. Os agentes políticos podem assegurar a transparência do governo central no gerenciamento dos recursos do petróleo, e também, através de mecanismos institucionais, como criação de um fundo de estabilização e poupança (ACOSTA & HEUTY, 2009).

Deste modo, percebe-se no país, uma elevada concentração da arrecadação dos royalties minerais na esfera federal, recebendo essa quase a totalidade da arrecadação. Um dos maiores desafios da atual legislação é que, os governos subnacionais recebam uma parcela maior dessa arrecadação. Segundo Acosta e Heuty (2009), apesar da crescente pressão política relativa à transferência dos recursos petrolíferos às esferas subnacionais de governo, o cenário de descentralização parece impraticável (ACOSTA & HEUTY, 2009).

EUROPA

III.2.8 – Noruega

A Noruega localiza-se no Norte da Europa. A capital do país é Oslo e é dividida administrativamente em 19 municípios. A forma de governo na Noruega é a Monarquia Constitucional com um sistema de governo democrático parlamentar, onde a autoridade do poder executivo é investida no Rei, sendo esse o chefe de Estado e o primeiro-ministro o chefe de governo (CIA, 2010).



Figura 11: Localização da Noruega

Fonte: CIA, 2010

A escolha da Noruega como objeto de análise deve-se à elevada arrecadação oriunda da exploração e produção dos hidrocarbonetos e pela experiência na gestão da renda, através da criação de um fundo petrolífero.

Em 2008, a Noruega consolidou-se como um dos maiores exportadores de petróleo do mundo. A produção de petróleo no país foi de 149,7 milhões de toneladas em 1999 com pico da produção em 2001 com 162,0 milhões de toneladas, para 108,3 milhões de toneladas em 2009, representando 2,8% do total produzido no mundo em 2009 (BP, 2010; EIA, 2010b).

As reservas de petróleo na Noruega encontram-se na *Norwegian Continental Shelf (NCS)*, que se divide em: Mar do Norte, Mar da Noruega e no Mar de Barents. A maior parte da produção está localizada no Mar do Norte e as novas atividades de exploração e produção ocorrem no Mar de Barents. A área conhecida como *Norwegian Continental Shelf (NCS)* tem gradualmente oferecido um limitado número de blocos para licenciamento, a fim de manter a taxa de desenvolvimento da região (*NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE*, 2005; EIA, 2010b).

Na Noruega, em 2007 criou-se a companhia petrolífera Statoil, através da fusão entre a Statoil e a Norsk Hydro. A maior parte da companhia, 67%, pertence ao governo Norueguês, o que contribui para fortalecer o país, visto que a empresa detém o controle de 80% da produção de petróleo e gás (*NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE*, 2005; EIA, 2010b).

III.2.8.1 – Experiência com o Fundo Petrolífero Estatal Norueguês (FPEN).

A Noruega inclui-se no grupo de pequenos países unitários que centralizam as rendas petrolíferas, sendo responsável pela gestão da renda capturada da indústria petrolífera. Os recursos são destinados a um fundo petrolífero, chamado de: Fundo Petrolífero Estatal Norueguês (FPEN), criado em 1990, e, posteriormente se revertem em benefícios sociais para a população, uma vez que o patrimônio do fundo é conservado para as futuras gerações (DUQUE, 2008).

Nesse contexto, os recursos provenientes da indústria de óleo e gás pertencem a toda a sociedade norueguesa, devendo ser geridos de modo a assegurar a equidade intergeracional (*NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE*, 2005).

Os principais objetivos do Fundo são: assegurar a estabilidade macroeconômica, através da minimização de flutuações de preços, e constituir um fundo de poupança. O Fundo apenas aplica suas receitas em ações e títulos no exterior, garantindo o benefício às futuras gerações através da rentabilidade dos investimentos (NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE, 2005; PINTO e BREGMAN, 2008).

Conforme determinado na criação do Fundo, todo o faturamento da atividade de exploração e produção do setor de petróleo é encaminhado ao fundo. Dentre os recursos do fundo estão: o total de receitas fiscais, *royalties*, dividendos da Statoil e receitas provenientes do imposto sobre o dióxido de carbono (CO₂) das atividades petrolíferas na plataforma continental, dentre outras.

O faturamento da atividade de exploração e produção de petróleo a ser encaminhado ao fundo é determinado anualmente, não havendo um percentual pré-estabelecido. Adicionalmente, em caso de déficit, sobre o orçamento do governo, de setores não petrolíferos, esse pode ser pago com os recursos do fundo, de acordo com determinação do Parlamento. No entanto, caso o Parlamento determine que a arrecadação anual e a passada acumulada sejam usadas para cobrir o déficit, o capital do Fundo não estará protegido (BACON & TORDO, 2006).

O sucesso do Fundo Petrolífero Estatal Norueguês deve considerar a existência de fatores peculiares do país, como uma estrutura produtiva razoavelmente diversificada, população relativamente pequena e um elevado padrão de vida já existente, quando o petróleo começou a ser produzido na década de 1970. Segundo Tsalik (2003), a transparência e a prestação de contas foram determinantes para o sucesso do Fundo (TSALIK, 2003).

III.3 – Exemplos internacionais da adoção da Iniciativa de Transparência das Indústrias Extrativas – Vantagens e desafios

A transparência na arrecadação é um dos princípios fundamentais da descentralização fiscal, influenciando a forma de repartição das participações governamentais advindas da indústria do petróleo.

Nesse contexto, iniciativas para promover a transparência foram criadas, como a Iniciativa de Transparência das Indústrias Extrativas (ITIE). A ITIE estimula os governos privados e estatais, as companhias extrativas, as organizações internacionais, e outras partes interessadas, a trabalharem conjuntamente e de forma voluntária para impulsionar a

transparência (WORLD BANK, 2005). O estabelecimento de um compromisso do governo e das empresas no cumprimento da ITIE é um importante passo em direção a uma gestão transparente da arrecadação (IMF, 2007a).

Essa seção analisa a adoção ou não da Iniciativa de Transparência das Indústrias Extrativas pelos países analisados ao longo do capítulo, como forma de extrair as vantagens e os desafios dessas experiências.

O objetivo da iniciativa é aumentar a transparência no destino da arrecadação petrolífera em países dependentes do setor extrativo, por meio da criação de um sistema que promove a transparência nos pagamentos. A iniciativa de transparência está em conformidade com a idéia de que, uma exploração racional dos recursos naturais deve servir de base para o crescimento econômico e desenvolvimento sustentável. Além disso, a idéia é que a transparência aumentará a probabilidade do uso eficiente da arrecadação da atividade (WORLD BANK, 2005).

De maneira geral, a decisão sobre como a renda dos hidrocarbonetos deve ser gasta está dentro do domínio da despesa, das finanças públicas e das políticas macroeconômicas. A repartição das rendas do petróleo entre as esferas de governo enfrenta o problema da corrupção do setor, além da falta de transparência no repasse dos recursos pelos entes da federação e no destino da arrecadação.

De acordo com relatório do World Bank (2005), a transparência pode ser vantajosa na medida em que atrai mais investimentos diretos estrangeiros. Os investidores, as instituições financeiras internacionais e outros agentes do setor, estão mais inclinados a oferecer ajuda financeira aos países comprometidos com a uma gestão transparente das finanças públicas.

A ITIE segue alguns princípios, de acordo com World Bank (2005), a saber:

- A publicação regular de todos os pagamentos do petróleo, gás natural ou minérios realizados pelas empresas aos governos e de toda a arrecadação da atividade recebida pelos governos, deve ser publicamente acessível, de forma clara e compreensível;
- Os pagamentos e a arrecadação devem ser objeto de uma auditoria confiável e independente;

- Todas as empresas participam da iniciativa, inclusive as empresas estatais. A sociedade civil participa ativamente do acompanhamento, concepção e avaliação do processo, contribuindo para o debate público acerca da questão.

A boa transparência fiscal e a gestão da arrecadação dos hidrocarbonetos sugerem que algumas práticas devem ser seguidas, como: (1) a clareza nas responsabilidades e nos papéis de cada ente do governo, (2) o processo de orçamento aberto, prezando a clareza na política sobre a taxa de exploração dos hidrocarbonetos ou sobre fundos de recursos ou políticas de investimento, (3) informação pública disponível e garantia de integridade, através de procedimentos de auditorias e controles internos.

Em adicional, a propriedade dos recursos do solo e o poder de concessão dos direitos de explorar e produzir, devem ser claramente estabelecidos por lei e por regulamentos. Os arranjos para atribuir e compartilhar as participações governamentais entre o nível nacional e subnacional de governo devem ser definidos claramente, refletindo a política fiscal nacional e os objetivos macroeconômicos.

A atribuição de competências das despesas e responsabilidades dos governos central e subnacionais deve ser estabelecida por princípios estáveis, sendo elaborada de forma aberta e coerente. Quando as jurisdições subnacionais são fiscalmente importantes e têm um elevado grau de independência do governo central, é um desafio considerável criar um forte e transparente sistema de compartilhamento da arrecadação dos recursos (IMF, 2007a).

De acordo com o guia de transparência do IMF (2007a), as participações governamentais da atividade de exploração de hidrocarbonetos estão financiando crescentemente os governos subnacionais do mundo inteiro. A atribuição da arrecadação da atividade aos governos subnacionais aumenta a responsabilidade e a qualidade dos gastos, estando os governos locais mais aptos a determinar às necessidades e exigências de suas populações.

Os autores Warner e Alexander (2006), abordaram a adoção ou não de alguns países na ITIE. Dentre alguns exemplos, pode-se citar o caso de Gana e da Nigéria, que adotaram a Iniciativa de Transparência. Apesar de não ter adotado, a Bolívia apóia a iniciativa de transparência. Outros países não adotaram e nem foram favoráveis a iniciativa, como é o caso da Rússia e do México. Os exemplos dos países citados anteriormente serão brevemente descritos abaixo.

Em Gana, o governo federal efetivamente recebe quase a totalidade das participações governamentais advindas dos recursos minerais. No país, diferentes interesses de partidos políticos e oposição podem assegurar a responsabilidade e transparência do governo central em gerenciar essas participações governamentais. O fortalecimento da transparência na gestão das rendas petrolíferas é condição fundamental para reduzir as assimetrias de poder e de informações entre as diferentes partes interessadas, inclusive a sociedade civil, além de impulsionar a responsabilidade no setor petrolífero (ACOSTA e HEUTY, 2009).

Em 2009, o país divulgou uma publicação completa de todos os contratos de petróleo presentes e futuros, no intuito de aumentar a transparência no setor. A inclusão de Gana na ITIE impõe a publicação de todos os pagamentos feitos pelas empresas ao governo e também a publicação pelo governo de todos os recebimentos de empresas extrativistas (ACOSTA e HEUTY, 2009).

Na Nigéria, a ausência de métodos claros para gestão das participações governamentais e da alocação dos depósitos do governo local pelo governo federal, prejudica as finanças públicas do governo local. As contas conjuntas do estado e do município em um ambiente de fraco controle, não garantem que os valores publicados sejam transferidos efetivamente para os governos locais. O governo tem adotado medidas para aumentar a transparência na gestão das participações governamentais nos níveis estadual e municipal desde o ano de 2003, com publicações mensais do repasse das participações governamentais do governo federal aos governos estaduais e municipais (MORGANDI, 2008).

No país, os níveis subnacionais de governo não são obrigados por lei a divulgar seus orçamentos para o governo nacional, o que enfraquece a gestão do governo. Não existe nenhuma fonte de dados completos e confiáveis sobre a administração pública ou sobre os diferentes níveis de governo. A Nigéria contratou uma empresa independente para realizar uma auditoria completa na administração da arrecadação derivada da exploração dos hidrocarbonetos. O relatório da auditoria está publicamente disponível, revelando deficiências significativas na administração desta arrecadação (WARNER E ALEXANDER, 2006; IMF, 2007a).

Na Bolívia o principal obstáculo à transparência inclui o complexo sistema de transferência no país, o que dificulta o rastreamento da participação governamental desde a coleta até o destino e, a interrupção, desde 2004, da prática de divulgação dos pagamentos entre as companhias e a YPFB.

Apesar de o México não participar da ITIE, o país tem adotado iniciativas na transparência dos recursos. A empresa mexicana PEMEX adotou um programa de transparência e luta contra a corrupção, chamado Programa de Transparência e combate a corrupção (PTCC), de acordo com a Lei Federal de Transparência e Acesso à Informação Pública Governamental de 2002. O programa tem o objetivo de transformar a administração pública federal em uma administração orientada para a prestação de serviços e próxima das necessidades e interesses dos cidadãos.

III.4 – Gestão da renda petrolífera

A atividade de exploração e produção do petróleo é capaz de gerar uma renda econômica relevante, através da arrecadação das participações governamentais. Por essa razão, alguns países têm adotado formas de gerir a renda petrolífera em períodos de médio e longo prazo, compensando o caráter finito do hidrocarboneto, e, utilizando essa arrecadação para promover o desenvolvimento sustentável das regiões.

Conforme exposto anteriormente no capítulo, a forma encontrada pelos países para utilização dessa renda foi através da criação de fundos soberanos de petróleo, com diferentes propósitos específicos. Dentre os objetivos dos fundos estão: formar poupança pública, minimizar as flutuações da arrecadação dos recursos, fomentar projetos estratégicos para o país, criar um mecanismo de transferência de renda para as gerações futuras, dentre outros. Os fundos soberanos de petróleo têm a finalidade de se comprometer com a origem do recurso, promover a sustentabilidade econômica e preservar a riqueza para futuras gerações.

Exemplos de fundos para administrar a renda petrolífera foram criados: no Alaska: *Alaska Permanent Fund (APF)*, em Alberta: *The Alberta Heritage Savings Trust Fund (AHSTF)*, Noruega: *Fundo Petrolífero Estatal Norueguês (FPEN)*.

Dessa forma, surge um questionamento pertinente e que se relaciona à criação de fundos petrolíferos. É adequado vincular as rendas petrolíferas?

Existem vantagens e desvantagens na vinculação da renda. A vinculação da renda petrolífera, em especial os royalties, a propósitos específicos deve ser compatível com os fundamentos para sua cobrança a fim de perpetuar essa renda e garantir a sustentabilidade das regiões. A renda petrolífera poderia ser vinculada aos seguintes propósitos: investimentos para a diversificação da base produtiva, por meio de projetos de crescimento sustentável e desenvolvimento de atividades relacionadas à vocação dos municípios, representando um compromisso do Estado com a finalidade específica da cobrança das participações governamentais, pesquisa e desenvolvimento, inovação tecnológica e capacitação de mão de obra para ser aproveitada em outras atividades (DUQUE, 2008; PACHECO, 2007).

A vinculação da renda poderia ser realizada através da criação de um fundo governamental, a ser financiado com os recursos da exploração e produção de petróleo, visando maior transparência no destino da arrecadação e promovendo a justiça intergeracional, em consonância com os fundamentos da cobrança dos royalties.

Como no Brasil, a legislação que regulamenta as atividades de E&P de petróleo não especifica os setores nos quais as esferas subnacionais devem aplicar esses recursos, somente restringindo sua aplicação no pagamento de dívida, exceto dívida com a União e no quadro permanente de pessoal, a utilização das participações governamentais pelas esferas subnacionais de governo nem sempre é compatível com o conceito teórico dos *royalties*.

Com exceção a parcela dos repasses dos *royalties* direcionados ao MCT, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, a legislação atual não contempla especificamente o uso dessa renda para projetos que garantam benefícios para as gerações futuras. Dessa forma, cabem aos governos beneficiados com a renda petrolífera, os royalties, utilizá-la de maneira eficiente, promovendo o desenvolvimento das regiões e a melhora dos indicadores socioeconômicos e não devendo ser aplicada para o custeio da máquina administrativa (PACHECO, 2007).

A utilização dessa renda para financiar gastos correntes está, em tese, em desacordo com os fundamentos para sua cobrança, que seria de compensar os proprietários do recurso por esse ser esgotável e, portanto, uma arrecadação imprevisível e finita. Apesar disso, alguns gastos correntes podem promover a sustentabilidade e melhorar o desenvolvimento das regiões, como gastos em ciência e tecnologia, gestão ambiental (Preservação e Conservação Ambiental), previdência social, saúde, educação. A falta de vinculação da

renda petrolífera pode ser entendida pelas esferas de governo como parte integrante dos seus orçamentos, usando-as com gastos para o custeio da máquina administrativa, como se essas fossem consideradas tributos.

A destinação integral ou parcial das rendas petrolíferas para criação e manutenção de um fundo soberano do petróleo, favorece o atendimento das condições necessárias para uma gestão comprometida com a sustentabilidade do recurso e uma perspectiva intergeracional. Dessa forma, as experiências internacionais apresentam alternativas a serem utilizadas pelo Brasil para melhor gerir a arrecadação da renda, dando estabilidade às receitas derivadas da atividade petrolífera, promovendo a justiça intergeracional e oferecendo maior transparência no uso dessa arrecadação.

A vinculação de parte da renda pode ser uma alternativa interessante para o país, uma vez que as participações governamentais, em especial os royalties, são usadas como fonte de financiamento dos gastos correntes pelas esferas de governo subnacionais e têm grande peso no orçamento dos estados e municípios produtores, de aproximadamente 12% (royalty e PE) no estado do rio de janeiro em 2009 e entre 33% e 75% (royalty e PE) da receita total no caso dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos.

III.5 - Elaboração de indicadores qualitativos para avaliar o grau de transferência subnacional das rendas do petróleo

A análise das experiências da repartição das participações governamentais entre os governos subnacionais em alguns dos países produtores de petróleo revelou que, a aplicação desses recursos tem uma finalidade característica em cada país, atrelada às especificidades individuais de cada nação. De fato, os governos subnacionais devem estar comprometidos com a manutenção do bem-estar da sociedade no longo prazo e com a melhora dos indicadores socioeconômicos, objetivos atrelados à arrecadação de um recurso esgotável.

Dentre as aplicações das participações governamentais da indústria de petróleo realizadas pelos países estudados, tem-se principalmente a criação de fundos de poupança, com a finalidade de preservar a renda do petróleo para as futuras gerações. Porém, devido ao elevado grau de dependência das esferas de governo por essa arrecadação, a postergação do seu uso pode se tornar inviável.

Um ponto importante na discussão da arrecadação das participações governamentais é se, a quantia arrecadada será revertida à sociedade, satisfazendo o fundamento para a cobrança de *royalties*. O destino da arrecadação petrolífera muitas vezes é desconhecido e não tem finalidade específica, cabendo aos governos dos países realizar uma gestão comprometida com a sustentabilidade do recurso e uma perspectiva intergeracional.

Nesse capítulo, discutiu-se a descentralização fiscal, apresentando vantagens e desvantagens de sua adoção. Dentre desse contexto, cabe examinar se a repartição das rendas petrolíferas e, por conseguinte, sua utilização pelas esferas de governo é compatível com o conceito teórico dos *royalties*. Propôs-se nessa dissertação avaliar essa questão, através formulação de indicadores qualitativos. São eles:

f {(a) - atribuições/ autonomia dos governos locais; (b) pressão populacional, social do país pelas rendas do petróleo; (c) propriedade local do recurso; (d) impactos sócio-ambientais (locais) da indústria do petróleo}.

$$\frac{df}{da} > 0 \quad (I)$$

$$\frac{df}{db} < 0 \quad (II)$$

$$\frac{df}{dc} > 0 \quad (III)$$

$$\frac{df}{dd} > 0 \quad (IV)$$

Sendo f a função que determina o maior grau de transferência subnacional das rendas petrolíferas.

O ponto (I) está relacionado com a competência e responsabilidade dos entes subnacionais. A transferência de renda está relacionada ao processo de descentralização fiscal, que atribui competência e responsabilidades aos entes da federação no cumprimento de funções e, por conseguinte, concede autonomia para a cobrança de tributos e participações governamentais.

O estabelecimento da indústria de petróleo em uma região demanda um fornecimento maior pelos governos locais, de serviços e infraestrutura, o que legitima a repartição de parte das rendas dos hidrocarbonetos. Nesse caso, tal repartição tem por objetivo compensar o aumento dos gastos e dos impactos negativos provocados pela atividade nessas regiões. Ou seja, quanto maior a autonomia e atribuições dos estados e municípios, mais esses entes precisarão da arrecadação da atividade para o cumprimento de suas funções.

O ponto (II) aborda a pressão social dos entes da federação pelo controle/ repartição das rendas do petróleo. A pressão social pela repartição das rendas petrolíferas ocorre pelo fato de os recursos estarem concentrados em poucas regiões, levando a um aumento da desigualdade inter-regional e conflitos políticos pela divisão dessa renda. De acordo com o indicador, quanto maior for a pressão social pela repartição das rendas petrolíferas, maior será a tendência à centralização da mesma, visto que o governo federal pode repartir essa renda de forma mais equitativa entre os estados e municípios produtores e não produtores de hidrocarbonetos.

O ponto (III) aborda a questão da propriedade local do recurso. Assim, conforme determinação do país, a propriedade constitucional do recurso influencia na repartição da renda petrolífera. Quando a propriedade do recurso for dos governos locais, mais favorável será a repartição da renda com esses entes, ao passo que, o contrário ocorrerá caso a propriedade do recurso for do governo nacional.

O ponto (IV) trata dos impactos sócio-ambientais (locais) da indústria do petróleo. Conforme visto no segundo capítulo, a atividade petrolífera pode produzir efeitos negativos nas regiões em que se instala, dentre os quais destacam-se os impactos sócio-ambientais. Tais impactos justificam o recebimento de uma compensação pelos governos locais. Dessa forma, quanto maior for os impactos sócio-ambientais (locais) da atividade, maior deve ser a repartição da renda petrolífera com os governos locais.

O Quadro 1 abaixo, sintetiza os critérios de repartição da arrecadação petrolífera adotado por cada um dos países analisados.

Quadro 1– Síntese dos critérios de repartição da arrecadação petrolífera

País	Distribuição da arrecadação petrolífera entre as esferas de governo	Direitos de Propriedade segundo a Constituição	Políticas compensatórias dos impactos da atividade petrolífera
Canadá Alberta	Ambos os níveis de governo podem impor taxas. Porém quando os recursos encontram-se dentro dos limites das províncias, somente o governo da província pode implementar os royalties e outros impostos.	Para os recursos onshore, os direitos de propriedade pertencem às províncias em quais os recursos se localizam. Já os recursos offshore pertencem ao governo federal.	Fundo de Alberta: protege seu orçamento de flutuações da arrecadação petrolífera Sistema de equalização federal: compensa as províncias não produtoras de petróleo.
Estados Unidos Alasca	Elevada autonomia político-administrativa dos estados da federação, podendo esses impor diferentes alíquotas respeitando o limite mínimo de 12,5% de royalties.	Onshore: os direitos de propriedade dependem do tipo de terra, podendo ser do estado/federal ou privada. Já para Offshore: governo federal.	<i>Fundo do Alasca</i> : objetiva maximizar as receitas advindas da atividade mineral e formar um fundo de poupança, mantendo em segurança o capital investido.
México	A maior parte da quantia é destinada ao governo central e uma pequena parte dela é repartida com o governo subnacional, de acordo com um sistema estabelecido pela lei.	Pertence ao Governo Federal.	

Rússia	O Governo Federal é o único beneficiário da arrecadação, repartindo somente indiretamente com os governos subnacionais.	Onffshore: o Governo Federal detém a propriedade dos recursos do subsolo e onshore: competência é partilhada entre os governos locais.	Fundo de estabilização do petróleo tem o objetivo de diminuir o impacto causado pela volatilidade dos preços do petróleo sobre o orçamento e sobre a economia não-petrolífera.
Noruega	Inclui-se no grupo de pequenos países unitários que centralizam as rendas petrolíferas.	A propriedade do recurso é de origem Federal.	Fundo Petrolífero Estatal Norueguês: objetiva gerir os recursos e assegurar a equidade intergeracional.
Nigéria	O Governo Federal detém o controle e cobrança da renda. No entanto, uma parte é destinada aos estados produtores de petróleo e ao governo local.	Atribui a propriedade e o controle de todos os recursos minerais ao Governo Federal.	O Governo Central compreende uma dotação de 7% para fundos especiais: fundo de estabilização, um fundo para mitigar impactos ambientais, um fundo de desenvolvimento do setor de recursos naturais.
Gana	O governo centraliza a maior parte dos recursos minerais e posteriormente transfere uma parcela aos governos subnacionais.		
Bolívia	As regiões produtoras recebem um percentual do total extraído, ao passo que para os municípios produtores e não produtores dentro da mesma região não há distinção no tratamento.		Atribui 50% da Licença de Extração para o município de origem, especificamente para mitigação do impacto ambiental.

Fonte: Elaboração própria baseado no texto.

Os países federais, como Estados Unidos e Canadá, têm uma base de tributação nacional. Porém designam a base da cobrança dos tributos petrolíferos aos governos subnacionais, em sobreposição ao governo federal, ao invés de dividir a arrecadação do petróleo coletada de forma centralizada. O Canadá tem um sistema de equalização nacional para reduzir as disparidades no tocante à arrecadação das regiões não produtoras de petróleo (AHMAD E MOTTU, 2002).

A experiência Norte-Americana demonstra que, os estados federados têm elevada autonomia político-administrativa. Além disso, o governo federal é pouco dependente da arrecadação petrolífera como fonte de financiamento público. Nos EUA, devido à autonomia dos estados da federação, a repartição e aplicação dos royalties petrolíferos seguem diferentes caminhos em cada estado da federação. A propriedade dos recursos nesse país é bem definida, sendo a divisão da arrecadação da atividade dependente da localização dos campos, se offshore ou onshore.

No Canadá, ambos os níveis de governo têm autonomia para impor taxas pela exploração de recursos naturais, porém quando os recursos estão dentro dos limites das províncias, somente o governo da província pode implementar os royalties e outros impostos. Além da autonomia das províncias quanto o gerenciamento dos recursos, os direitos de propriedade pertencem às províncias nas quais os recursos estão localizados. No entanto, quando os recursos se localizam na plataforma continental os direitos de propriedade pertencem ao governo federal.

Tanto no Canadá quanto nos Estados Unidos, os governos subnacionais possuem elevada autonomia para a cobrança e aplicação da arrecadação dos impostos derivados dos recursos naturais. Nos dois países, a propriedade dos recursos pertence também aos estados/províncias onde os mesmos se localizam. As duas variáveis acima indicam que é mais efetivo que a arrecadação seja repartida com os governos locais, para cumprir com o aumento dos gastos com serviços e infra-estrutura e também para compensar possíveis impactos locais (sócio-ambientais) da presença da indústria petrolífera. Além disso, ambos os países têm encontrado formas de compensar os impactos locais (sócio-ambientais), através da criação de fundos de poupança, com diferentes propósitos.

Nesses dois países, os indicadores (I), (III) e (IV) mostram que é mais efetivo a repartição dos recursos com as esferas locais. O ponto (II) influencia pouco na decisão de repartição, visto que nesses países a pressão pelas rendas do petróleo é pequena.

No México, na Nigéria e na Rússia, a arrecadação petrolífera é designada a um nível de governo, tendo a possibilidade de repartição entre os entes subnacionais de acordo com uma fórmula fixa determinada por cada país. Nesses países, existe elevada concentração dos recursos em poucas regiões, o que aumenta a pressão dos governos locais não produtores pela repartição das rendas petrolíferas. A concentração dos recursos no governo Federal permite reduzir conflitos e disparidades inter-regionais, já que o governo central posteriormente pode estabelecer mecanismos de equalização horizontal. (AHMAD e MOTTU, 2002).

No México a maior parte da arrecadação da exploração dos recursos naturais é destinada ao governo federal e uma pequena parte dela é repartida com o governo subnacional. A divisão dessa arrecadação posteriormente é distribuída aos estados de acordo com uma fórmula que considera suas características, como: capacidade fiscal, equalização e população.

Na Nigéria, o controle da renda e a propriedade dos recursos minerais pertence ao Governo Federal. Após a dedução de encargos, uma parte da arrecadação petrolífera é destinada aos estados produtores de petróleo e o restante ao governo local. A transferência da arrecadação da atividade aos entes subnacionais é altamente volátil, ocasionando ineficiências na gestão fiscal, que o governo não pode resolver por falta de renda de outras fontes de recursos (AHMAD e MOTTU, 2002).

Na Rússia, a Constituição determina que a propriedade dos recursos offshore pertence ao Governo Federal, ao passo que quando os recursos se localizam em terra, a competência é partilhada entre os governos locais e o governo federal. Os tributos são arrecadados em nível Federal e, posteriormente, são repartidos com os governos subnacionais, devido à alta concentração dos hidrocarbonetos em poucas regiões. Os tributos derivados dos recursos naturais representam uma significativa fonte de arrecadação nas regiões produtoras de petróleo.

Analisando os indicadores, deduz-se que o ponto (I), os governos locais não têm autonomia/ atribuições que justifique o recebimento da renda, nos casos do México, da Nigéria e da Rússia. O ponto (III) demonstra que em ambos os casos a propriedade do recurso é de origem Federal. O ponto (II) revela que, existe uma grande pressão dos governos pelas rendas do petróleo. Esses indicadores demonstram que, é mais efetivo que a arrecadação da atividade se concentre na esfera federal, visto que esse ente poderá gerenciar melhor a arrecadação e evitar conflitos e disparidades inter-regionais.

A Noruega inclui-se no grupo de pequenos países unitários que centralizam as rendas petrolíferas. Nesse país, os governos locais não têm autonomia na cobrança de tributos. Além disso, a propriedade dos recursos é de origem Federal, fato que favorece a centralização dos recursos na esfera federal.

Em Gana, a arrecadação da exploração dos recursos minerais é centralizada e posteriormente repartida entre aos governos subnacionais. Devido ao fato de o país ter iniciado sua produção de petróleo em 2011, a análise das transferências da arrecadação aos entes subnacionais fica prejudicada, considerando somente até então, a experiência da exploração de outros recursos minerais. Sendo assim, a análise preliminar demonstra que é mais favorável a centralização da arrecadação dos recursos minerais na esfera federal, visto que existe uma crescente pressão política pela transferência da arrecadação às esferas subnacionais.

III.6 – Considerações finais do Capítulo

O objetivo desse capítulo foi examinar em que medida a estrutura de repartição e uso das participações governamentais oriundas do petróleo, deriva de fatores políticos, econômicos e sócio-ambientais. Para isso, foram selecionados países com diferentes características econômicas, sociais e geográficas, para servirem de experiência para o posterior caso brasileiro. Em seguida, aplicou-se indicadores qualitativos aos países selecionados, para justificar o maior ou menor grau de descentralização dessas rendas.

A análise dos casos internacionais serve para justificar a distribuição dos recursos às esferas subnacionais de governo e verificar se o destino da arrecadação petrolífera tem cumprido os fundamentos para a cobrança de royalties.

Nesse sentido, cada país adota o modelo de repartição das atribuições e das participações governamentais derivadas da exploração e produção de petróleo de acordo com suas características políticas, econômicas e sociais. Apesar de algumas discussões sobre o tema serem contra a utilização dessas participações governamentais como uma fonte de financiamento dos gastos correntes, essas rendas estão cada vez mais presentes no orçamento dos governos subnacionais em diversos países.

Através das experiências dos países sobre a centralização ou descentralização da repartição das participações governamentais entre as esferas de governo, conclui-se que a centralização dessas pode ser justificada, quando os países têm grande pressão dos entes

da federação pelas rendas dos hidrocarbonetos e quando a propriedade dos recursos segundo a Constituição pertence ao governo Federal. Neste caso, o Governo Federal também deveria arcar com os custos sociais oriundos da produção de petróleo nas regiões onde esta ocorre.

Apesar dos argumentos favoráveis à centralização dos recursos em nível nacional, muitas vezes ocorre à descentralização desses. Em alguns países, a Constituição e/ou legislação vigente, prevê a repartição das participações governamentais do governo central com os governos subnacionais, ao passo que, em outros países, os governos subnacionais são proprietários dos recursos naturais (IMF, 2007a).

Deve-se levar em consideração na discussão da repartição das participações governamentais a falta de clareza e transparência no destino dessa arrecadação. Estes recursos devem ser aplicados conforme os fundamentos para sua cobrança, a fim de perpetuar essa renda e garantir a sustentabilidade das regiões quando do seu esgotamento.

Capítulo IV – As Participações Governamentais no Brasil e seu impacto nas finanças do estado do Rio de Janeiro

Esse capítulo apresenta o histórico da indústria do petróleo no Brasil, sintetizando os acontecimentos relevantes, desde a criação do DNPM em 1934, passando pelo marco regulatório vigente até a adoção do regime de partilha de produção para a Camada Pré-Sal em 2010. O objetivo é analisar se a repartição das participações governamentais advindas da indústria do petróleo entre as esferas de governo no Brasil carece de fundamento prático.

Para isso, será analisada as finanças do Estado do Rio de Janeiro, maior produtor e beneficiário da renda petrolífera, para verificar o grau de dependência desse ente pelas participações governamentais, além de analisar se essa arrecadação tem sido investida em atividades que promovem o seu desenvolvimento.

IV.1 - Histórico da indústria de petróleo brasileira e aspectos legais da distribuição dos royalties entre as esferas de governo.

Antes de abordar o histórico da indústria do petróleo no Brasil, cabe destacar como era realizada a exploração e produção de petróleo no mundo, em seu estágio inicial.

A exploração do petróleo nos primórdios atraía indivíduos e empresas que disputavam os terrenos exploráveis e produziam o hidrocarboneto da forma mais rápida e na maior quantidade possível, danificando os reservatórios e levando as jazidas ao esgotamento precoce (ALVEAL, 2003).

Nos estágios iniciais da exploração e produção de petróleo, predominava a regra da captura (*rule of capture*), onde a produção do hidrocarboneto em um poço situado na área de quem detém o direito de produção, cabia ao detentor do direito, mesmo que o reservatório petrolífero do qual se originou o petróleo se estenda além dos limites dessa área. Dessa forma, tornou-se evidente, que a prática da regra da captura pode originar a produção predatória de petróleo, visando minimizar o tempo de retorno dos investimentos, e, levando, por conseguinte, a perfuração excessiva de poços próximos ao limite dos blocos (BUCHEB, 2008).

Nesse contexto, surge na indústria do petróleo o conceito de unitilização (ou individualização da produção), para confrontar a regra da captura. Segundo esse conceito, quando ocorrer de as jazidas petrolíferas se estenderem para blocos adjacentes, as correspondentes atividades de desenvolvimento e de produção deverão ser realizadas de forma conjunta pelas empresas detentoras dos direitos de exploração e produção de cada um desses blocos adjacentes, como se fosse um único bloco (BUCHEB, 2008). A individualização da produção tinha a finalidade de evitar a produção predatória, estimulando o uso racional dos recursos.

A “regra da captura” promoveu enorme desperdício de gás natural e exaustão precoce de reservas de petróleo até a década de 1930. A partir dessa década, houve o ordenamento da produção e da arrecadação, e, o regulador norte-americano passou a impedir a exploração predatória do recurso (DUTRA, 2011).

De maneira semelhante à forma de exploração de petróleo ocorrida no mundo, no Brasil, até a Constituição de 1934, as questões relativas à propriedade e a exploração de minas não estavam definidas, podendo qualquer indivíduo nacional ou estrangeiro residente no Brasil, assim como qualquer corporação ou companhia legalmente constituída, declarar a descoberta de uma mina. Somente com a Constituição Federal de 1934, o processo de nacionalização dos recursos naturais começa a ter destaque no governo, vinculando a atividade exploratória à autorização ou concessão federal (ARAGÃO, 2005).

No Brasil, até 1934, os assuntos ligados a estudos de geologia e mineralogia estavam relacionados a diversos órgãos e secretarias, desde o Museu Nacional até a Diretoria Geral de Produção Mineral. Em 1934, através do Decreto 23.979, posteriormente reformulado pelo Decreto 982 de 1938, criou-se o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). Posteriormente, em 1960, com a criação do Ministério de Minas e Energia (MME), o DNPM foi incorporado ao ministério (DNPM, 2011).

A criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), pelo Decreto Lei nº 395 de 1938, extinto em 1990, foi a primeira iniciativa do Estado Brasileiro de regular o setor petrolífero. A legislação promulgada quando da criação do CNP previa a imediata nacionalização de todas as atividades já em curso e o rigoroso controle do governo sobre todos os aspectos da indústria do petróleo. Antes do período, a exploração de petróleo no país era realizada sob livre iniciativa, possibilitando sua realização por qualquer indivíduo (UNICAMP, 2009; FGV, 2004).

O CNP foi organizado com a responsabilidade de autorizar, regular e controlar a importação, a exportação, o transporte, a distribuição e o comércio de petróleo e seus derivados no território nacional, opinar sobre a conveniência da outorga de autorizações de pesquisa e concessões de lavra de jazidas de petróleo, gases naturais, rochas betuminosa, dentre outros. Dessa forma, o CNP passou a controlar a atividade petrolífera no país (FANTINE, ALVIM, 2008; Decreto lei N° 538 de 1938).

Posteriormente, a Lei nº 2.004 de 1953 introduziu o pagamento de royalties sobre a produção de petróleo no Brasil. A Lei estabeleceu o monopólio da União pela pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros, existentes no território nacional, bem como criou a Petrobras, empresa que exerceria o monopólio da produção de petróleo no país por mais de 40 anos. Na ocasião, a exploração e produção de hidrocarboneto era realizada somente em terra, devendo a empresa pagar trimestralmente uma indenização obrigatória de 5% sobre o valor do óleo extraído. Do total, 4% eram destinados aos estados e territórios e 1% aos municípios que produzissem petróleo (ANP, 2001; CARVALHO, 2008).

Com o início da produção de petróleo no mar, foi sancionada a Lei nº 7.453 de 1985, que determinou o pagamento de royalty para campos marítimos, em um percentual de 5% do valor bruto da produção do campo. A arrecadação seguia a distribuição: 1,5% aos estados e territórios; 1,5% aos municípios e suas respectivas áreas geoeconômica; 1% ao comando da Marinha e 1% restante para um Fundo Especial a ser repartido entre todos os Estados e Municípios da Federação (ANP, 2001).

Posteriormente, a Lei nº 7.525 de 1986 estabeleceu normas complementares à Lei 2.004 de 1953, com nova redação dada pela Lei nº 7.453 de 1985, para o pagamento de indenização pela exploração e produção de petróleo pela Petrobras. Foram criados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), os conceitos de região geoeconômica e da extensão dos limites territoriais dos estados e municípios litorâneos na plataforma continental, que são aplicados até hoje para a divisão dos royalties da produção marítima (ANP, 2001; CARVALHO, 2008).

O Instituto assumiu como critério de identificação da área geoeconômica, a mesorregião homogênea, que vigorou até 1989 e, em seguida, a mesorregião geográfica dos municípios integrantes da Zona de Produção Principal, resguardando os direitos das unidades territoriais beneficiadas com a aplicação do critério anterior. Além disso, a referida Lei dividiu

os municípios integrantes das áreas geoeconômicas em três zonas: Zona de Produção Principal⁸, Zona de Produção Secundária⁹ e Zona Limítrofe à Zona de Produção Principal (PACHECO, 2007; ANP, 2001).

No mesmo ano, através do Decreto 93.189, coube ao Instituto definir as projeções dos limites interestaduais brasileiros na plataforma continental, aplicando o método das linhas de base retas. Para isso, foram escolhidos vinte e cinco pontos ao longo da linha de costa, unidos por linhas retas. A partir dos pontos de divisa interestaduais, foram traçadas linhas perpendiculares até o limite da plataforma continental (ortogonais). As linhas perpendiculares representam os limites interestaduais na plataforma continental. Além disso, é de competência do IBGE definir a abrangência das áreas geoeconômicas, a zona de produção no qual os municípios se inserem (Zona de Produção Principal, Secundária e Limítrofe), bem como divulgar a relação dos Estados, Territórios e Municípios a serem indenizados, trinta dias após a publicação desta lei (ANP, 2001).

A Figura 12 mostra a linha de base interligando os pontos ao longo da linha da costa, assim como as linhas perpendiculares traçadas a partir dela, as quais representam os limites entre os estados na plataforma continental.

⁸ A zona de produção principal, de acordo com a ANP (2001), é o conjunto de municípios confrontantes com os poços produtores e os municípios onde estiverem localizadas três ou mais instalações dos seguintes tipos: a) Instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, excluindo os dutos (Ressaltando que essas instalações devem servir exclusivamente, à produção de petróleo marítima) e b) Instalações ligadas às atividades de apoio à exploração, produção e escoamento do petróleo e gás natural, tais como: portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios.

⁹ A zona de produção secundária é composta pelos municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, as quais se dedicam diretamente ao escoamento da produção de uma dada área de produção petrolífera marítima, excluindo-se trechos dos gasodutos ou oleodutos que não servem para o escoamento da produção petrolífera marítima, bem como os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades.

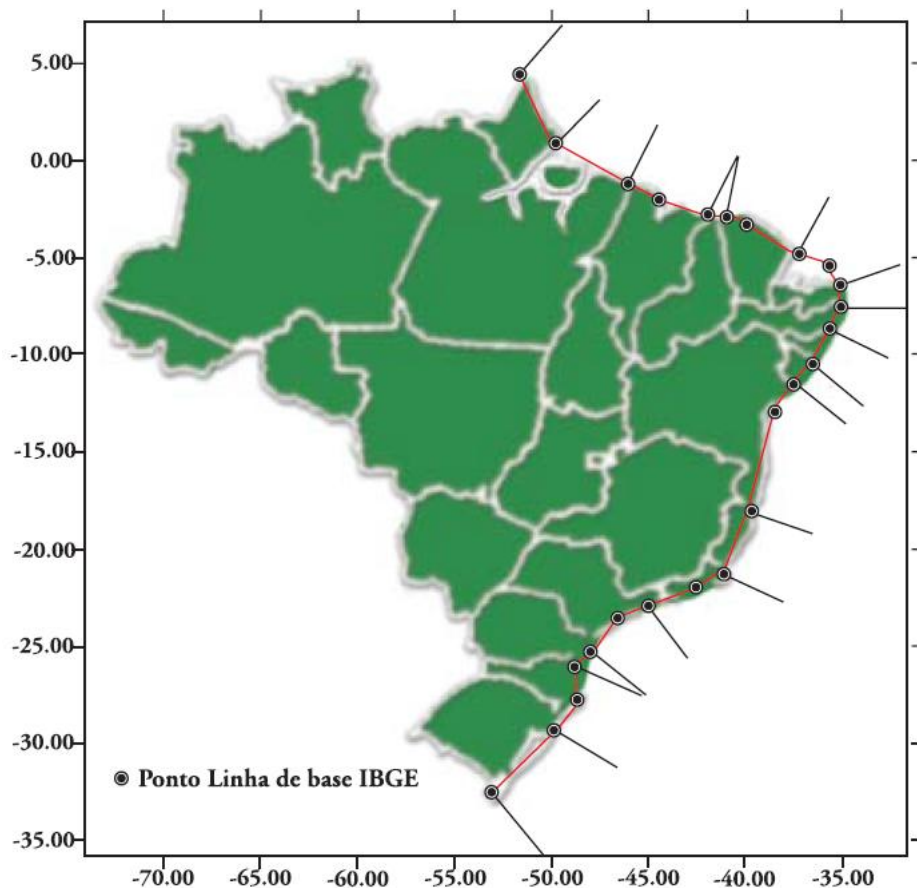


Figura 12: Limites interestaduais na plataforma continental

Fonte: ANP, 2001

Os limites intermunicipais foram representados por uma linha perpendicular (ortogonal) às bases retas previamente definidas, representados pela Figura 13 abaixo. As linhas de projeção dos limites municipais cessam no ponto em que interceptam os limites interestaduais. Os estados do Rio de Janeiro e São Paulo definiram novas bases retas para representar a linha da costa (ANP, 2001).



Figura 13: Limites intermunicipais na plataforma continental

Fonte: ANP, 2001

A Constituição Federal de 1988, que mantém os princípios estabelecidos pela Lei 2004 de 1953, define em seu artigo 20, que a propriedade dos recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva pertence à União. O artigo ainda assegura aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União a participação no resultado da exploração de petróleo e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração. Assim, a repartição da compensação financeira pela exploração de petróleo entre os Estados e municípios remonta à Constituição Federal (CF, 1988).

Em 1989, novas modificações foram introduzidas pela Lei 7.990, devendo a compensação financeira pela exploração e produção de petróleo ser paga mensalmente pela Petrobras, até o último dia útil do mês subsequente ao do fato gerador. A alíquota do royalty permaneceu inalterada, 5% sobre o valor do óleo bruto extraído, porém seu pagamento passou a ser destinado também aos municípios com instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de petróleo, que passaram a receber 0,5% do total. Tendo em

vista a manutenção do percentual de royalty, a quantia destinada aos estados produtores sofreu uma redução de 0,5%, passando para 3,5%. A quantia encaminhada aos municípios produtores permaneceu inalterada, para a exploração e produção de petróleo em terra (ANP, 2001).

No tocante à produção de petróleo em campos marítimos, o percentual do Fundo Especial sofreu redução, passando de 1% para 0,5%, sendo esse percentual destinado aos municípios com instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque de petróleo (ANP, 2001). O percentual destinado aos municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas, de 1,5%, tinha a seguinte repartição:

- 60% aos municípios confrontantes e aos demais municípios integrantes da zona de produção principal, rateados, entre todos, na razão direta da população de cada um, sendo que um terço desse valor é garantido ao município que concentra as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural;
- 10% aos municípios pertencentes à zona de produção secundária, rateados entre eles, na razão direta da população dos distritos cortados por dutos; e
- 30% aos municípios limítrofes à zona de produção principal, rateados entre eles, na razão direta da população de cada um, com exceção dos municípios integrantes da zona de produção secundária.

Em 1997, foi publicada a Lei 9.478, conhecida como a Lei do Petróleo, que revogou a Lei 2.004 de 1953 e legislou sobre a política energética nacional relacionada às atividades relativas à indústria do petróleo. As mudanças instituídas pela Lei serão apresentadas posteriormente no capítulo.

Por fim, em 1998, o Decreto nº 2.705, conhecido como Decreto das Participações governamentais, regulamentou os critérios para o cálculo e cobrança das participações governamentais aplicáveis a exploração e produção de petróleo, tratados pela Lei 9.478. No mesmo ano, houve uma mudança no tocante ao pagamento dos royalties, que passou a ser encaminhado à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), que, posteriormente repassa o equivalente aos beneficiários através do Banco do Brasil (ANP, 2001).

IV.2 – Tipos de Regimes Fiscais

Um regime fiscal é o conjunto de normas (regras, princípios, diretrizes etc.) contratuais e tributárias que regem as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo em um determinado estado ou país. Dessa forma, as regras de um regime fiscal determinam o funcionamento da relação entre os agentes existentes na indústria petrolífera, que são: o Estado, governo do país onde a atividade E&P ocorre, NOC (National Oil Company), empresa petrolífera estatal do país onde ocorrem as atividades de E&P e o operador/consórcio operador, uma ou mais companhias que se associam e exercem as atividades de E&P (OLIVEIRA, 2010; LUCCHESI, 2011).

Existem diferentes regimes fiscais no mundo, sendo que dentro de uma mesma jurisdição podem ser adotadas diferentes exigências fiscais, dependendo de condições geográficas, econômicas ou técnicas. Os regimes fiscais existentes são ilustrados na figura abaixo, tendo como principal diferença entre eles a propriedade dos recursos minerais. O primeiro tipo de regime fiscal, o sistema de concessão, permite que a empresa exploradora tenha a propriedade do petróleo produzido em uma determinada área, podendo explorar e produzir o hidrocarboneto por sua conta e risco. No segundo tipo de regime fiscal, o de sistemas contratuais, a propriedade da produção permanece com o Estado, ficando apenas uma parcela do petróleo produzido com a empresa produtora, conforme cláusulas contratuais (JOHNSTON, 1994 *apud* LUCCHESI, 2011; OLIVEIRA, 2010).

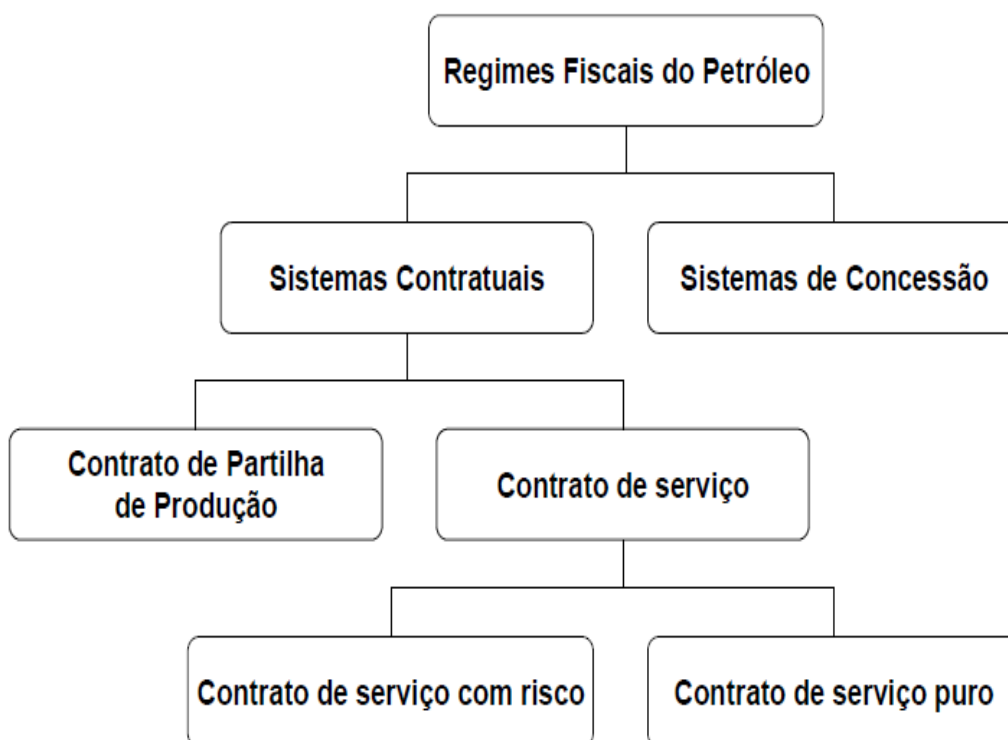


Figura 14: Classificação dos modelos de regime fiscal petrolífero.

Fonte: JOHNSTON, 1994 apud LUCCHESI, 2011.

IV.2.1- Sistemas de concessão

O regime de concessão costuma ser celebrado entre o outorgante (que pode ser um presidente da república, um soberano, ou uma agência governamental destinada a este fim), e o outorgado (que pode ser uma única empresa investidora, ou um consórcio de empresas). Por esse regime, a empresa exploradora tem o direito de exercer as atividades de exploração e produção em uma determinada área ou bloco licitado por um tempo determinado, por sua conta e risco, e no caso de encontrar petróleo, realizar o pagamento de compensação financeira ao estado (LUCCHESI, 2011; GOMES, 2009).

Nesse regime, o Estado não assume qualquer risco com o custo da exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, tendo no máximo o risco de não ter nenhuma empresa interessada em um leilão, em um bloco ou área em questão e assim, adiar a exploração de petróleo nos campos ofertados. Assim, o risco de exploração é da empresa vencedora da licitação, possuindo a mesma obrigação de suportar todos os prejuízos em que venha a incorrer. A operadora não tem direito a qualquer pagamento, reembolso ou

indenização, no caso de não ocorrer descoberta comercial no bloco concedido ou caso o volume de petróleo produzido seja insuficiente para a recuperação dos investimentos realizados e o reembolso das despesas incorridas (LUCCHESI, 2011; GOMES, 2009).

Para Gomes (2009), o sistema de concessão comparado aos sistemas contratuais propicia ao Estado menor controle sobre as fases de exploração e produção, e também sobre a comercialização do petróleo extraído, uma vez que o concessionário é proprietário da área licitada, determinando para quem vende e por quanto vende, assim como se exporta ou não. Assim, o operador controla integralmente o processo, da exploração à comercialização durante o tempo da concessão. No entanto, pode ocorrer de o Estado restringir a venda ou exportação do petróleo, cru ou refinado, em algumas situações de interesse nacional, como em caso de risco de desabastecimento de combustíveis no país.

O sistema de concessão é comumente adotado para regiões onde a existência do recurso é incerta, ou seja, quando não há informação suficiente sobre a lucratividade do campo (GOMES, 2009). Apesar de o modelo de concessão ser adotado em vários países do mundo, cada um deles adota diferentes variáveis dentro de um mesmo arcabouço, como diferentes alíquotas de royalties que podem variar de acordo com a localização das jazidas. Ressalta-se ainda que dentro de um mesmo país, podem-se adotar diferentes regimes de produção. Dentre alguns países que adotam o regime de concessão estão: Estados Unidos, Canadá, Noruega, Rússia, Brasil, Argentina e Reino Unido (LUCCHESI, 2011).

IV.2.2 – Sistemas Contratuais

Os sistemas contratuais dividem-se em: contrato de serviço e contrato de partilha de produção. Nos sistemas contratuais, a propriedade do hidrocarboneto permanece com o Estado, devendo a companhia explorar e produzir por sua conta e risco através de remuneração por suas atividades e pelo risco da exploração e produção, podendo ser em dinheiro ou em petróleo (BAIN E COMPANY & TOZZINI FREIRE, 2009).

IV.2.2.1- Contrato de serviço

Neste tipo de contrato, as atividades de E&P em um determinado bloco ou região são realizadas por uma empresa operadora e são caracterizadas como uma prestação de serviço ao Estado. A companhia contratada não tem direito sobre as reservas e nem sobre a produção de petróleo que venha a ser descoberta (LUCCHESI, 2011).

Os contratos de serviço se dividem em: contrato de serviço com risco e o contrato de serviço puro. No primeiro tipo, o pagamento pelos serviços prestados é baseado no lucro do empreendimento, ou seja, a contratada só é remunerada no caso de encontrar petróleo. No segundo tipo, a empresa contratada será remunerada no caso de sucesso ou de fracasso, de maneira previamente acordada, podendo receber em moeda ou em petróleo (OLIVEIRA, 2010; JOHNSTON, 1994 *apud* LUCCHESI, 2011).

Para Oliveira (2010), essa modalidade de regime fiscal só é atrativa para as empresas contratadas, sendo viável em países com baixo risco exploratório, e, em áreas com grande volume de petróleo ou cuja extração não é muito complexa e nem muito cara. Segundo Gutman (2007), esse tipo de contrato é adotado por poucos países, os quais, por motivos políticos ou legais, ainda não realizaram a abertura de seu mercado de E&P ao investimento estrangeiro, razão pela qual a propriedade do recurso é do país. Esta modalidade de regime fiscal é adotada pelos países: Irã, México, Bolívia e Venezuela (LUCCHESI, 2011; GUTMAN, 2007; OLIVEIRA, 2010).

IV.2.2.2– Contrato de Partilha de Produção

O contrato de partilha de produção é realizado entre uma empresa ou consórcio de empresas e o Estado, sendo a produção de petróleo partilhada entre esses agentes (LUCCHESI, 2011). No modelo de partilha, o Estado tem maior participação nas operações de exploração e produção, uma vez que permanece como proprietário do recurso após o início da produção.

A empresa contratada é responsável por todas as atividades, arcando com as despesas necessárias na etapa de prospecção e exploração e assumindo todos os riscos na busca por petróleo. Em caso de descoberta e declaração de comercialidade do campo, a empresa é responsável por fornecer todas as instalações e equipamentos utilizados para a produção

de petróleo, que ao fim da vigência do contrato serão de propriedade do Estado (JOHNSTON, 1994 *apud* LUCCHESI, 2011).

Pelos critérios do regime, caso encontre petróleo, a empresa operadora será recompensada com uma parcela em óleo pelos riscos assumidos, sujeito a limites preestabelecidos. Assim, a empresa pode recuperar os custos incorridos e investimentos realizados através do recebimento de uma porcentagem fixa da produção, comumente chamada de *cost oil*. O contrato de partilha de produção pode ou não definir um limite para recuperação de custos. Para Gomes (2009), a limitação do *cost oil* é uma cláusula interessante para o Estado, em especial se o projeto for de baixa lucratividade, pois impõe um limite à possibilidade de superfaturamento de custos pela empresa operadora (MME, 2009; BAIN E COMPANY & TOZZINI FREIRE, 2009; GOMES, 2009).

O óleo excedente, conhecido como *profit oil*, será repartido entre o país produtor e a empresa exploradora de acordo com uma fórmula estabelecida no contrato de produção, podendo ser fixa ou progressiva, em caso de elevados volumes de produção. Caso não seja encontrado hidrocarboneto ou se as reservas não forem comercializáveis, o contrato é finalizado sem qualquer direito à empresa exploradora (MME, 2009; BAIN E COMPANY & TOZZINI FREIRE, 2009; GOMES, 2009).

A parcela do óleo excedente, em regra, costuma ser dividida a uma razão de 60% para o Estado e 40% para o contratante, podendo variar de acordo com os aspectos: a) o volume de produção, podendo estimular a adoção de uma fração progressiva em favor do Estado; b) o preço do petróleo, que quanto maior for, favorece a adoção de uma fração maior ao Estado; c) a taxa de retorno esperada pelo investimento, induzindo os licitantes no leilão a ofertar uma parcela maior ou menor ao Estado, quando da efetivação dos seus lances (GOMES, 2009).

Nesse regime de produção, o pagamento de bônus de assinatura é admissível, porém a prática mais comum é não pagar a participação governamental. Na partilha de produção, o vencedor da licitação é aquele que oferecer uma maior participação, em favor do Estado, do volume de petróleo produzido. No sistema de concessão, os lances no leilão para arrematar os blocos são feitos considerando o valor do bônus de assinatura (GOMES, 2009).

O modelo de partilha de produção é utilizado em áreas com baixo risco exploratório, ou seja, quando já existe a comprovação da existência de recursos petrolíferos. Adicionalmente, esse regime é adotado pela elevada rentabilidade do recurso e por permitir um papel mais

atuante e participativo do Estado na condução das operações de E&P, tanto diretamente, quanto por meio da NOC. Dentre alguns dos países que adotam o contrato de partilha de produção, estão: Líbia, Angola, Argélia, Rússia, Bolívia (OLIVEIRA, 2010; BAIN E COMPANY & TOZZINI FREIRE, 2009, LUCCHESI, 2011).

IV.3 - As Mudanças Instituídas pela Lei n.º 9.478/1997

Até meados da década de 1990, a Petrobras detinha o monopólio da atividade petrolífera no país. Em 1995, a Emenda Constitucional nº 9 “quebrou o monopólio” da empresa, permitindo que empresas privadas e estatais participassem do processo de exploração e produção de petróleo através de contratos com a União. No entanto, a referida Emenda não especificou a forma como os contratos seriam realizados (ARAGÃO, 2005; LEI 9.478,1997).

A regulamentação desta Emenda foi realizada pela Lei 9.478 de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo, que revogou a Lei n.º 2.004 de 53 e estabeleceu a forma como os contratos de exploração e produção de petróleo seriam celebrados com a União. De acordo com a Lei, o regime fiscal estabelecido para a atividade no país foi o de concessão, através do qual as empresas petrolíferas recebem o direito de explorar e produzir petróleo em um determinado bloco, permanecendo com a propriedade do recurso após extraído, mediante o pagamento de tributos existentes e participações legais e contratuais correspondentes.

A Lei do petróleo dispôs sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com a atribuição de políticas nacionais e medidas específicas e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com a finalidade de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis (Lei 9.478/1997).

A “quebra do monopólio” da Petrobras e conseqüente entrada de empresas na atividade de E&P proporcionaram a introdução do sistema de rodadas de licitação para concessão de blocos exploratórios de petróleo, promovidas pela ANP. Assim, com a Lei do Petróleo, as novas áreas exploratórias passaram a ser ofertadas através de leilões e não mais entregues a Petrobras. Nas rodadas de licitação consideram-se três variáveis: conteúdo local, bônus de assinatura e programa exploratório mínimo, cada um com um peso nas ofertas. A empresa que obtiver maior pontuação considerando essas variáveis vence a licitação,

ganhando o direito de explorar o bloco por determinado período de tempo. O peso de cada variável nas ofertas tem variado ao longo do tempo, conforme apresenta a Tabela 1.

Tabela 1: Peso das Variáveis nas Ofertas (%)

Rodada	Ano	Bônus de Assinatura	Programa Exploratório Mínimo	Conteúdo Local
1 a 4	1999 a 2002	85	Definido no Edital	15
5	2003	30	30	40
6	2004	30	30	40
7 a 10	2005 a 2008	40	40	20

Fonte: ANP, 2011 e Vazquez, 2010

Onde: (a) Conteúdo local é o percentual dos investimentos realizados pela empresa concessionária na compra de bens e serviços junto a fornecedores nacionais (ANP, 2008); (b) Bônus de assinatura é o montante em dinheiro ofertado pela operadora vencedora na proposta para obtenção da concessão de petróleo, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação e devendo ser pago no momento da assinatura do contrato de concessão (ANP, 2001) e (c) Programa Exploratório Mínimo é a oferta de um programa mínimo de atividades exploratórias que a empresa vencedora do leilão se compromete a realizar no bloco concedido em determinado período para avaliar o potencial da região (VAZQUEZ, 2010).

Segundo a ANP (2011), até dezembro de 2010, 62 concessionárias realizavam atividades exploratórias nas bacias sedimentares brasileiras, sendo que 745 áreas estavam sob concessão: 344 blocos na fase de exploração, 82 campos em desenvolvimento da produção e 319 campos na etapa de produção. Dos blocos concedidos, a Petrobras obteve 72% do total, sendo 54% sozinha e 18% em parceria com outras empresas, ficando o restante dos blocos para outras concessionárias.

Tabela 2: Percentual dos Blocos concedidos nas rodadas de licitação por operadora

Operadora	Exploração	Desenvolvimento	Produção	Total Geral
Petrobras	26,6%	57,3%	82,8%	54%
Outras concessionárias	43,9%	19,5%	11,9%	28%
Parceria Petrobras e outras companhias	29,5%	23,2%	5,3%	18%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: ANP, 2011

Sendo assim, apesar de a abertura de mercado proporcionar a entrada de novos grupos estrangeiros e nacionais, trazendo maior competição ao segmento, o mercado de E&P continua sendo quase que inteiramente controlado pela Petrobras, permanecendo o controle da atividade nas mãos do Estado, por meio da estatal (BAIN E COMPANNY & TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009). A “quebra de monopólio” instituída pela Lei do Petróleo, na verdade consistiu na flexibilização do monopólio exercido pela empresa, visto que essa permanece como maior operadora dos blocos concedidos nos leilões (Lei 9.478 de 1997; LUCCHESI, 2011).

IV.3.1- As participações governamentais previstas no regime de concessão

Durante a fase de monopólio (1953-1997), somente eram pagos pela Petrobras à União, os royalties equivalentes a E&P de petróleo. Com a Lei do Petróleo, novas participações governamentais foram introduzidas pelo regime de concessão, tendo sido o cálculo e alocação da renda definidos pelo Decreto 2.705, de 03 de agosto de 1998 (LUCCHESI, 2011):

I - bônus de assinatura. Definido anteriormente no capítulo;

II – royalties. Os royalties no Brasil constituem compensação financeira, devendo ser paga mensalmente pelos concessionários de E&P de petróleo a partir da data de início da produção comercial em cada campo. No regime de concessão, os royalties incidem diretamente sobre a receita bruta obtida com a venda do petróleo, mediante a aplicação de uma alíquota. O cálculo é definido através da fórmula (ANP, 2001; GUTMAN; LEITE, 2003; LUCCHESI, 2011):

Royalty = Alíquota × Valor da produção

Valor da produção = V petróleo × PR petróleo + V gás natural × PR gás natural

Sendo o valor da produção obtido pela multiplicação dos volumes (de petróleo produzido no campo durante o mês) pelos preços de referência relativos ao mês de referência.

Onde:

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

V petróleo é o volume da produção de petróleo do campo no mês, em m³;

V gás natural é o volume da produção de gás natural do campo no mês, em m³;

PR petróleo é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês, em R\$/m³;

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

Os preços do petróleo utilizados para fins de cálculo são denominados “preços de referência”, sendo calculados pela ANP e divulgados mensalmente. O preço de referência mensal a ser aplicado ao petróleo em cada campo é igual à média ponderada dos preços de venda no mês adotado pelo concessionário ou o preço mínimo estabelecido pelo órgão regulador, sendo aplicado o de maior valor (GUTMAN; LEITE, 2003; LUCCHESI, 2011).

A alíquota básica dos royalties e a repartição da compensação entre os entes da federação foram modificadas pela Lei do Petróleo. O percentual da alíquota dos royalties aumentou de 5% para 10% do valor bruto da produção, podendo ser reduzido a um percentual mínimo de 5%, de acordo com os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes. A compensação financeira referente à parcela de 10% tem a seguinte distribuição entre os beneficiários:

1. Quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

- 52,5 % aos Estados onde ocorrer a produção;
- 15% aos Municípios onde ocorrer a produção;
- 7,5% aos Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, de acordo com critérios estabelecidos pela ANP;
- 25% ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico direcionado à indústria do petróleo.

2 - Quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

- 22,5 % aos Estados confrontantes com campos produtores;
- 22,5% aos Municípios confrontantes com campos produtores;
- 15% ao Comando da Marinha, para arcar com aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção;
- 7,5% aos Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, de acordo com critérios estabelecidos pela ANP;
- 7,5 % para constituição de um Fundo Especial, a ser repartido entre todos os Estados e Municípios;
- 25% ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico direcionado à indústria do petróleo.

III - Participação Especial (PE). Constituiu compensação financeira extraordinária, devendo ser paga pela empresa concessionária em campos com grande volume de produção. A PE deve ser paga com relação a cada campo, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. A incidência dessa participação governamental ocorre de forma distinta a dos royalties, já que tem periodicidade trimestral e incide sobre a receita bruta dos campos, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor, ou seja, sobre a receita líquida (GUTMAN; LEITE,2003).

De acordo com Gutman (2007), alguns países utilizam outras formas de se apropriar do lucro extraordinário oriundo da indústria do petróleo. São eles: Estados Unidos, "*Windfall Profit Tax*", o Reino Unido, "*Petroleum Revenue Tax*", Noruega, "*Special Petroleum Tax*", Austrália, "*Petroleum Resource Rent Tax*", e o Canadá, "*Canadian Frontier Royalties*". Cabe ressaltar que, atualmente, o *Windfall Profit Tax*, dos Estados Unidos e o *Petroleum Revenue Tax*, do Reino Unido não se encontram mais em vigor.

A PE incide somente em campos de petróleo com grande volume de produção no Brasil. Os contribuintes da participação governamental serão as empresas petrolíferas que tiverem um volume de produção maior do que o limite estabelecido no Decreto 2.705 de 1998. As alíquotas da PE são progressivas, podendo variar entre isento, 10%, 20%, 30%, 35% e 40% sobre a receita líquida auferida em um campo produtor, considerando para seu cálculo: o volume de petróleo produzido no trimestre, a localização do bloco e o número de anos de produção (DECRETO 2.705 de 1998).

A PE concede progressividade ao regime de concessão, uma vez que, com o aumento do volume de produção, o Estado consegue auferir uma participação maior nas receitas, por meio de maiores alíquotas. Sendo assim, a cobrança progressiva de PE, torna convergente o interesse do Estado com os incentivos das empresas petrolíferas (GOMES, 2009).

Segundo a Lei do petróleo, o montante arrecadado a título de PE terá a seguinte distribuição (GUTMAN; LEITE, 2003):

- 40% ao Ministério de Minas e Energia, para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural, a serem promovidos pela ANP;
- 10% ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, para o desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais provocados pelas atividades da indústria do petróleo;
- 40% para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde ocorre a produção;
- 10% para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde ocorre a produção.

Apesar de a arrecadação de PE no Brasil ser relevante para as esferas de governo, esta poderia ser ainda maior. São razões que explicam essa afirmação:

1. A superestimação de custos pelas operadoras. Como a aplicação da alíquota da PE incide após a dedução de custos e depreciação, existem incentivos para que a empresa petrolífera superestime seus custos, como por exemplo, superavaliando o custo de transporte pago à empresa do mesmo grupo ou através da adoção de outras medidas que permitam deduções nos custos. Dessa forma, quando maiores forem as deduções feitas pelas operadoras, menor será a parcela do Estado, já que reduz a parcela tributável (GOMES, 2009).

2. A dificuldade na definição do limite de isenção e das alíquotas de PE. Se a isenção for muito alta pode levar a taxas de retorno baixas para o Estado, por outro lado, isenções muito baixas podem desincentivar investimentos, visto os elevados riscos envolvidos na operação (GOMES, 2009).

3. A desfasagem da PE. Existe a necessidade de atualizar as regras que definem a cobrança de PE sobre a exploração de petróleo. O valor da isenção e das alíquotas da PE foi calculado em um contexto onde o preço do petróleo era bem inferior ao cotado hoje no mercado internacional, representando perda de receita para os entes da federação e lucros maiores as empresas petrolíferas (SENADO FEDERAL, 2011).

IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

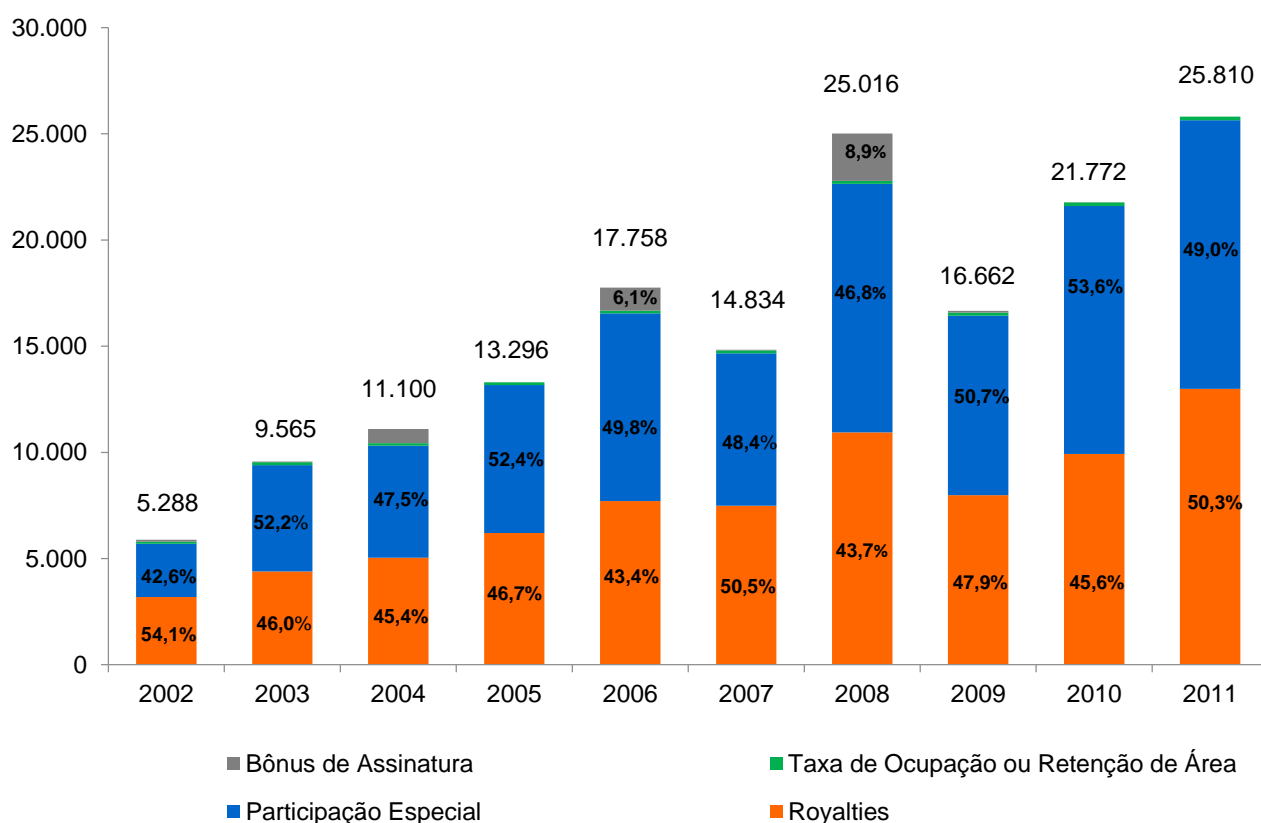
O edital e o contrato de concessão de blocos para exploração de hidrocarbonetos contemplam o pagamento pela ocupação ou retenção de área, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, a ser apurado anualmente a partir da data de assinatura do contrato, disposto no edital de licitação e nas cláusulas contratuais, aos proprietários da terra em questão.

Os valores em reais por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco são aplicados sucessivamente, às fases de exploração e de produção, e respectivo desenvolvimento. A ANP considera na fixação desses valores: as características geológicas, a localização da

Bacia Sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes¹⁰ (DECRETO 2.705).

Dessa forma, a arrecadação das participações governamentais representa parcela relevante na receita dos entes da federação, com destaque para os royalties e PE, que são as duas mais expressivas participações governamentais em termos de receita. O Gráfico a seguir demonstra a evolução do montante da participação governamental arrecadado entre 2002 e 2011.

Gráfico 2: Evolução da arrecadação das participações governamentais entre 1999 e 2011 (em R\$ milhões)

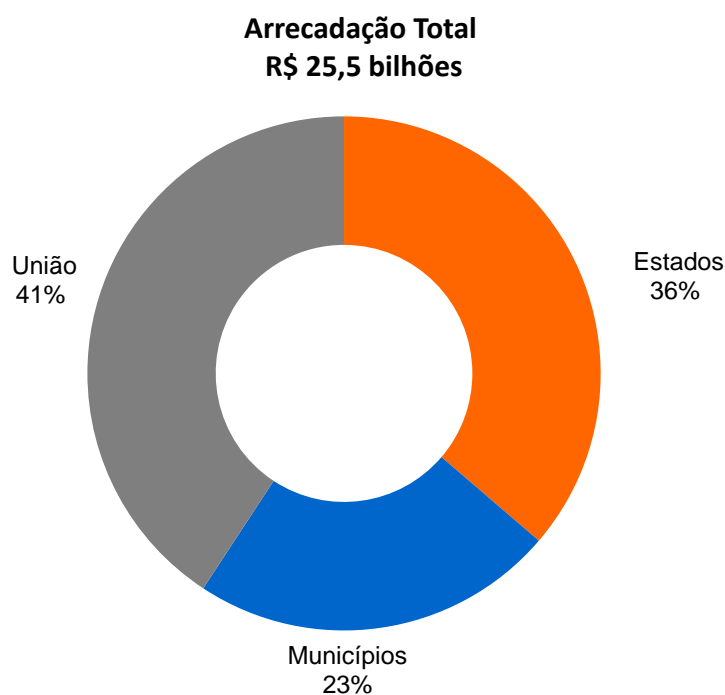


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011.

¹⁰ As faixas de valores definidas pela ANP são: I - Fase de Exploração: R\$10,00 (dez reais) a R\$500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração; II - Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração; III - Período de Desenvolvimento da Fase de Produção: R\$20,00 (vinte reais) a R\$1.000,00 (um mil reais) por quilômetro quadrado ou fração; IV - Fase de Produção: R\$100,00 (cem reais) a R\$5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração, devendo os valores serem reajustados anualmente pelo Índice Geral de Preços-Disponibilidade Interna (IGP-DI).

Analisando-se o total arrecadado entre 2002 e 2011, observa-se que as participações governamentais obtiveram um crescimento expressivo ao longo dos anos, representando mais de 338% no período. O montante arrecadado variou de R\$ 5,3 bilhões em 2002 para R\$ 25,8 bilhões em 2011. Cabe lembrar que a renda petrolífera total arrecadada pelo Governo é repartida entre União, Estados e Municípios de acordo com os percentuais estabelecidos pela Lei do Petróleo. A figura abaixo apresenta a repartição dos royalties e da PE entre as esferas de governo em 2011. Nesse ano, a União arrecadou 41%, os Estados 36% e os Municípios 23% do montante total.

Gráfico 3: Arrecadação de Royalties e PE por ente da federação em 2011 (%)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2011.

Deve-se ainda notar que, no sistema fiscal brasileiro, além do pagamento de participações governamentais, o regime de concessão implica para a empresa operadora, o encargo relativo ao pagamento de tributos incidentes direta ou indiretamente sobre a atividade de E&P de petróleo (Lei 9.478 de 1997).

IV.4- Pré-Sal e o novo marco regulatório

No final de 2007, foi anunciada a descoberta de grandes jazidas de hidrocarbonetos no país, denominada Camada Pré-Sal. O nome refere-se à localização do recurso, abaixo da camada de sal que a recobre. A Camada Pré-Sal é constituída por grandes reservatórios de petróleo e gás natural, situados entre 5.000 e 7.000 metros abaixo do nível do mar, entre os litorais dos estados de Santa Catarina e Espírito Santo e com dimensões aproximadas de 800 km de comprimento e 200 m de largura (COSTA; SOUSA-SANTOS, 2009). A exploração e produção de recursos na Camada Pré-Sal representam um novo horizonte de atuação, visto que a atividade no mundo ocorre majoritariamente na Camada Pós-Sal, localizada acima da Camada Pré-Sal (PETROBRAS, 2010a). A Figura 15 abaixo mostra a localização das reservas de hidrocarbonetos.

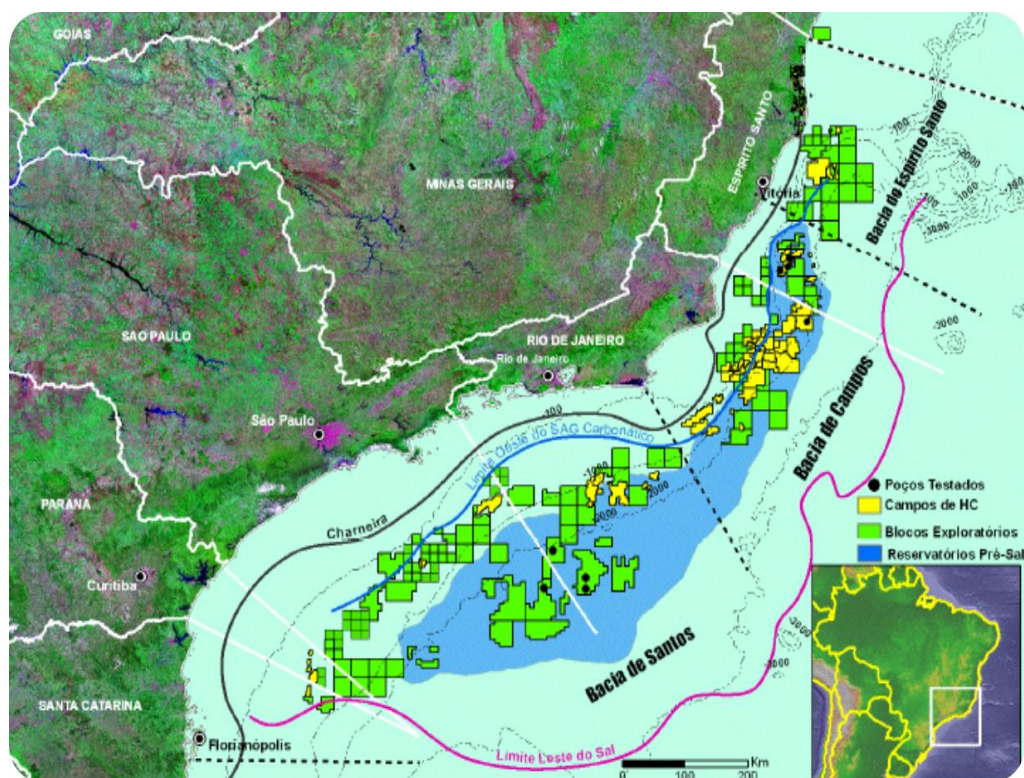
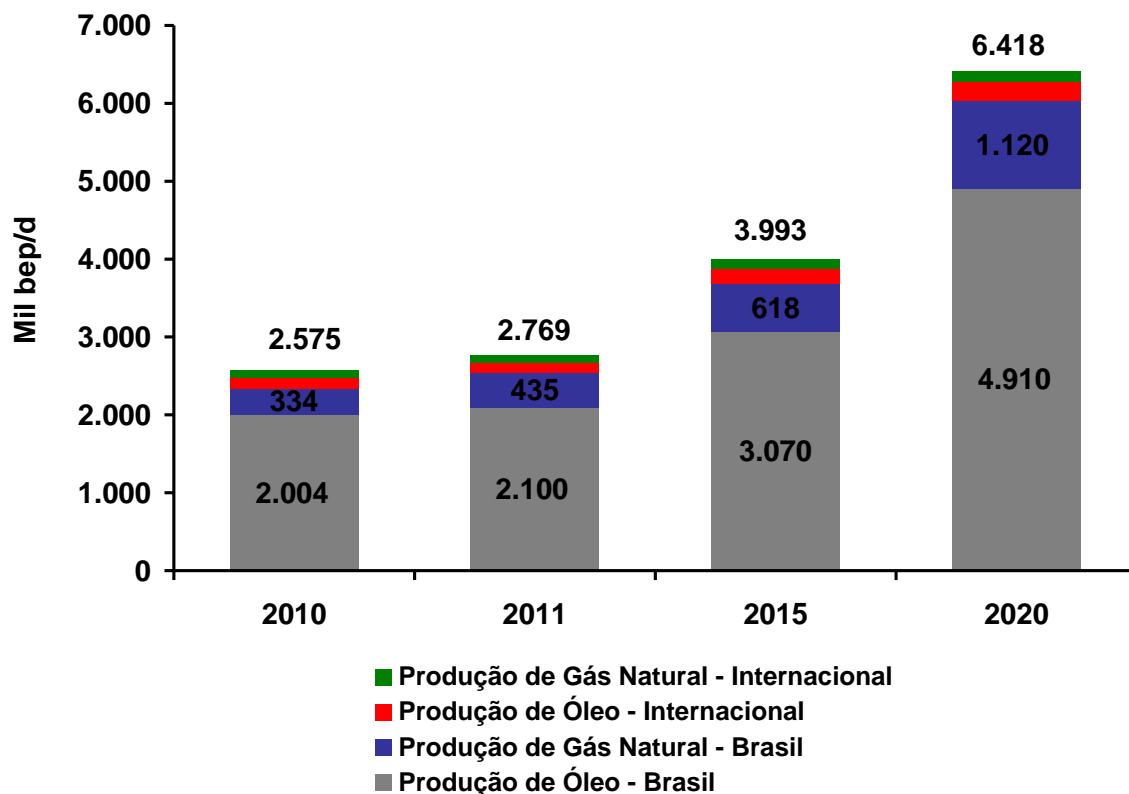


Figura 15: Localização das Reservas do Pré Sal

Fonte: Petrobras, 2008^a

O Gráfico 4 abaixo mostra a meta de produção de óleo e gás natural apresentada pela Petrobras em seu Plano de negócios de 2011-2015. As estimativas da empresa mostram que em 2020, a produção de petróleo da empresa alcançará 6.418 mil bep/dia, um crescimento de 249% em relação a produção de 2010.

Gráfico 4: Meta de Produção de óleo e gás natural Petrobras (Perspectivas Produção)



Fonte: Petrobras, 2011

As descobertas de recursos petrolíferos na Camada Pré-Sal iniciaram uma discussão a respeito do marco regulatório da atividade de E&P. Conforme apresentado anteriormente, a adoção de um ou outro regime fiscal pelos países considera diferentes variáveis, como o risco exploratório, o alto potencial de produção e a rentabilidade das jazidas. Dessa forma, considerando o elevado potencial das reservas petrolíferas, o baixo risco exploratório e a alta rentabilidade das jazidas, o Governo Federal por meio da Lei 12.351 de 2010, adotou o modelo de partilha de produção para os campos na Camada Pré-Sal e em áreas estratégicas. A adoção deste novo regime demonstra a intenção do Governo em maximizar sua participação na exploração e produção de petróleo (COSTA; SOUSA-SANTOS, 2009).

O regime de partilha de produção será aplicado somente aos campos da Camada Pré Sal e em áreas estratégicas a serem definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Presidência da República, devendo as demais áreas exploratórias permanecer sobre o regime de concessão.

A Lei 12.351 de dezembro de 2010 dispõe sobre temas propostos em projetos de lei: instituição do regime de partilha de produção e a criação do Fundo Social (FS) com o objetivo de constituir fonte de recurso para o desenvolvimento social e regional; constituir poupança pública de longo prazo e reduzir as flutuações de renda e preços, sendo suprido pelos seguintes recursos (LEI 12.351):

1. Parcela do bônus de assinatura dos contratos de partilha de produção;
2. Quantia dos royalties que cabe à União, deduzida a parcela destinada aos seus órgãos específicos, conforme contrato de partilha;
3. Receita derivada da comercialização de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme definido em lei;
4. Royalties e a PE das áreas localizadas na Camada Pré Sal contratadas sob o regime de concessão destinado à administração direta da União;
5. Os resultados de aplicações financeiras; e
6. Outros recursos definidos por lei.

Conforme visto, no regime de partilha de produção a União permanece como proprietária dos recursos mesmo após extraídos. Nos contratos de partilha, a Petrobras, atuará como operadora obrigatoriamente em todos os blocos, com participação mínima de 30% no consórcio de empresas que atuarem no bloco. Os 70% restantes de participação nos blocos será oferecido através de leilões, da mesma forma que no regime de concessão. Pelo regime, o vencedor da licitação para outorga de blocos na camada Pré Sal, será a empresa que apresentar à União, a proposta mais vantajosa pelo critério de oferta de maior excedente em óleo (LEI 12.351; GOMES, 2009).

A gestão dos contratos de partilha caberá a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), criada com esse propósito pela Lei 12.304 de 2010, não sendo considerada uma empresa operadora. Dessa forma, a empresa não assumirá os riscos e nem responderá por custos e investimentos referentes às atividades decorrentes dos contratos de partilha de produção. A nova empresa terá a finalidade de reduzir assimetrias entre a União e as empresas de petróleo, através do acompanhamento direto de toda a atividade de exploração e produção, em especial do custo de produção do óleo (MME, 2009).

No regime de partilha de produção, as empresas vencedoras da licitação deverão realizar somente o pagamento de royalties e bônus de assinatura. Assim, o sistema de partilha exige o pagamento de participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área, participações governamentais vigentes no regime de concessão.

De acordo com LUCCHESI (2011), além dos regimes fiscais analisados anteriormente, cabe citar uma nova modalidade com diferentes características utilizada pelo Brasil, a cessão onerosa estabelecida pela Lei 12.276 de 2010. Esta lei autoriza a União a ceder onerosamente à Petrobras, sem licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, em áreas não desenvolvidas localizadas na Camada Pré-sal. Essa modalidade é uma forma de cessão de áreas sem risco exploratório, uma vez que a existência de hidrocarbonetos na região já foi comprovada. Devido à falta de risco exploratório, a empresa que recebe a licença da área, paga um valor equivalente ao preço das reservas ali contidas, porém não desenvolvidas (LUCCHESI, 2011).

A Petrobras deverá produzir o número de barris equivalentes de petróleo, conforme estabelecido no contrato de cessão, não podendo exceder a 5 bilhões de barris de petróleo em reservas não desenvolvidas. A Petrobras pagará pela cessão onerosa em títulos da dívida mobiliária federal, podendo a mesma subscrever ações de seu capital social integralizando-as com os títulos. Para possibilitar esse pagamento foi realizado em setembro de 2010, um processo público de capitalização da empresa, através do qual a União e acionistas privados injetaram R\$ 120 bilhões na empresa, por meio da subscrição de ações (LEI 12.276; LUCCHESI, 2011).

As atividades de E&P realizadas na área cedida a Petrobras de acordo com a Lei 12.276 de 2010, serão gerenciadas de forma distinta da prevista no regime fiscal vigente de concessão e do previsto no novo regime fiscal de partilha de produção. Segundo a Lei, a empresa deve efetuar o pagamento de royalties equivalentes de acordo com a Lei 9.478, ou seja, de acordo com o marco regulatório vigente. Portanto, pode se afirmar que se trata de um terceiro regime fiscal no Brasil (LUCCHESI, 2011).

Conforme visto, a descoberta de reservas de hidrocarbonetos na Camada Pré-Sal resultou na mudança do marco regulatório brasileiro, com a adoção do regime de partilha de produção. Adicionalmente, deu início ao debate acerca da repartição dos royalties entre os entes da federação. O debate teve início em 2009, quando o ex-Deputado Federal e Presidente do PMDB Ibsen Pinheiro causou enorme impacto com a apresentação da Emenda 387 ao Projeto de Lei Brasileira nº 5.938 de 2009, que estende a repartição dos

recursos obtidos com a exploração e produção de petróleo igualmente entre estados e municípios conforme as regras do Fundo de Participação dos Estados (FPE) e do Fundo de Participação dos Municípios (FPM). A emenda de Ibsen Pinheiro foi vetada pelo ex-Presidente Luis Inácio Lula da Silva, postergando a discussão para o governo de Dilma Roussef, que permanece indefinido até a presente data. A tentativa de repartir os royalties entre os estados e municípios seria prejudicial aos estados produtores de petróleo que perderiam grande parte da arrecadação da participação governamental.

A justificativa usada para a repartição dos royalties entre estados e municípios produtores e não produtores remete à Constituição Federal, que determina que a propriedade dos recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva pertence à União, sendo que os Estados, Distrito Federal e Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, têm participação no resultado da exploração de petróleo no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração assegurada (UCAMCIDADES, 2010).

A objeção à Constituição ocorre na interpretação do termo “respectivo território”, pois se alega que a produção na plataforma continental, distante da costa, não constitui dano a nenhum estado e município, não devendo os estados produtores terem direito a maior parte dos royalties. Adicionalmente, o termo “respectivo território” cabe quando a produção ocorre em terra, mas quando ocorre na plataforma continental, a localização do recurso no território não é tão simples¹¹, fato que tem sido objeto de frequentes contestações. Dessa forma, trata-se da ideia de que, sendo um bem da União, o petróleo não pode gerar royalties apenas para alguns estados e municípios (UCAMCIDADES, 2010)

IV.5 – Tributos incidentes na cadeia do petróleo

Cada esfera de governo tem deveres e responsabilidades no fornecimento de bens e serviços públicos e meritórios com a finalidade de satisfazer necessidades coletivas. Para financiar o fornecimento de bens e serviços, os entes da federação precisam captar recursos, sendo a principal fonte de receitas realizada por meio da tributação¹². No Brasil, os tributos classificam-se em impostos, taxas e contribuições de melhoria, sendo obrigações

¹¹ Lembrando que o IBGE, através das projeções na plataforma continental Brasileira dos limites interestaduais, definiu os estados e municípios que receberiam os royalties, bem como os percentuais de distribuição.

¹² A arrecadação de tributos não é a única forma de o governo financiar suas atividades. O governo pode ainda obter recursos através da emissão títulos públicos, empréstimos, venda de bens ou pela cobrança de serviços específicos.

previstas por Lei. As participações governamentais têm natureza diferente da dos tributos, já que sua exigibilidade decorre da vontade entre a empresa concessionária e a União, em um contrato de concessão, diferente dos tributos que têm caráter obrigatório (PACHECO, 2007). Os tributos convencionais compõem o orçamento dos entes da federação, sendo destinados ao custeio dos gastos públicos, ao fornecimento de bens e serviços, financiamento da seguridade social, dentre outros.

No Brasil, as esferas de governo têm autonomia para criar e exigir o pagamento de tributos, sendo possível mediante aparato legal. Dentre alguns dos tributos incidentes direta ou indiretamente sobre bens e serviços utilizados por empresas que exploram e produzem petróleo estão: Imposto sobre a circulação de mercadorias e prestação de serviços¹³ (ICMS); Contribuição para o Programa Social do trabalhador e Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP), Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), Contribuição de Intervenção sobre o Domínio Econômico (CIDE) (PACHECO, 2007; GOMES, 2009).

De acordo com Gomes (2009), os tributos convencionais incidentes sobre o setor petrolífero tendem, a princípio, a seguir as mesmas alíquotas aplicáveis aos outros setores da economia, com exceção: a) se o risco exploratório for alto, podendo ser utilizado incentivos fiscais para atrair investimentos e b) se houver volume de petróleo elevado, pode ser adotado um regime fiscal mais rigoroso. Apesar de adotar as mesmas alíquotas para o setor petróleo, existe um caso em que há distinção quanto o destino da arrecadação.

No sistema tributário atual, o ICMS das operações com petróleo, lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, quando não forem destinados à comercialização ou à industrialização, bem como operações de energia elétrica, é arrecadado pelos estados onde ocorre o consumo, de forma distinta do que ocorre com os outros produtos no país, onde o imposto é arrecadado pelo estado de origem.

A arrecadação de ICMS pelo estado de destino surgiu de uma Emenda Constitucional, proposta pelo então Deputado federal José Serra durante a Constituinte de 1988. A negociação resultou na transferência da arrecadação do imposto para o estado onde ocorre o consumo, contrariando a regra geral da arrecadação no estado de origem. Como forma de compensar a perda do imposto pelos estados e municípios, produtores de petróleo, a Constituição Federal incluiu em seu artigo 20, a participação dos estados e municípios no

¹³ O imposto é arrecadado pelo estado, que posteriormente repassa 25% do total aos municípios, de acordo com o artigo 158 da Constituição Federal.

resultado da exploração e produção de petróleo nos respectivos territórios. A motivação para a repartição dos royalties foi originada pelas perdas consideráveis na arrecadação do ICMS pelos estados produtores de petróleo. Assim, a Constituinte instituiu os royalties em favor dos estados produtores de petróleo e energia elétrica, a fim de preservar o equilíbrio federativo (GUEDES; BRUHN, 2010; RESENDE, 2009).

Conforme visto, a perda do montante de ICMS dos estados e municípios produtores de petróleo em função de sua arrecadação pelo estado de consumo foi compensada pela repartição dos royalties entre esses entes. Assim, a divisão dos royalties de petróleo no país tem como objetivo suprir a lacuna deixada pelo imposto. Visto dessa forma, a distribuição dessa participação governamental não tem sentido econômico específico, sendo considerada como parte do fluxo de receitas correntes desses entes (SERRA, 2005).

Vale ressaltar a imprecisão econômica da troca da arrecadação do ICMS pelo royalty, na medida em que são arrecadações com justificativas diferentes e não podem, portanto, terem suas finalidades substituídas.

IV.6 – Análise da economia Estado do Rio de Janeiro

A economia do Estado do Rio de Janeiro destaca-se pela produção de petróleo, com aproximadamente 80% do total do país (ANP, 2011). Por conta disso, o estado é o maior beneficiário da renda petrolífera, principalmente de royalties e participação especial. A produção de petróleo cresceu significativamente no país nos últimos anos, o que proporcionou ao estado auferir montantes elevados de renda advindas da E&P de petróleo, por meio das participações governamentais.

A Tabela abaixo apresenta a evolução da arrecadação a título de royalty e PE por estado entre os anos de 2000 e 2009. O Estado do Rio de Janeiro arrecada em torno de 85% do total, que em 2009 representou quase R\$5 bilhões.

Tabela 3: Evolução da Arrecadação de Royalties e PE por estado (em mil)

Estados	2009			2000			Crescimento 2000-2009 (%)
	Royalty	PE	Total	Royalty	PE	Total	
AL	28.591,28		28.591,28	9.462,9	-	9.462,9	202%
AM	120.436,95	22.433,61	142.870,56	48.561,2	0,01	48.561,2	194%
BA	138.990,60	236,02	139.226,62	58.856,5	-	58.856,5	137%
CE	11.102,11	-	11.102,11	6.687,8	-	6.687,8	66%
ES	142.058,19	168.716,08	310.774,27	13.918,7	-	13.918,7	2133%
PR	84,78	-	84,78	2.150,8	-	2.150,8	-96%
RJ	1.709.375,45	3.175.451,25	4.884.826,70	367.806,4	415.495,20	783.301,6	524%
RN	140.128,95	9.166,20	149.295,15	85.150,4	-	85.150,4	75%
SC	0,00	-	0,00	52,8	-	52,8	-100%
SE	89.558,82	5.120,78	94.679,60	28.799,7	-	28.799,7	229%
SP	3.514,13	-	3.514,13	1.839,4	-	1.839,4	91%
Total	2.383.841,26	3.381.123,94	5.764.965,20	623.286,6	415.495,21	1.038.781,8	455%

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da ANP (2011)

A atividade de E&P de petróleo acarreta em um aumento das atribuições e gastos dos governos locais, principalmente com o fornecimento de bens e serviços e com medidas de mitigação de impactos ambientais. Dessa forma, a repartição das rendas petrolíferas entre os estados e municípios produtores teria como justificativa o aumento dos gastos desses entes, devendo ser compensado pelo aumento da arrecadação.

Alguns autores como SERRA (2005) dizem que o aumento no fornecimento de bens e serviços não justifica o recebimento de royalties, já que a atividade provoca a elevação do fluxo de renda e, por conseguinte, o aumento da arrecadação tributária através de instrumentos impositivos clássicos. Porém, conforme demonstrado anteriormente nesse capítulo, como no Brasil o ICMS é arrecadado pelo estado de consumo, os royalties passaram a ter também como finalidade compensar os estados produtores de petróleo pela lacuna deixada pelo imposto.

IV.6.1 – As Finanças do Estado do Rio de Janeiro

Na tentativa de quantificar o aumento dos gastos resultantes do início da atividade petrolífera, analisou-se a evolução das despesas do Estado do Rio de Janeiro, observada na Tabela 4 abaixo.

Tabela 4: Evolução das Despesas realizadas, administração direta e indireta, segundo as funções de Governo do Estado do Rio de Janeiro

Funções de governo	Despesas realizadas (1 000 R\$)				
	2003	2006	2009	Percentual da Despesa por função em 2009	Crescimento da Despesa 2003-2009
Total	25 314 278	34 242 808	43 062 395	100,0%	70,1%
Administração	439 338	453 214	1 487 330	3,5%	238,5%
Agricultura	79 814	88 056	111 340	0,3%	39,5%
Assistência e Previdência	2 276 765	2 627 927	7 629 980	17,7%	235,1%
Comunicações	10 653	121 507	97 409	0,2%	814,4%
Educação e Cultura	4 780 860	5 203 915	5 709 750	13,3%	19,4%
Energia	2 718	2 798	-	-	-
Essencial a Justiça	521 684	806 604	1 176 494	2,7%	125,5%
Habituação e Urbanismo	79 018	128 783	818 447	1,9%	935,8%
Indústria, Comércio e Serviços	203 125	188 399	-	-	-
Judiciária	2 013 739	2 734 621	2 458 909	5,7%	22,1%
Legislativa	820 333	1 108 960	852 102	2,0%	3,9%
Saúde e Saneamento	2 795 508	4 597 127	3 574 446	8,3%	27,9%
Segurança Pública	3 430 039	4 200 236	3 710 871	8,6%	8,2%
Trabalho	18 209	25 133	29 844	0,1%	63,9%
Transporte	386 926	822 791	1 157 717	2,7%	199,2%
Encargos Especiais	7 087 072	10 469 760	13 104 925	30,4%	84,9%
Outras	368 477	662 978	1 142 831	2,7%	210,1%

Fonte: CIDE, 2011

As despesas do estado do Rio de Janeiro cresceram em média 188% entre o período de 2003 a 2009. Em termos percentuais os setores que tiveram maior crescimento das despesas foram: Habitação e Urbanismo e Comunicações com respectivamente 936% e 814%. Quanto ao crescimento absoluto os setores de Encargos especiais e Assistência e Previdência tiveram os maiores crescimentos, com respectivamente R\$ 6 bilhões e R\$ 5,4 bilhões. Apesar do aumento das despesas do estado do Rio de Janeiro ser verificado pela tabela, não há como vinculá-las ao estabelecimento da indústria do petróleo, ou seja, não se pode quantificar quais delas estão relacionados com as atividades petrolíferas no estado. De fato, o que se observa é que houve um aumento dos gastos do estado com o passar dos anos, sendo acompanhado pelo aumento de suas receitas, que entre os anos de 2003 e 2009 representaram quase R\$ 18 bilhões. Dentre as receitas com maior crescimento estão: as receitas de capital e as transferências correntes, com respectivamente 624% e 456%.

Tabela 5: Evolução das Receitas arrecadadas do Estado do Rio de Janeiro segundo a origem

Origens	Receitas estaduais arrecadadas (1 000 R\$)			
	2003	2006	2009	Crescimento da Despesa 2003-2009
Total	24.433.177,00	34.141.376,53	42.169.758,97	72,6%
Receitas correntes	24.227.296,00	33.305.424,10	39.100.494,28	61,4%
Receita tributária	14.171.144,00	18.761.737,69	24.884.732,09	75,6%
ICMS	11.095.378,00	14.504.633,96	20.613.816,57	85,8%
Receita de contribuições	452.573,00	922.512,01	909.815,89	101,0%
Receita patrimonial	2.029.578,00	2.036.432,00	1.887.118,69	-7,0%
Receita de serviços	1.991.601,00	2.544.573,47	313.421,33	-84,3%
Transferências correntes	1.705.723,00	8.143.128,25	9.489.369,46	456,3%
Outras receitas correntes	3.876.677,00	897.040,69	1.616.036,83	-58,3%
Receitas de capital	205.881,00	835.952,43	1.490.599,23	624,0%
Receitas Correntes Intra-Orçamentárias	-	-	1.458.571,77	-
Receitas de Capital Intra-Orçamentárias	-	-	120.093,69	-

Fonte: CIDE, 2011

Em 2009, o Estado do Rio de Janeiro auferiu como receita R\$ 42 bilhões, sendo que mais de 4% desse valor foi arrecadado a título de royalty e aproximadamente 12% com royalty e PE, o que representa um montante relevante dessas participações governamentais na arrecadação do estado. O ICMS é a fonte de receita mais importante para o estado, em torno de 49% da receita total, valor que poderia ser maior caso o imposto estadual incidente sobre o petróleo fosse arrecadado pelo estado produtor.

Conforme visto, a arrecadação do ICMS do petróleo pelo estado de consumo acarreta em perdas consideráveis aos estados e municípios produtores de petróleo. Na tentativa de calcular o montante que o estado do Rio de Janeiro arrecadaria se o imposto fosse arrecadado pelo estado de origem foram feitas algumas suposições, ilustradas pela tabela a seguir.

**Tabela 6: Arrecadação do Estado do Rio de Janeiro em 2009 com ICMS do petróleo
(em mil)**

Produção (em mil barris)	Preço médio de referência do petróleo do Estado do RJ (R\$ por barril)	Alíquota	Arrecadação Total do Estado RJ
605.213	98,74	18%	10.756.103,58
605.213	98,74	21,95%	13.116.470,75
605.213	98,74	12%	7.170.735,72
605.213	98,74	13,63%	8.144.760,65

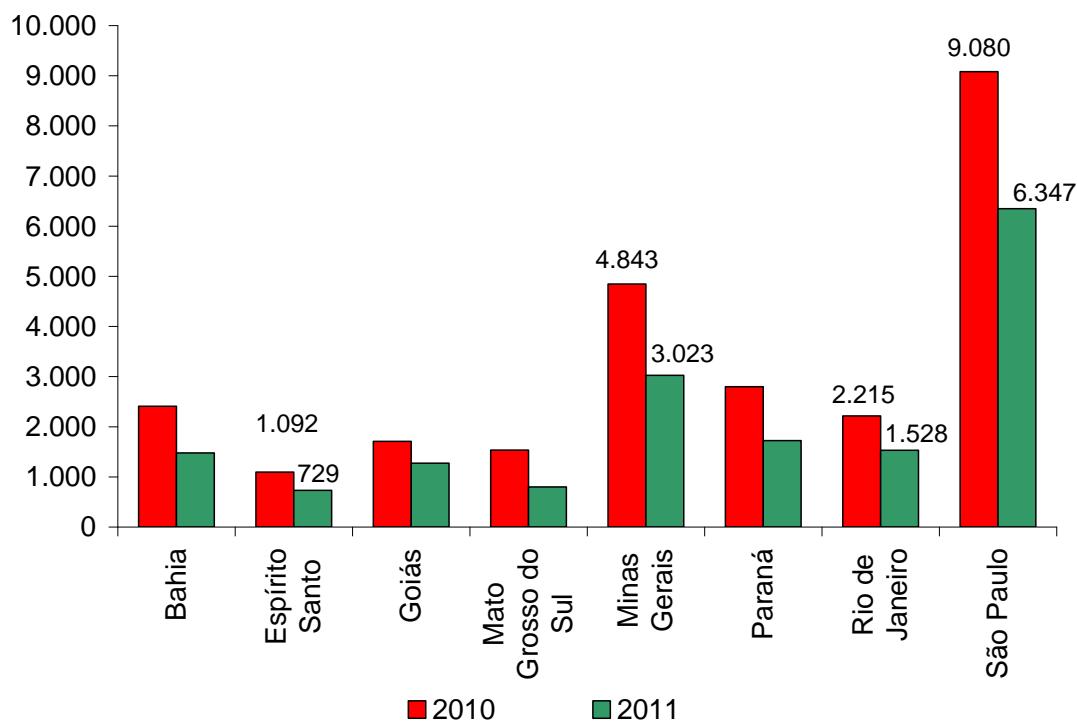
Fonte: Elaboração própria a partir da ANP, 2011.

Onde: Arrecadação total = produção do estado X preço médio de referência do petróleo do estado X alíquota de ICMS.

Para estimar a arrecadação do ICMS do petróleo diferentes alíquotas do imposto foram utilizadas. Como o montante do imposto é a base de cálculo para sua própria incidência, ocorre o fenômeno do cálculo por dentro, fazendo com que a alíquota efetiva desse imposto seja diferente da nominal. Nesse caso, usou-se a alíquota interna nominal e efetiva de 18% e 21,95% respectivamente, caso o estado consumisse toda sua produção de petróleo internamente e a alíquota interestadual nominal e efetiva de 12% e 13,63% respectivamente, caso o Rio de Janeiro vendesse toda a sua produção para outros estados. O total arrecadado pelo Estado do Rio de Janeiro com o ICMS do petróleo em 2009 representaria em torno de R\$7 a R\$13 bilhões, quantia expressiva e que representou em 2009 entre 17% e 31 % da receita total do estado.

O estado do Rio de Janeiro perde anualmente aproximadamente R\$ 7 a R\$ 8 bilhões com a arrecadação do ICMS do petróleo. Segundo dados do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), nos sete primeiros meses de 2011, o estado de São Paulo arrecadou com o ICMS do petróleo, combustíveis e lubrificantes R\$ 6,3 bilhões, enquanto o estado do Rio de Janeiro e o Espírito Santo recolheram respectivamente, de R\$ 1,5 bilhão e 729 milhões, ilustrado pelo gráfico abaixo.

Gráfico 5: Arrecadação do ICMS do petróleo, combustíveis e lubrificantes por estado em R\$ milhões em 2011



Nota: Janeiro a Julho de 2011.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do CONFAZ, 2011

O gráfico demonstra que apesar de grandes produtores, os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo arrecadam a título de ICMS, uma quantia inferior aos estados de São Paulo e Minas Gerais. Assim, apesar de os tributos terem natureza e finalidade distinta dos royalties, a arrecadação do ICMS do petróleo, combustíveis e lubrificantes, pelos estados de origem, como ocorre com os outros produtos no país, compensaria a perda do montante recebido pelos estados produtores a título de participação governamental, reduzindo a dependência dessa renda no orçamento desses entes.

IV.6.2 – O Desenvolvimento Local

No país existem desigualdades estruturais de natureza econômica, social, política e administrativa, entre as regiões e dentro das regiões do país. As desigualdades são fruto da heterogeneidade geográfica e territorial em um país com distribuição irregular da população, altamente concentrada em poucos municípios de grande porte e também das diferenças socioeconômicas derivadas da concentração de renda e da geração de valor em alguns estados e regiões. As disparidades entre as regiões, estados e municípios se traduzem em

diferentes capacidades de financiamento das ações governamentais, que têm sido discutidas e divulgadas nos últimos anos (NAZARETH, 2007).

O nível de desenvolvimento humano dos países e regiões pode ser medido pelo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), indicador criado em 1990 pelo Programa das Nações Unidas pelo Desenvolvimento (PNUD). O indicador varia de zero (nenhum desenvolvimento humano) a 1 (desenvolvimento humano total), e é uma média simples desses três indicadores (PNUD, 2011):

- um indicador de nível educacional, o IDH- Educação, medido pela combinação entre o índice de analfabetismo e a taxa combinada de matrícula nos níveis de ensino;
- um indicador de longevidade, o IDH-Longevidade, medido pela expectativa de vida ao nascer, refletindo as condições de saúde da população; e
- um indicador de renda, mensurada pelo poder de compra da população, com base no PIB per capita em dólares.

A princípio, o indicador foi concebido para comparações entre países, mas permite igualmente a análise comparativa do desenvolvimento humano da população em níveis subnacionais (PNUD, et al, 2008). Dessa forma, o IDH fornece informações sobre o grau de desenvolvimento de um país ou região, ajudando a compreender se os estados e municípios beneficiados com os recursos petrolíferos estão aplicando essa renda em atividades que promovem o desenvolvimento de suas regiões.

Tabela 7 – IDH, Brasil, regiões e estados, 1991 a 2005

Região/UF	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Brasil	0,758	0,765	0,767	0,773	0,778	0,782	0,782	0,787	0,794
Norte	0,725	0,730	0,733	0,736	0,744	0,751	0,749	0,755	0,764
Rondônia	0,750	0,764	0,761	0,753	0,753	0,766	0,765	0,768	0,776
Acre	0,716	0,732	0,733	0,729	0,741	0,751	0,752	0,748	0,751
Amazonas	0,730	0,725	0,725	0,731	0,748	0,757	0,759	0,766	0,780
Roraima	0,750	0,755	0,761	0,754	0,750	0,744	0,752	0,741	0,750
Pará	0,718	0,724	0,731	0,734	0,739	0,748	0,740	0,749	0,755
Amapá	0,746	0,746	0,747	0,755	0,766	0,759	0,765	0,762	0,780
Tocantins	0,701	0,714	0,713	0,730	0,741	0,738	0,742	0,751	0,756
Nordeste	0,666	0,680	0,685	0,692	0,700	0,706	0,705	0,713	0,720
Maranhão	0,625	0,645	0,651	0,655	0,675	0,679	0,677	0,686	0,683
Piauí	0,639	0,653	0,656	0,667	0,677	0,688	0,688	0,698	0,703
Ceará	0,668	0,680	0,687	0,698	0,706	0,712	0,709	0,717	0,723
Rio Grande do Norte	0,686	0,696	0,702	0,710	0,716	0,721	0,715	0,724	0,738
Paraíba	0,670	0,685	0,692	0,685	0,688	0,699	0,702	0,709	0,718
Pernambuco	0,666	0,681	0,683	0,691	0,699	0,703	0,699	0,710	0,718
Alagoas	0,636	0,638	0,645	0,648	0,662	0,665	0,699	0,670	0,677
Sergipe	0,691	0,705	0,706	0,706	0,717	0,730	0,736	0,741	0,742
Bahia	0,688	0,700	0,706	0,715	0,720	0,727	0,727	0,732	0,742
Sudeste	0,799	0,803	0,803	0,808	0,810	0,813	0,814	0,817	0,824
Minas Gerais	0,769	0,771	0,775	0,780	0,781	0,785	0,786	0,795	0,802
Espírito Santo	0,762	0,770	0,773	0,778	0,777	0,788	0,786	0,794	0,802
Rio de Janeiro	0,795	0,804	0,805	0,811	0,815	0,821	0,825	0,826	0,832
São Paulo	0,815	0,818	0,817	0,821	0,823	0,824	0,824	0,825	0,833
Sul	0,796	0,802	0,804	0,809	0,813	0,816	0,820	0,825	0,829
Paraná	0,781	0,788	0,790	0,795	0,800	0,804	0,808	0,816	0,820
Santa Catarina	0,804	0,809	0,807	0,817	0,825	0,825	0,831	0,833	0,840
Rio Grande do Sul	0,806	0,812	0,816	0,818	0,819	0,824	0,825	0,829	0,832
Centro-oeste	0,778	0,786	0,787	0,795	0,799	0,805	0,802	0,809	0,815
Mato Grosso do Sul	0,765	0,772	0,775	0,781	0,784	0,795	0,791	0,793	0,802
Mato Grosso	0,763	0,768	0,766	0,775	0,784	0,790	0,782	0,793	0,796
Goiás	0,759	0,769	0,771	0,779	0,784	0,787	0,786	0,794	0,800
Distrito Federal	0,840	0,847	0,850	0,858	0,858	0,865	0,865	0,868	0,874

Fonte: PNUD et al, 2008

A Tabela 7 mostra que o IDH assumiu uma tendência de crescimento desde o início dos anos 90 em todas as regiões do país. A comparação do IDH entre os estados brasileiros comprova que os estados mais desenvolvidos são os da região sul, sudeste e centro-oeste, ficando a região norte e nordeste com os menores índices.

A Figura 16 apresenta variação percentual do IDH e de seus componentes dos estados brasileiros entre os anos de 1991 e 2005. De qualquer modo, pode-se afirmar que os três indicadores cresceram nesse intervalo de tempo, porém, o ritmo do crescimento entre os estados da federação não foi uniforme. Destaca-se o caso de Roraima que teve redução em seu IDH-renda no período. Dentre os indicadores, o destaque foi a elevação da educação, que foi o que mais cresceu em todas as unidades da federação. A evolução do IDH-Educação e de menor impacto do IDH -Longevidade contribuíram para que a diferença entre o nível de desenvolvimento das regiões brasileiras diminuísse consideravelmente. Em 2005, os 5 estados com os maiores IDH foram: Distrito Federal, Santa Catarina, São Paulo, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul.

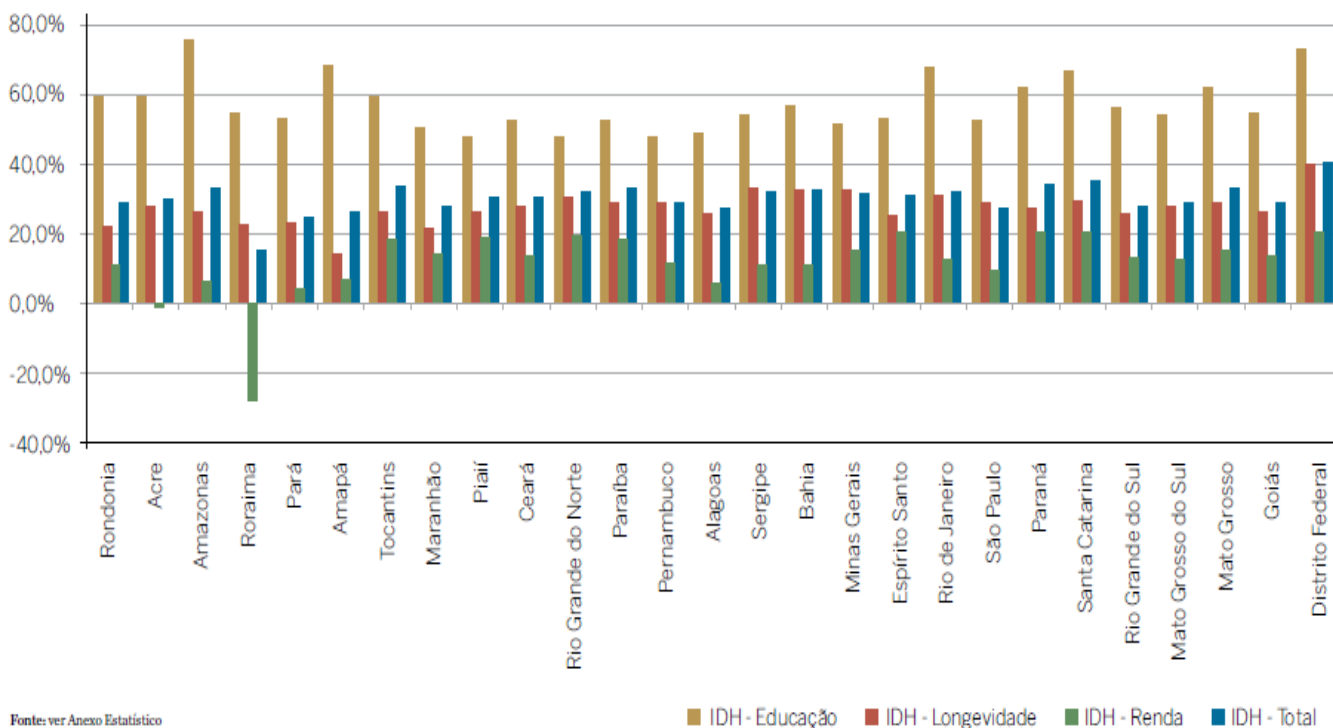


Figura 16 – Variação percentual do IDH e de seus componentes entre 1991 e 2005, segundo unidade da federação - Brasil (%)

Fonte: PNUD et al, 2008

Conforme visto, existe no país uma concentração de renda e das riquezas, devido à concentração desigual dos recursos no país. Os recursos petrolíferos se concentram em poucas regiões, estando a maior parte concentrada no estado do Rio de Janeiro. Em função dessa concentração, existe uma acentuada pressão dos estados e municípios não produtores do recurso pela repartição das participações governamentais, uma vez que essa renda constitui uma cifra de bilhões de reais e representa elevado peso no orçamento dos estados e municípios, levando a uma guerra fiscal, onde todos querem ter direito à renda.

Cabe ressaltar que, embora a Lei n.º 9.478/97 estabeleça a repartição dos *royalties* e participações especiais, essa não especifica os setores nos quais as esferas subnacionais devem aplicar esses recursos, somente restringindo sua aplicação no pagamento de dívida, exceto dívida com a União e no quadro permanente de pessoal. O fato é que os governos beneficiados deveriam aproveitar o aumento da arrecadação da renda petrolífera para melhorar o desenvolvimento da região, investindo em educação, saúde, saneamento básico e infra-estrutura. A falta de vinculação na aplicação dessa renda facilita o seu desvio e emprego em atividades que não promovem o desenvolvimento das regiões (SERRA, 2005; FERNANDES, 2007).

Segundo o relatório da PNUD et al (2008), o estado do Rio de Janeiro em 2005, obteve o terceiro maior IDH-renda, com valores superiores a média do Brasil. O indicador de educação revela que o estado se encontra em segundo lugar, ou seja, com o segundo menor índice de analfabetismo e com uma das maiores taxas de alunos matriculados nos níveis de ensino. Por outro lado, o índice de longevidade não apresentou bons resultados, mostrando que o Rio de Janeiro ficou atrás de vários outros estados, em nono lugar, no tocante as condições de saúde da população, o que contribui para reduzir o IDH do estado. Não se pode relacionar os elevados índices do estado do Rio de Janeiro com a exploração e produção de petróleo. De fato, o que se pode concluir é que a renda petrolífera colabora para elevar as receitas, o que contribui para melhorar o índice de desenvolvimento humano do estado.

A introdução do IDH e a comparação do nível de desenvolvimento dos estados da federação realizada nesse capítulo servirão de base para o estudo dos municípios do estado do Rio de Janeiro, grandes beneficiários dos recursos petrolíferos. A análise dos municípios beneficiários será realizada no próximo capítulo do trabalho, onde será utilizado o IDH-M para relacionar o recebimento dessa renda pelos municípios com o grau de desenvolvimento dos mesmos, visando subsidiar a discussão acerca da repartição das participações governamentais entre os entes da federação.

IV.7 - Considerações Finais do Capítulo

A atividade de exploração e produção de petróleo no Brasil foi marcada pela intervenção do Estado por meio da Petrobras, empresa que exerceu o monopólio da atividade por mais de 40 anos. Foi somente em 1997, com a Lei do Petróleo e a instituição do regime de concessão, que a União passou a realizar com José Serrantratos com outras empresas vencedoras das licitações. A Lei do petróleo definiu também as participações governamentais vigentes nesse regime, bem como sua repartição entre os beneficiários. A “quebra do monopólio” da Petrobras consistiu na flexibilização do monopólio exercido pela empresa, visto que essa permanece como maior operadora dos blocos concedidos nos leilões.

O marco regulatório Brasileiro sofreu alterações para se adaptar às novas descobertas da Camada Pré Sal, resultando na adoção do regime de partilha de produção. Nesse novo regime fiscal, as empresas operadoras de petróleo somente realizarão o pagamento das participações governamentais: royalties e bônus de assinatura. O Estado tem papel mais atuante e participativo na condução das operações de E&P, comparado ao regime de concessão, uma vez que esse permanece como proprietário do recurso após o início da produção.

A atividade de E&P de petróleo acarreta em um aumento das atribuições e gastos dos governos locais, principalmente com o fornecimento de bens e serviços e com medidas de mitigação de impactos ambientais. Dessa forma, a repartição das rendas petrolíferas entre os estados e municípios produtores teria como justificativa o aumento dos gastos desses entes, devendo ser compensado pelo aumento da arrecadação tributária.

Porém no Brasil, o ICMS (imposto de maior arrecadação estadual) incidente sobre das operações com petróleo é arrecadado pelos estados de consumo (destino), de forma distinta do que ocorre com os outros produtos no país, onde o imposto é arrecadado pelo estado de origem. Foi com a finalidade de compensar os estados e municípios produtores de petróleo pelas perdas consideráveis da arrecadação do imposto, que a Constituição Federal incluiu a participação desses entes na repartição dos *royalties*. Assim, a divisão dos royalties de petróleo no Brasil tem como objetivo suprir a lacuna deixada pelo imposto. Visto dessa forma, a distribuição dessa participação governamental não tem sentido econômico específico, sendo considerada como parte do fluxo de receitas correntes desses entes (SERRA, 2005).

A descoberta de hidrocarbonetos na Camada Pré-Sal iniciou um debate acerca da divisão das participações governamentais entre estados e municípios produtores e não produtores de petróleo. Apesar de o debate permanecer indefinido até a presente data, a repartição dessa renda seria prejudicial aos estados produtores de petróleo, em especial o estado Rio de Janeiro, que perderia parte relevante de sua arrecadação. Além disso, cogita-se modificar a repartição dos royalties entre as esferas de governo de contratos já licitados, localizados na região Pós Sal, o que representaria quebra de contrato, podendo a disputa pela renda do petróleo acabar em entrave judicial.

A economia do Estado do Rio de Janeiro, maior produtor de petróleo, foi analisada com a finalidade de mensurar o peso das participações governamentais no orçamento do estado. De fato essa renda constitui uma importante parcela das receitas do estado, que em 2009, representaram aproximadamente 12%. Além disso, a receita do estado poderia ser ainda maior, se o ICMS incidente sobre das operações com petróleo no país fosse arrecadado pelo estado produtor.

Dessa forma, devido o significativo impacto financeiro que os estados e municípios produtores poderão sofrer com a redução dos *royalties* de petróleo, a reavaliação do sistema tributário atual, principalmente em relação ao ICMS do petróleo, e energia elétrica, deve ser discutida, uma vez que a arrecadação do imposto estadual pelos estados produtores poderia compensar a perda da arrecadação dessas participações governamentais.

Capítulo V – Avaliação da repartição das Participações Governamentais com municípios do estado do Rio de Janeiro

O presente capítulo analisa os municípios confrontantes com a Bacia de Campos, principais beneficiados com a renda advinda da exploração e produção de petróleo, com o objetivo de avaliar se a repartição dos royalties do petróleo entre os municípios no Brasil é compatível com o seu conceito teórico. Para isso, foram usados os indicadores qualitativos, os mesmos propostos anteriormente e aplicados nesta dissertação em alguns países selecionados, para analisar o caso dos municípios fluminenses.

A questão das atribuições/ autonomia dos governos locais examina se os estados e municípios produtores de petróleo têm maiores gastos com a chegada da indústria do petróleo. A pressão populacional e social do país pelas rendas do petróleo apresenta a diferença no desenvolvimento das regiões, fruto da desigualdade na localização dos recursos e da rentabilidade das atividades econômicas, o que cria uma pressão para sua repartição. A propriedade local dos recursos apresenta o processo de descentralização e os fatores que influenciam para a escolha. E por fim, os impactos sócio-ambientais da indústria do petróleo mostram que os municípios produtores de petróleo sofrem mudanças na sua dinâmica regional, com impactos negativos que devem ser considerados na análise da repartição.

V.1 – As zonas econômicas e os municípios do Estado do Rio de Janeiro

Conforme visto anteriormente, para definir os beneficiários dos recursos, o IBGE traçou linhas ortogonais e paralelas. No capítulo anterior, o estado do Rio de Janeiro foi analisado, por ser o maior estado beneficiário da renda petrolífera. O estado do Rio de Janeiro é dividido em regiões e microrregiões geográficas, conforme ilustra a Figura 17 abaixo.

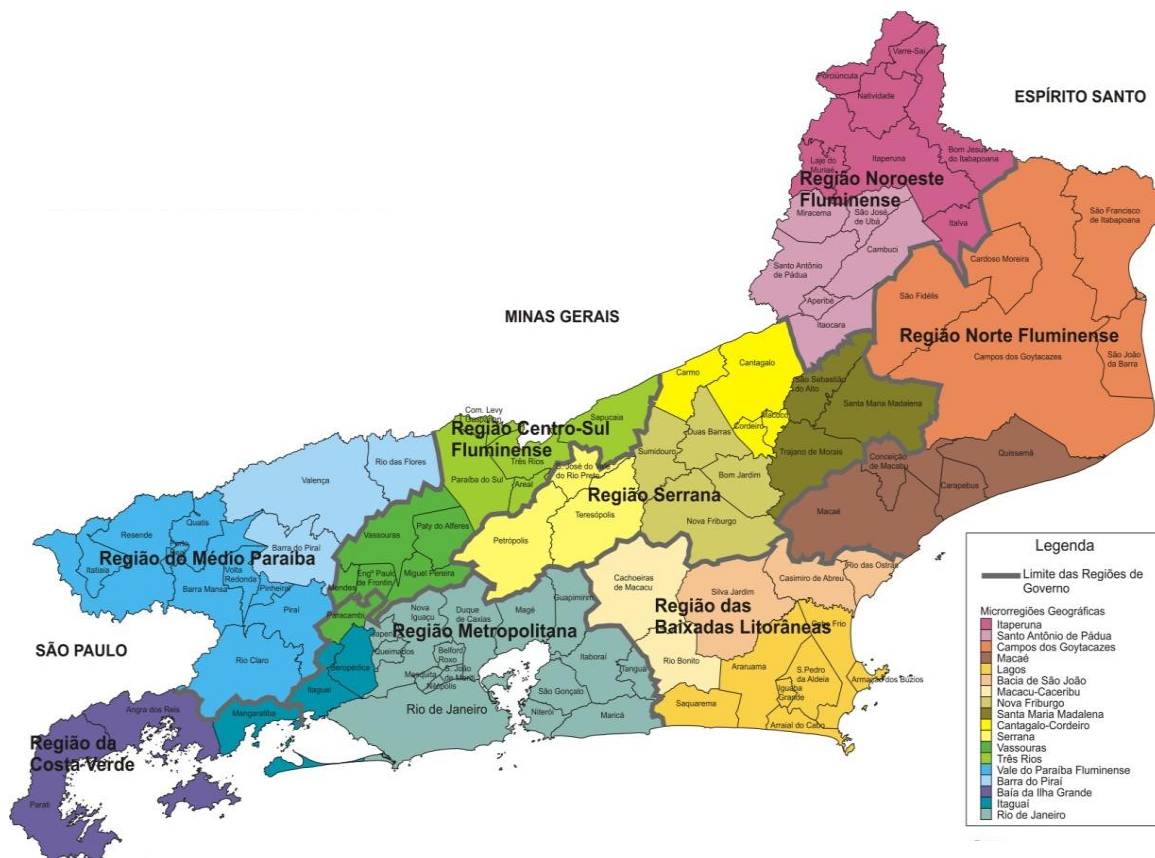


Figura 17: Estado do Rio de Janeiro Regiões do Governo e Microrregiões Geográficas

Fonte: Fundação CIDE (2010a)

Por ser o maior produtor de petróleo, o estado e os municípios do Rio de Janeiro são os maiores beneficiários com a renda petrolífera. Com relação a parcela dos royalties destinada aos municípios, receberão aqueles que possuem atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo em seus territórios, ou aqueles que são confrontantes com campos na plataforma continental. Vale recordar que os municípios foram divididos em três zonas territoriais, as quais recebem percentuais diferentes de royalties: Zona de Produção Principal (ZPP), Zona de Produção Secundária (ZPS) e Zona Limítrofe (ZL) à Zona de Produção Principal (ANP, 2001). A Tabela 8 apresenta as zonas territoriais, bem como a renda dos royalties e participação especial recebida por cada uma delas, mostrando que os 16 municípios pertencentes à ZPP são os maiores beneficiados com a renda, recebendo 84,2% do total dos royalties e da participação especial.

Tabela 8: Número de Municípios e valor recebido de royalties e participação especial em 2010 de acordo com a zona territorial

Zona	Número de Municípios	Royalties e PE em R\$ mil	Composição em %
ZPP	16	2.802.976,77	84,2
ZPS	4	120.523,27	3,6
ZL	67	405.353,30	12,2
-	5	-	0
Total	92	3.328.853,34	100

Fonte: Aequus Consultoria (2011).

O Decreto nº 01 de 1991 estabelece que a parcela correspondente aos municípios de uma dada zona, será rateada entre esses na razão direta da população de cada um. Dessa forma, os municípios são beneficiados com percentuais aplicados sobre o valor da produção de determinada área de produção petrolífera marítima, em função de sua classificação dentro da área geoeconômica e de sua respectiva população (ANP, 2001).

A Figura 18 mostra o litoral do Estado do Rio de Janeiro delimitado pela projeção dos limites municipais (ortogonais e paralelos), bem como a posição dos poços produtores de petróleo que pertencem a Bacia de Campos (ANP, 2001).

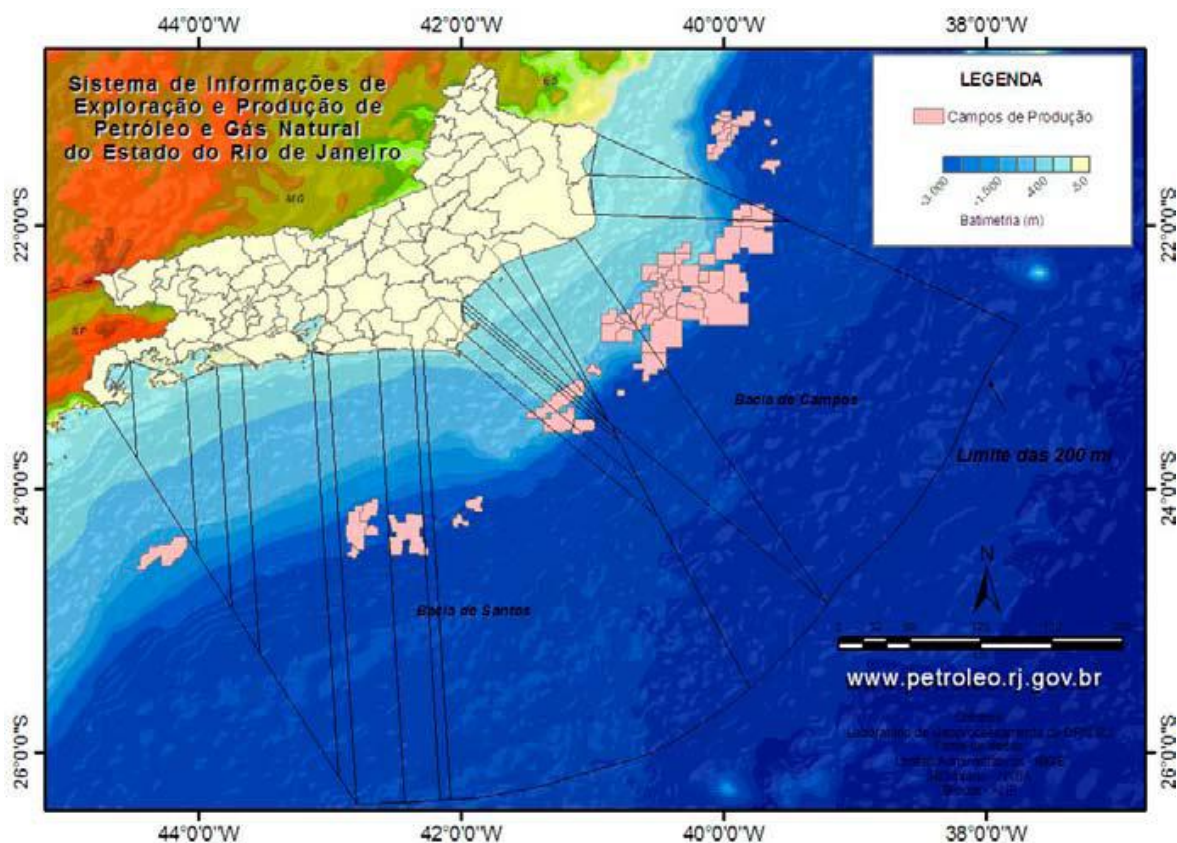
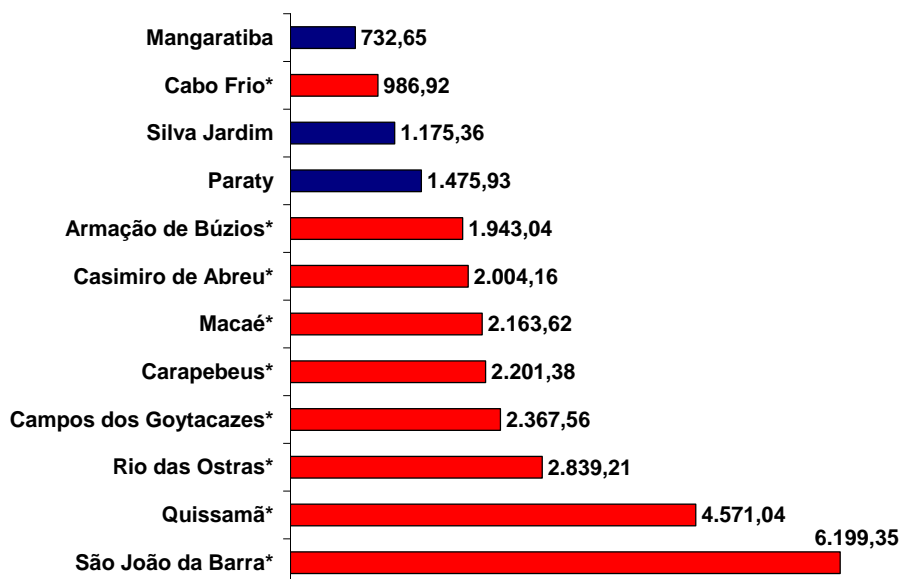


Figura 18: Litoral do Estado do Rio de Janeiro – limites ortogonais e paralelos

Fonte: UcamCidades, 2008

Por pertencerem a Zona de Produção Principal, os municípios confrontantes com a Bacia de Campos, em vermelho, foram os maiores beneficiados com a arrecadação dos royalties e da participação especial derivados da exploração e produção da atividade petrolífera em 2010, o que pode ser verificado no Gráfico 6 abaixo.

Gráfico 6: Municípios que mais receberam royalties e participação especial per capita em 2010 (R\$)



**Municípios confrontantes com a Bacia de Campos*

Fonte: Elaboração própria a partir da Aequus Consultoria (2011).

Os municípios do Estado do Rio de Janeiro, confrontantes com a Bacia de Campos e que serão analisados nesse capítulo são: Armação de Búzios, Cabo Frio, Campos dos Goytacazes, Carapebeus, Casimiro de Abreu, Macaé, Quissamã, Rio das Ostras e São João da Barra.

V.1.1 – Breve histórico dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos

Os municípios pertencentes à Zona de Produção Principal da Bacia de Campos são os principais beneficiados com os repasses dos royalties e participação especial oriundos das atividades petrolíferas. No entanto, apesar desta característica comum entre eles, esses possuem diferentes trajetórias econômicas, que justificam a análise de alguns aspectos referentes aos seus desenvolvimentos regionais. Um breve histórico desses municípios será apresentado, a fim de compreender como esses municípios são afetados pelo aumento das receitas e as mudanças sócio-econômicas ocorridas nessas regiões. O histórico dos municípios teve como fonte a Secretaria-Geral de Planejamento do Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro (TCE-RJ, 2011).

Armação de Búzios e Cabo Frio pertencem à região das Baixadas Litorâneas e têm respectivamente área total de 71,7 km², o que corresponde a 1,3% da área da região das Baixadas Litorâneas e 410,6 km², o que equivale a 7,6% da área da região. Armação de Búzios teve origem com uma pequena aldeia de pescadores, vinculada a Cabo Frio, do qual era sede distrital até o ano de 1997. O município teve seu perfil modificado somente após 1960, sendo fortemente impulsionado pelo turismo nacional e internacional e pelas residências de veraneio. Cabo Frio teve sua economia baseada na indústria do sal, da pesca e do turismo e, principalmente com a implantação da rodovia e estrada de ferro.

Localizados na Baixada Litorânea, os municípios de Casimiro de Abreu e Rio das Ostras têm respectivamente área total de 455,9 km², representando 8,4% da área da região e 230,4 km², correspondentes a 4,2% da área da região. Casimiro de Abreu tinha sua estrutura econômica baseada na agricultura. A implantação de estrada de ferro ligando o município à capital foi fundamental na estruturação da cidade, originando um pequeno núcleo de comércio junto à estação ferroviária. Rio das Ostras teve um desenvolvimento progressivo devido à atividade da pesqueira. Atualmente, situa-se entre dois pólos: turístico-comercial (Região dos Lagos) e petrolífero-canavieiro (Campos e Macaé), o que influencia de forma diferente seu processo de desenvolvimento.

Campos dos Goytacazes pertence à região Norte Fluminense e possui a maior área do Estado do Rio de Janeiro, uma área total de 4.040,6 km², correspondentes a 41,4% da área da região Norte Fluminense. A pecuária sempre manteve papel importante na economia da região, ao passo que a cana-de-açúcar se expandiu com o aparecimento da ferrovia, em 1837. O município foi o maior beneficiado com a descoberta de petróleo e gás natural na Bacia de Campos, na década de 1970, visto que é o que mais recebe royalties e participação especial de petróleo.

Macaé pertence à região Norte Fluminense e tem uma área total de 1.219,8 km², correspondentes a 12,5% da área da região Norte Fluminense. Macaé teve como base de sua economia por muitos anos a produção da cana-de-açúcar e do café, a pecuária e a extração do pescado. A partir da década de 70, com a descoberta de petróleo na região e com a chegada da Petrobras, o município passou a viver um novo momento econômico, tornando-se base da exploração de petróleo na Bacia de Campos e formando um grande aglomerado petrolífero na região.

O município de Carapebus encontra-se ligado a Macaé, município ao qual pertencia até 1997, como sede distrital. Sua economia, da mesma forma que Macaé, esteve associada à cultura da cana-de-açúcar, tornando-se um dos centros mais prósperos da região, e tendo a Usina de Carapebus, fundada em 1927, como a primeira fonte de emprego e renda do município. Pertencente à região Norte Fluminense, o município possui área total de 310,6 km², correspondentes a 3,2% da área da região Norte Fluminense.

Quissamã encontra-se ligado à Macaé, ao qual pertencia até recentemente como sede distrital. Com a emancipação do município, em 1989, retomou o seu desenvolvimento, proporcionado principalmente pelos royalties e participação especial do petróleo. A cultura da cana desenvolveu-se na região de maneira que chegou a ter sete engenhos de médio porte em suas fazendas. Quissamã pertence à região Norte Fluminense, ocupa área total de 724,2 km², o que corresponde a 7,4% da área da região Norte Fluminense.

Localizado no Norte Fluminense, o município de São João da Barra tem área total de 457,8 km², correspondentes a 4,7% da área da região. São João da Barra teve como atividade primária o cultivo da cana-de-açúcar. Atualmente, a cidade concorre com o centro polarizador de Campos, que contribui para que a cidade perca sua importância portuária, passando a desempenhar um centro de comércio e serviços da população, em sua maioria dedicada à agropecuária. Mais uma vez um porto, desta vez marítimo, promete transformar o município em importante instrumento para a indústria petrolífera.

V.2 – Indicadores qualitativos para avaliar o grau de transferência subnacional das rendas dos hidrocarbonetos.

Conforme exposto, os indicadores qualitativos criados foram usados para explicar a transferência de participações governamentais entre as esferas de governo nos países selecionados. Os mesmos indicadores serão usados neste tópico para analisar o caso Brasileiro, a fim de justificar o recebimento dessa renda pelos estados e municípios produtores de hidrocarbonetos.

A função que considera os indicadores está representada abaixo:

f { (a) - atribuições/ autonomia dos governos locais; (b) pressão populacional, social do país pelas rendas do petróleo; (c) propriedade local do recurso; (d) impactos sócio-ambientais (locais) da indústria do petróleo}.

$$\frac{df}{da} > 0 \text{ (I)}$$

$$\frac{df}{db} < 0 \text{ (II)}$$

$$\frac{df}{dc} > 0 \text{ (III)}$$

$$\frac{df}{dd} > 0 \text{ (IV)}$$

Sendo f a função que determina o maior grau de transferência subnacional das rendas petrolíferas.

V.2.1- Atribuição /autonomia dos governos locais

O primeiro indicador aborda a questão da autonomia e atribuições dos governos locais. No Brasil, os entes da federação têm autonomia para a cobrança de tributos e responsabilidade no fornecimento de bens e serviços. A atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos acarreta em um aumento das atribuições, responsabilidades e gastos dos governos locais, principalmente com o fornecimento de bens e serviços e com medidas de mitigação de impactos ambientais. Dessa forma, essas esferas de governo deveriam ter uma maior arrecadação a fim de compensar o aumento dos gastos.

Para analisar o caso dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos, propõe-se levantar a evolução de suas despesas e receitas totais, com destaque para os royalties e participação especial, na tentativa de quantificar o possível impacto da chegada da indústria petrolífera. A Tabela 9 apresenta o recebimento dos royalties e participação especial por esses municípios entre os anos de 2005 e 2010.

Tabela 9: Evolução da repartição dos Royalties e participação especial dos municípios

Município	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Participação no total dos Royalties e PE em 2010 (%)
	em R\$ mil						
Armação de Búzios	57.164,7	68.020,2	57.025,2	71.930,0	42.714,1	53.507,5	1,6
Cabo Frio	183.750,9	263.719,2	207.304,9	221.098,8	131.259,1	183.786,3	5,5
Campos dos Goytacazes	842.474,6	1.023.112,9	890.977,0	1.300.212,1	921.771,8	1.097.471,7	33,0
Carapebus	35.465,9	39.913,5	33.108,0	39.179,5	23.801,9	29.384,0	0,9
Casimiro de Abreu	66.256,7	101.319,9	77.687,0	91.916,2	56.748,3	70.893,3	2,1
Macaé	437.333,1	498.502,5	406.461,1	557.133,9	373.476,4	447.324,7	13,4
Quissamã	94.575,0	102.619,5	143.130,0	166.896,0	96.416,8	92.536,2	2,8
Rio das Ostras	329.421,6	385.088,0	272.095,5	376.708,9	243.435,8	300.266,5	9,0
São João da Barra	56.875,1	65.861,7	53.088,9	162.607,0	166.569,3	203.134,0	6,1

Fonte: Elaboração própria a partir da Aequus Consultoria, 2011

Nota: Os dados foram atualizados pelo IPCA, utilizando-se índices médios anuais, corrigindo-se os valores para preços de 2010.

Analisando os dados, nota-se que os municípios selecionados receberam quase 75% do total dos royalties e participação especial, repartidos entre os 92 municípios do estado do Rio de Janeiro. De fato, esse valor representa que a distribuição dessa renda é concentrada em poucos municípios do estado. Ademais, acompanhando a evolução dessa distribuição no período da análise, observa-se que o repasse desses recursos aumentou, chegando no caso de São João da Barra a quase 258% de crescimento em cinco anos. O município de Campos dos Goytacazes e Macaé são os maiores beneficiários da renda do petróleo, recebendo em 2010, respectivamente 33,0% e 13,4% do total dos royalties e participação especial, distribuídos entre os municípios.

A evolução da receita total arrecadada por esses municípios está representada abaixo, na Tabela 10, com o propósito de demonstrar a relevância dessa arrecadação no total das receitas dos municípios.

Tabela 10: Evolução das Receitas totais arrecadadas por município de 2005-2010

Município	2005	2006	2007	2008	2010	Receita Total per capita 2010 em R\$	Participação dos royalties na Receita Total em 2010 (%)	Participação da PE na Receita Total em 2010 (%)
	em R\$ mil							
Armação de Búzios	112.268,00	128.046,80	127.617,80	143.857,40	136.844,80	4.969,30	32,0%	7,1%
Cabo Frio	389.836,80	486.832,00	469.934,90	493.276,00	504.546,50	2.709,40	23,6%	12,8%
Campos dos Goytacazes	1.276.900,40	1.497.837,70	1.422.367,30	1.842.381,30	1.867.255,10	4.028,10	25,8%	33,0%
Carapebus	59.815,70	64.823,50	60.341,40	71.852,50	65.250,70	4.888,40	42,1%	2,9%
Casimiro de Abreu	122.089,50	160.408,40	142.664,50	166.491,80	174.361,40	4.929,20	27,6%	13,0%
Macaé	835.099,90	966.655,70	1.031.062,90	1.267.797,00	1.356.049,10	6.558,90	26,3%	6,7%
Quissamã	154.102,50	163.884,50	218.451,00	177.469,30	190.871,70	9.428,60	38,0%	10,5%
Rio das Ostras	467.438,10	528.971,90	425.334,40	546.984,10	508.942,40	4.812,40	26,7%	32,3%
São João da Barra	87.780,50	100.647,50	104.360,30	218.563,70	273.414,40	8.344,20	36,0%	38,3%

Fonte: Elaboração própria a partir da Aequus Consultoria, 2011.

Nota: Os dados foram atualizados pelo IPCA, utilizando-se índices médios anuais, corrigindo-se os valores para preços de 2010.

Dos municípios analisados, surpreende o peso dos royalties e da participação especial no total das receitas arrecadadas. Com relação à dependência dos royalties, o percentual dessa renda na receita total em 2010 variou de 24% a 42%. Já a arrecadação da participação especial representou entre 3% e 38% na receita total desses municípios em 2010. Os valores confirmam a elevada dependência dos municípios por essas participações governamentais, que varia de aproximadamente 33% para quase 75% da receita total, no caso de São João da Barra. Assim, infere-se que no período analisado, as receitas totais aumentaram consideravelmente, acompanhadas pelo aumento da arrecadação e dependência da atividade petrolífera.

Os municípios do estado do Rio de Janeiro recebem além dos royalties, da participação especial e das receitas próprias, uma parcela das receitas advindas de transferências da União e dos Estados. As Transferências intergovernamentais podem ser subdivididas em: Transferências Constitucionais e Repasses. Dentre as transferências constitucionais, as mais representativas em termos de receita são: a quota-parte do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o Fundo de Participação de Municípios (FPM) e o Fundo de Manutenção e Desenvolvimento do Ensino Fundamental e de Valorização do Magistério (FUNDEF). Nos repasses, destacam-se os convênios, como o do SUS.

Além de os royalties e participação especial representarem um percentual elevado na receita total desses municípios, esses ainda são beneficiados com o recebimento de recursos do Fundo de Participação dos Municípios (FPM).

O FPM é uma transferência redistributiva obrigatória da União para todos os municípios, representando uma importante fonte de transferência para esses entes. A distribuição do FPM é repartida na seguinte proporção: 10% para os municípios capitais, 3,6% para os municípios do interior com população acima de 156.216 habitantes, ou seja, municípios com grande população e 86,4% para os municípios do interior. Os critérios de repartição do FPM beneficiam, sobretudo, os pequenos municípios, já que o cálculo para os coeficientes de participação para os municípios das capitais são calculados de forma proporcional à população e inversamente à renda *per capita* do estado (SANTOS et al,2001).

A mais importante fonte de arrecadação para os municípios provém de transferência estadual, a quota parte do ICMS. As transferências desse imposto são realizadas com base no repasse de $\frac{1}{4}$ proporcionalmente ao valor adicionado pelo território de cada município. Dessa forma, os municípios mais beneficiados pela quota-parte do ICMS são aqueles onde o desempenho econômico é melhor e não aqueles que estão expandindo sua população sem uma base econômica local, como é o caso de muitas das cidades situadas na periferia de regiões metropolitanas. Nessa área, a demanda por investimentos em infraestrutura é intensa sem uma correspondente contrapartida de recursos necessários para o seu financiamento (SANTOS et al, 2001).

Assim, a Tabela 11 sintetiza a dependência em percentual das transferências da União e dos estados em 2006 dos municípios selecionados. De acordo com a tabela, nesse ano, a dependência das transferências na receita total pelo município de Carapebeus foi de 33%, o que demonstra ser elevada. Em média, os municípios confrontantes com a Bacia de Campos receberam um percentual de 24,4% dessas transferências no total de suas receitas.

Tabela 11: Dependência dos Municípios das Transferências na Receita Total em 2006

Município	% da Transferência da União na Receita Total	% da Transferência dos Estados na Receita Total	% das Transferências na Receita Total
Armação de Búzios	9,7%	15,2%	24,9%
Cabo Frio	8,6%	17,6%	26,1%
Campos dos Goytacazes	4,4%	12,0%	16,4%
Carapebus	8,2%	24,8%	33,0%
Casimiro de Abreu	6,0%	18,9%	24,9%
Macaé	5,4%	17,0%	22,4%
Quissamã	6,8%	24,8%	31,5%
Rio das Ostras	4,3%	7,4%	11,7%
São João da Barra	8,8%	20,0%	28,9%

Fonte: Elaboração própria a partir da Fundação CIDE (2010 a).

A Tabela 12 abaixo apresenta a composição da receita total nos anos de 2006 e 2010. Da receita total, a arrecadação dos royalties e participação especial representa a maior parte das receitas. Em alguns dos municípios analisados, os tributos representam uma parcela importante da arrecadação, principalmente para Macaé e Armação de Búzios. Observa-se também uma correlação inversa entre os *royalties* e participação especial e a receita tributária. Quanto maior a arrecadação de royalties e participação especial na composição das receitas municipais, menor é a participação da arrecadação de tributos (CRUZ, 2003 *apud* PIZZOL & FERRAZ, 2010).

Tabela 12: Evolução da Composição da Receita total

Município	Receita Tributária	Royalties e PE	FPM	QPM ICMS	Outras	Receita Tributária	Royalties e PE	FPM	QPM ICMS	Outras
	em 2010 (%)					em 2006 (%)				
	Armação de Búzios	18,3	39,1	6,9	15,1	20,6	15,9	53,1	5,0	10,1
Cabo Frio	12,4	36,4	7,1	17,6	26,4	10,1	54,2	5,8	10,9	19,0
Campos dos Goytacazes	7,1	58,8	1,9	12,6	19,6	5,6	68,3	2,0	9,8	14,3
Carapebus	2,1	45,0	8,3	36,4	8,2	2,4	61,6	5,0	23,2	7,8
Casimiro de Abreu	5,4	40,7	6,2	27,0	20,9	3,1	63,2	4,9	16,6	12,3
Macaé	26,0	33,0	2,7	21,2	17,2	17,4	51,6	2,9	14,5	13,6
Quissamã	3,1	48,5	4,2	39,0	5,2	2,7	62,6	3,3	25,2	6,2
Rio das Ostras	9,1	59,0	4,0	10,2	17,8	6,4	72,8	2,0	5,1	13,7
São João da Barra	4,3	74,3	3,9	9,7	7,8	2,5	65,4	8,5	17,4	6,2

Fonte: Aequus Consultoria, 2011.

As despesas dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos também serão analisadas, por meio da Tabela 6. O levantamento das despesas tem como objetivo confrontá-las com as receitas e apurar se os municípios poderiam custear suas atividades sem o recebimento dos royalties.

Tabela 13: Evolução da Despesa Total arrecadados por município 2005-2010

Município	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Despesa Total per capita 2010
	em R\$ mil						
Armação de Búzios	105.654,3	132.650,5	127.807,7	143.331,1	122.170,2	137.469,7	4.992,0
Cabo Frio	375.378,8	490.408,6	457.759,0	489.847,0	389.754,8	486.651,2	2.623,3
Campos dos Goytacazes	1.069.501,1	1.367.146,8	1.611.461,1	1.694.493,0	1.174.704,8	1.876.758,9	4.048,7
Carapebus	53.362,3	66.201,1	67.496,9	69.190,1	59.965,4	63.617,1	4.766,0
Casimiro de Abreu	109.716,6	157.566,7	150.171,1	156.041,7	128.900,9	163.138,3	4.611,9
Macaé	781.094,1	918.363,9	974.010,2	1.129.717,4	1.108.338,9	1.156.982,6	5.596,1
Quissamã	148.698,6	165.375,1	209.684,1	261.563,0	183.337,3	182.572,1	9.018,6
Rio das Ostras	431.600,1	60.582,2	456.412,9	515.809,2	408.455,5	434.052,3	4.104,2
São João da Barra	92.780,7	100.487,3	125.474,4	172.518,6	299.044,6	271.897,2	8.297,9

Fonte: Elaboração própria a partir da Aequus Consultoria, 2011.

Nota: Os dados foram atualizados pelo IPCA, utilizando-se índices médios anuais, corrigindo-se os valores para preços de 2010.

Da mesma forma que as receitas totais, as despesas totais dos municípios analisados também tiveram um aumento significativo no período analisado. No entanto, não se pode associar a elevação das despesas totais à consolidação da indústria do petróleo, apenas afirmar que essa contribui, de fato, para o aumento dos gastos com bens e serviços.

A Tabela 14 apresenta as despesas totais por rubrica nos anos de 2006 e 2010 em percentual. A maior parte dos gastos municipais se refere a despesas com pessoal, que inclui aposentadorias, pensões, salários-família, obrigações patronais e contribuições para entidades fechadas de previdência. Cabe destacar que as despesas com investimentos representam um percentual muito pequeno, quando comparado com as despesas com custeio, pessoal e juros a amortização da dívida, variando entre 3,2% até 24,8%. Tal fato demonstra uma menor preocupação dos municípios para com a sustentabilidade de suas regiões quando do esgotamento do petróleo (Aequus Consultoria, 2011 e 2007).

Tabela 14: Evolução da Composição da Despesa Total por rubrica

Município	Pessoal	Custeio	Investimentos	Juros e amortização da dívida	Pessoal	Custeio	Investimentos	Juros e amortização da dívida
	em 2010 (%)				em 2006 (%)			
	Armação de Búzios	52,3	39,2	7,0	1,4	44,9	44,0	9,5
Cabo Frio	50,8	39,9	7,7	1,7	44,8	36,1	18,2	0,9
Campos dos Goytacazes	32,7	41,1	24,8	1,4	43,0	35,6	20,5	0,9
Carapebus	54,9	40,7	3,2	1,1	44,2	48,9	5,8	1,1
Casimiro de Abreu	43,6	43,8	12,0	0,6	25,2	56,5	17,9	0,5
Macaé	38,7	47,0	13,5	0,9	40,6	46,1	13,3	0,0
Quissamã	43,5	49,9	5,3	1,3	34,1	58,1	7,7	0,1
Rio das Ostras	32,0	43,1	24,3	0,5	16,3	33,2	50,6	0,0
São João da Barra	29,0	45,2	24,8	1,1	36,9	55,3	5,5	2,2

Fonte: Elaboração própria a partir da Aequus Consultoria, 2011 e 2007

Nota: A despesa com custeio exclui a despesa com pessoal, analisada separadamente devido a sua representatividade nos gastos municipais.

O investimento per capita realizado pelos municípios confrontantes com a Bacia de Campos entre os anos de 2005 e 2009 está apresentado na Tabela 15. Esses valores têm variado bastante entre os mesmos, tendo sido menor em 2009 quando comparado a 2005 em todos os municípios, exceto em Macaé e São João da Barra. Dessa forma, a redução dos investimentos per capita contraria a justificativa para o recebimento da renda pelos municípios, já que os municípios deveriam investir em atividades que gerem uma renda futura para quando do esgotamento do petróleo, principalmente pela elevada dependência desses pelas participações governamentais da E&P de petróleo.

Tabela 15: Investimentos per capita dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos de 2001 a 2009

Município	2005	2006	2007	2008	2009
	em R\$				
Armação de Búzios	352,1	526,9	387,2	225,8	172,0
Cabo Frio	343,7	540,1	430,7	304,0	104,5
Campos dos Goytacazes	424,9	653,2	882,4	910,3	397,7
Carapebus	438,5	367,3	359,8	478,1	86,7
Casimiro de Abreu	343,7	1.046,5	342,0	409,0	209,0
Macaé	963,9	759,3	658,9	593,6	980,9
Quissamã	946,4	789,6	1.663,1	2.349,1	629,1
Rio das Ostras	4.016,2	6.087,8	2.145,8	1.388,5	533,2
São João da Barra	211,1	193,5	350,8	1.083,2	3.856,8

Fonte: Elaboração própria a partir da Aequus Consultoria, 2011 e Fundação CIDE. 2010 a, com dados do IBGE.

Nota: Os dados foram atualizados pelo IPCA, utilizando-se índices médios anuais, corrigindo-se os valores para preços de 2010.

Com o objetivo de verificar se os municípios têm investido para fornecer adequada infraestrutura urbana, gerando conseqüente melhora no desenvolvimento de suas regiões, a Tabela 16 apresenta dados de serviços coletivos básicos dos municípios analisados.

Tabela 16: Dados de infraestrutura, por tipo, segundo as Regiões de Governo e municípios em 2010

Regiões de Governo e municípios	Domicílios particulares permanentes (1)								
	Total	Abastecimento de água		Destino do lixo		Existência de energia elétrica		Tipo de esgotamento sanitário	
		Rede geral de distribuição	Deficiente	Coletado	Deficiente	Tinham	Carente	Rede geral de esgoto ou pluvial ou fossa séptica	Deficiente
Estado	5 243 029	84,6%	15,4%	96,9%	3,1%	99,9%	0,1%	86,3%	13,7%
Região Metropolitana	3 905 923	87,6%	12,4%	97,3%	2,7%	99,9%	0,1%	89,7%	10,3%
Região Noroeste Fluminense	104 844	82,4%	17,6%	88,4%	11,6%	99,9%	0,1%	95,0%	5,0%
Região Norte Fluminense	267 609	71,2%	28,8%	94,1%	5,9%	99,8%	0,2%	82,2%	17,8%
Campos dos Goytacazes	142 416	74,0%	26,0%	95,8%	4,2%	99,8%	0,2%	86,2%	13,8%
Carapebus	4 151	41,5%	58,5%	87,2%	12,8%	99,3%	0,7%	69,6%	30,4%
Macaé	66 890	78,9%	21,1%	98,0%	2,0%	99,9%	0,1%	66,0%	34,0%
Quissamã	6 228	71,9%	28,1%	94,9%	5,1%	99,9%	0,1%	78,2%	21,8%
São João da Barra	10 629	71,0%	29,0%	93,6%	6,4%	99,7%	0,3%	69,2%	30,8%
Região Serrana	267 140	65,8%	34,2%	96,6%	3,4%	99,8%	0,2%	64,1%	35,9%
Região das Baixadas Litorâneas	259 521	70,8%	29,2%	95,8%	4,2%	99,7%	0,3%	64,3%	35,7%
Armação dos Búzios	9 012	80,3%	19,7%	98,5%	1,5%	99,9%	0,1%	93,9%	6,1%
Cabo Frio	59 443	69,4%	30,6%	97,4%	2,6%	99,8%	0,2%	98,8%	1,2%
Casimiro de Abreu	11 489	90,5%	9,5%	98,4%	1,6%	99,9%	0,1%	92,2%	7,8%
Rio das Ostras	34 666	60,8%	39,2%	99,4%	0,6%	99,9%	0,1%	84,0%	16,0%
Região do Médio Paraíba	274 877	90,7%	9,3%	98,1%	1,9%	99,8%	0,2%	83,1%	16,9%
Região Centro-Sul Fluminense	86 415	76,5%	23,5%	94,9%	5,1%	99,8%	0,2%	84,3%	15,7%
Região da Costa Verde	76 700	81,2%	18,8%	97,8%	2,2%	99,1%	0,9%	82,1%	17,9%

Fonte: Elaboração própria a partir da Fundação Centro Estadual de Estatísticas, pesquisas e formação de servidores públicos do Rio de Janeiro (CIDE). 2010 a.

Conforme verificado na Tabela, os municípios confrontantes com a Bacia de Campos em 2010 apresentaram percentuais elevados de domicílios com deficiência de infraestrutura geral, muito superior a diversos outros municípios das regiões do estado do Rio de Janeiro. Além disso, percebe-se que os municípios beneficiados com a renda dos royalties ainda têm serviços básicos muito deficientes, com destaque para abastecimento de água e esgotamento sanitário. Os dados mostram que os municípios beneficiados com os royalties de petróleo têm deficiências de infraestrutura que podem estar associadas em grande parte a pressão do crescimento populacional dos mesmos, decorrente da chegada da indústria do petróleo. Para confirmar a afirmação, a evolução da população nos municípios confrontantes com a Bacia de Campos está apresentada na Tabela 17.

**Tabela 17: Crescimento da população residente segundo regiões e municípios
1991-2010**

Regiões de Governo e municípios	2000	2009	2010	2000/2009 (%)	2000/2010 (%)	Crescimento Absoluto
Média da Região Metropolitana	572 066	624 411	622 932	9,2%	8,9%	50.866
Média da Região do Noroeste Fluminense	22 900	24 881	24 423	8,7%	6,7%	1.523
Média da Região Norte Fluminense	77 643	90 120	94 391	16,1%	21,6%	16.748
Campos dos Goytacazes	406 989	434 008	463 731	6,6%	13,9%	56.742
Carapebus	8 666	11 935	13 359	37,7%	54,2%	4.693
Macaé	132 461	194 412	206 728	46,8%	56,1%	74.267
Quissamã	13 674	19 873	20 242	45,3%	48,0%	6.568
São João da Barra	27 682	30 606	32 747	10,6%	18,3%	5.065
Média da Região Serrana	53 714	58 787	57 545	9,4%	7,1%	3.830
Média da Região da Baixada Litorânea	46 713	65 850	67 556	41,0%	44,6%	20.842
Armação dos Búzios	18 204	28 652	27 560	57,4%	51,4%	9.356
Cabo Frio	126 828	186 004	186 227	46,7%	46,8%	59.399
Casimiro de Abreu	22 152	30 564	35 347	38,0%	59,6%	13.195
Rio das Ostras	36 419	96 620	105 676	165,3%	190,2%	69.257
Média da Região Médio Paraíba	65 433	74 049	71 266	13,2%	8,9%	5.833
Média da Região Centro-Sul Fluminense	25 410	27 332	27 223	7,6%	7,1%	1.812
Média da Região Costa verde	57 897	78 974	81 167	36,4%	40,2%	23.269
Média dos municípios do estado do Rio de Janeiro	100.873,6	122.181,0	125.771,6	21,1%	24,7%	24.898

Fonte: Elaboração própria a partir da Fundação CIDE, 2010 a, com dados do IBGE.

De acordo com a Tabela, pode-se observar que o crescimento médio dos municípios do estado do Rio de Janeiro entre 2000 e 2010 foi de 24,7%. Com relação à média das Regiões do estado, a região da Baixada Litorânea teve o maior crescimento populacional relativo no período, explicado pelo aumento maior da população nos municípios confrontantes com a Bacia de Campos. Apesar de a média da Região Norte Fluminense ser menor do que a média dos municípios do estado, os municípios confrontantes com a Bacia de Campos tiveram um crescimento populacional superior à média dos municípios do estado, com exceção de Campos dos Goytacazes e São João da Barra. Os municípios de Macaé, Rio das Ostras, Cabo Frio e Campos dos Goytacazes foram aqueles com maior crescimento populacional absoluto no período.

A Tabela 18 abaixo resume as despesas e receitas dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos, bem como seus resultados orçamentários no ano de 2010. Observa-se que os municípios de Campos dos Goytacazes e Armação de Búzios tiveram déficit no ano em questão, demonstrando que, a despeito de serem grandes beneficiários com a renda dos royalties de petróleo, ambos obtiveram um resultado negativo. Os outros municípios apesar de superavitários, não estariam em boa situação fiscal caso não recebessem essa participação governamental, uma vez que essa representa em média 31% das suas receitas totais.

Tabela 18: Resultado orçamentário dos municípios do Estado do Rio de Janeiro em 2010

Municípios	Receita Total							Pessoal	Custeio	Investimento	Juros e Amortização da Dívida	Despesa total	Resultado orçamentário
	Tributos	FPM	ICMS	Royalties	Participação especial	Outras	Total						
	em mil R\$												
Armação de Búzios	24.993,9	9.423,5	20.668,2	43.857,7	9.649,8	28.251,8	136.844,9	71.959,3	53.948,7	9.613,9	1.947,7	137.469,7	-624,8
Cabo Frio	62.676,7	36.017,8	88.701,4	119.169,3	64.617,0	133.364,4	504.546,6	247.010,2	193.990,2	37.490,1	8.160,7	486.651,2	17.895,4
Campos dos Goytacazes	131.891,3	36.017,8	236.062,5	481.929,8	615.541,9	365.781,7	1.867.225,0	614.007,1	771.416,8	465.006,4	26.328,6	1.876.758,9	-9.533,9
Carapebus	1.385,7	5.384,9	23.750,1	27.482,8	1.901,2	5.346,0	65.250,7	34.947,5	25.914,9	2.056,7	697,9	63.617,1	1.633,6
Casimiro de Abreu	9.335,7	10.769,7	46.997,8	48.143,4	22.749,9	36.365,0	174.361,5	71.128,7	71.432,6	19.644,6	932,5	163.138,3	11.223,2
Macaé	352.711,6	36.017,8	287.301,7	355.997,5	91.327,2	232.693,3	1.356.049,1	447.341,7	543.711,2	155.617,9	10.311,7	1.156.982,6	199.066,5
Quissamã	5.995,5	8.077,3	74.408,2	72.555,4	19.980,8	9.854,5	190.871,7	79.458,4	91.034,5	9.618,0	2.461,2	182.572,1	8.299,6
Rio das Ostras	46.066,3	20.193,2	52.005,1	135.674,7	164.591,8	90.411,3	508.942,4	139.112,5	187.194,9	105.634,9	2.110,1	434.052,3	74.890,1
São João da Barra	11.709,0	10.769,7	26.527,3	98.300,7	104.833,3	21.274,4	273.414,4	78.850,0	122.781,8	67.306,7	2.959,1	271.897,2	1.517,2

Fonte: Elaboração própria a partir da Aequus Consultoria, 2011

Nota: Os dados foram atualizados pelo IPCA, utilizando-se índices médios anuais, corrigindo-se os valores para preços de 2010.

V.2.2 - Pressão populacional/social pelas rendas do petróleo

No país existem disparidades inter-regionais¹⁴ e intrarregionais. Tais disparidades são enormes e explicadas, dentre outros fatores, pela diferença no desenvolvimento das regiões, que em grande parte se relaciona com a rentabilidade das atividades econômicas e pela desigualdade na localização dos recursos, como o petróleo. Essas desigualdades podem explicar a pressão elevada que os municípios que não são beneficiados com a renda dos hidrocarbonetos exercem sobre os municípios beneficiados.

Como no Brasil, esses recursos se concentram em poucas regiões, e a renda gerada pela E&P de petróleo tem peso relevante no orçamento dos municípios, existe grande pressão por sua repartição. A pressão pela riqueza se intensificou com a descoberta de reservas gigantes de hidrocarbonetos na Camada Pré-Sal, tendo a repartição dos royalties de petróleo entre os entes da federação sido alvo de intensos debates, conforme apresentado no capítulo anterior.

Para determinar a diferença no nível de desenvolvimento dos municípios, utiliza-se o índice de desenvolvimento municipal (IDH-M). O IDH-M é uma adaptação do IDH, índice utilizado para auferir o nível de desenvolvimento dos municípios, por meio da utilização dos mesmos indicadores, porém com adaptações metodológicas e conceituais, para torná-los mais adequados na avaliação de regiões menores.

Cabe então avaliar, se a renda dos royalties está favorecendo o desenvolvimento dos municípios beneficiados. Para isso, a evolução do Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M) dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos entre 1991 e 2000 será analisada, comparando sua variação com os outros municípios. Busca-se uma relação entre a evolução do recebimento da renda dos royalties com o IDH-M.

A Tabela 19 mostra a evolução do IDH-M para os anos de 1991 e 2000. Pode-se observar no período analisado, uma melhora de alguns dos municípios beneficiados com os recursos derivados da exploração e produção de petróleo, como é o caso de Cabo Frio e Armação de Búzios. Esses dois municípios foram os que apresentaram melhor colocação no IDH-M de 2000.

¹⁴ As disparidades inter-regionais foram tratadas no capítulo anterior, onde se analisaram os estados brasileiros.

No entanto, observa-se que o desempenho dos maiores municípios beneficiados com a renda dos royalties e da participação especial piorou: Macaé e Campos dos Goytacazes. O primeiro perdeu sete posições na classificação com outros municípios do estado e o segundo, dez posições.

Tabela 19: Evolução dos Indicadores de Desenvolvimento Humano Municipal e do crescimento populacional 1991-2000

Município	IDH-M 1991	Classificação na UF	Classificação Nacional	População residente 1991	IDH-M 2000	Classificação na UF	Classificação Nacional	População Residente 2000
Macaé	0,729	10	621	93.657	0,790	17	815	132 461
Cabo Frio	0,717	20	859	76.311	0,792	11	751	126 828
Casimiro de Abreu	0,693	37	1390	15.650	0,781	24	1020	22 152
Armação de Búzios	0,689	40	1475	8.604	0,791	12	785	18 204
Campos dos Goytacaz	0,684	44	1579	376.290	0,752	54	1818	406 989
São João da Barra	0,684	45	1590	20.847	0,723	81	2573	27 682
Rio das Ostras	0,681	46	1658	18.195	0,775	34	1188	36 419
Carapebus	0,649	76	2347	7.238	0,741	62	2134	8 666
Quissamã	0,641	79	2511	10.467	0,732	74	2374	13 674

Fonte: PNUD, 2003 e Fundação CIDE, 2010.

Pode-se depreender que a aplicação dos royalties pelos municípios beneficiados não foi compensada pela pressão sócio-econômica da atividade de exploração e produção de petróleo, em parte explicada pelo elevado crescimento populacional sofrido por esses municípios. O município de Macaé teve um crescimento populacional de 41,4% entre 1991 e 2000, crescimento superior à média dos municípios do estado do Rio de Janeiro no período, que foi de 12,4%. Já o município de Campos dos Goytacazes teve um crescimento relativo de 8,2%, sendo, portanto, inferior à média. Porém, o crescimento absoluto de seu município foi o segundo maior no período.

No tocante à classificação nacional, esses dois municípios lograram posições muito aquém, quando comparados com o restante. De fato, o que se pode deduzir pela tabela é que os municípios beneficiados com a renda do petróleo em geral apresentam um melhor IDH-M comparado com outros municípios, o que pode ou não estar correlacionado com as participações governamentais recebidas por esses.

Cabe destacar que, embora os municípios localizados na região produtora de petróleo (Cabo Frio, Búzios e Macaé) estejam mais bem posicionados no ranking do estado do Rio de Janeiro, o IDH não tem o propósito de avaliar os impactos da indústria do petróleo no desenvolvimento humano, sendo um recurso parcial e, portanto, não reflete a realidade por

completo. Ademais, os dados coletados para o IDH-M são antigos e as participações governamentais só tiveram início em 1998, a partir da Lei do Petróleo. Dessa forma, como o IDH-M foi medido dois anos após seu início, não houve tempo para que as participações governamentais arrecadadas pelos municípios influenciassem de maneira significativa nos índices de desenvolvimento, fato que só ocorre no longo prazo (PACHECO, 2003).

Existem estudos que demonstram que alguns municípios que recebem recursos petrolíferos, não o utilizam para promover o desenvolvimento, obtendo muitas vezes desempenho econômico abaixo da média nacional. Essa é a conclusão de um estudo recente da UNESP, intitulado como “Pobres cidades ricas”, realizado em municípios do Norte Fluminense, nas áreas limítrofes dos poços de exploração da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro (NOGUEIRA, 2010).

Segundo o estudo, apesar da riqueza gerada pela atividade de E&P de petróleo, esses municípios apresentam as mesmas deficiências das outras cidades brasileiras não beneficiadas: atendimento à saúde insuficiente, problemas de infraestrutura urbana, déficit de habitação, favelização, pobreza. A situação é conhecida como “paradoxo da abundância”, já que associa um aumento na renda com a permanência de baixos índices de qualidade de vida (NOGUEIRA, 2010).

Esse é um dos inúmeros estudos que analisaram o caso de municípios beneficiados com os royalties de petróleo, a fim de identificar se esse recurso é usado para promover o desenvolvimento dessas regiões. Outro estudo acerca dessa questão foi apresentado por Postali, onde o autor realiza uma análise de diferenças em diferenças, comparando o desempenho nos períodos 1996/99 e 2001/04. O estudo tenta avaliar se os *royalties* repartidos com os municípios contribuíram para o crescimento do PIB desses municípios. O estudo concluiu que o crescimento do PIB *per-capita* foi menor nos municípios que receberam mais recursos do petróleo. Além disso, quanto maior o volume de *royalties* recebidos pelos municípios, menor tende a ser o crescimento econômico do município.

Assim, esses municípios tiveram, em média, um desempenho econômico abaixo da média nacional, demonstrando que apesar da elevada pressão social dos entes não produtores sobre os produtores, a arrecadação dos royalties não tem sido suficiente para promover o desenvolvimento adequado dos municípios que o recebem. Isso pode derivar da má aplicação dos recursos, porém, não anula o fato de que os municípios sofrem pressão sócio-econômica associada ao petróleo.

V.2.3 – Propriedade Local do Recurso

O processo de descentralização fiscal, financeira e política no país teve como principal marco a Constituição de 1988. O princípio de descentralização foi consolidado, pois os municípios passaram a ser entidades administrativas com poderes para gerenciar sua própria política tributária. Dessa forma, a apropriação das receitas de transferências pelos governos municipais aumentou. O processo de descentralização e o pacto federativo têm como bojo o financiamento das instâncias subnacionais de governo. No entanto, dividir recursos e encargos entre os entes da federação pode gerar conflitos, podendo limitar a autonomia dos governos subnacionais (SANTOS et al, 2001).

Existem argumentos favoráveis e desfavoráveis à descentralização, adotando cada país a melhor forma de gestão dos recursos e provisão de bens e serviços de acordo com critérios como políticos, econômicos e sociais, conforme discutidos anteriormente no segundo capítulo. Porém, qualquer que seja a escolha de um país no tocante a repartição de receitas e responsabilidades, é importante ter clareza na definição das funções de cada ente e das fontes de financiamento de cada um deles, para custear suas atividades (SANTOS et al, 2001).

A arrecadação dos municípios realiza-se através de receita tributária própria, como ISS e IPTU, e de transferências intergovernamentais. As transferências intergovernamentais são a principal fonte de arrecadação de grande parte dos municípios de pequeno porte, por possuírem pequena população e baixo nível de rendimento e, assim, não terem como gerar recursos próprios que lhes permitam financiar seus gastos (SANTOS et al, 2001).

Conforme visto no capítulo anterior, a Constituição Federal de 1988 define que a propriedade dos recursos petrolíferos no Brasil pertence à União, porém assegura aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União a participação no resultado da exploração de petróleo e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração. Essa ressalva foi incluída para que os estados e municípios produtores de petróleo fossem compensados pela isenção da arrecadação do ICMS, que é arrecadado no estado consumidor para o caso do petróleo e da energia elétrica, contrariando a regra geral da arrecadação no estado de origem.

Dessa forma, a arrecadação do ICMS do petróleo pelo estado de consumo acarreta em perdas consideráveis aos estados e municípios produtores de petróleo, por esse tributo ser a principal fonte de receita tributária estadual e grande parcela da arrecadação municipal através da quota-parte do ICMS (QPM-ICMS). A quota-parte do ICMS é formada por 25% da arrecadação estadual do ICMS, sendo distribuído aos municípios de acordo com o Índice de Participação dos Municípios (IPM), coeficiente calculado anualmente para cada município no Brasil. Para o estado do Rio de Janeiro, a distribuição da parcela de 25% da QPM-ICMS é feita segundo a Lei Estadual nº 2.664 de 1996, e considera os seguintes critérios: população, área geográfica, receita tributária própria, cota mínima, ajuste econômico e conservação ambiental, com peso diferente para cada um desses critérios (Aequus Consultoria, 2011).

No capítulo anterior, calcularam-se as perdas aproximadas do estado do Rio de Janeiro pela não arrecadação do ICMS do petróleo, entre R\$7 a R\$13 bilhões por ano. Ressalta-se que essa quantia pode aumentar, uma vez que depende da produção e do preço do petróleo. Dessa forma, aplicando o mesmo cálculo aos municípios, observa-se na Tabela 20, que o valor que seria transferido para os municípios do Rio de Janeiro, caso o ICMS do petróleo fosse arrecadado pelo estado produtor seria entre 2,2 bilhão e 4,0 bilhões em 2010. Esse valor foi encontrado aplicando-se 25% ao valor total arrecadado pelos estados.

Tabela 20: Estimativa de Arrecadação do ICMS do petróleo dos estados e municípios produtores de petróleo em mil em 2010

Produção (em mil barris)	Preço médio de referência do petróleo do Estado do RJ (R\$ por barril)	Alíquota	Arrecadação Total do Estado RJ	Arrecadação Total dos Municípios RJ
594.804	123,54	18%	13.226.684,11	3.306.671,03
594.804	123,54	21,95%	16.129.206,46	4.032.301,61
594.804	123,54	12%	8.817.789,41	2.204.447,35
594.804	123,54	13,63%	10.015.539,14	2.503.884,78

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da ANP (2011).

Aplicando-se a arrecadação total, de acordo com a alíquota do ICMS, pelo IPM em 2010 para cada um dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos, encontra-se a perda de cada um desses. Caso o ICMS do petróleo fosse arrecadado pelos estados de origem e, conseqüentemente pelos municípios produtores, isso representaria uma aumento na receita na cifra de milhões de reais para cada município. Esse valor em termos percentuais na arrecadação total varia de acordo com o município e está representado pela Tabela 21 abaixo.

Tabela 21: Estimativa de Arrecadação do ICMS do petróleo dos municípios confrontantes com a Bacia de Campos (em mil R\$) em 2010

Município	Alíquota de 12%	Alíquota de 21,95%	Alíquota de 12% da Receita total	Alíquota de 21,95% da Receita Total	IPM em 2010
Armação de Búzios	8.018,66	14.667,46	5,9%	10,7%	0,00364
Cabo Frio	34.413,56	62.948,13	6,8%	12,5%	0,01561
Campos dos Goytacazes	91.585,37	167.524,90	4,9%	9,0%	0,04155
Carapebeus	9.214,35	16.854,58	14,1%	25,8%	0,00418
Casimiro de Abreu	18.233,78	33.352,62	10,5%	19,1%	0,00827
Macaé	111.464,68	203.887,48	8,2%	15,0%	0,05056
Quissamã	28.868,21	52.804,77	15,1%	27,7%	0,01310
Rio das Ostras	20.176,46	36.906,11	4,0%	7,3%	0,00915
São João da Barra	10.291,82	18.825,45	3,8%	6,9%	0,00467

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da ANP (2011).

Assim, verifica-se que, caso os municípios que tivessem sua atividade afetada pela exploração e produção de petróleo arrecadassem o ICMS do petróleo, esses teriam sua receita aumentada em um percentual mínimo de aproximadamente 4% e máximo de 28%, que contribuiria para melhorar a situação fiscal desses municípios.

V.2.4- Impactos sócio-ambientais provocados pela indústria petrolífera

A atividade de E&P de petróleo gera impactos negativos que devem ser considerados na análise da repartição dos royalties entre as esferas de governo. Uma das justificativas usadas para a repartição dessa renda entre os estados e municípios produtores é a de compensar os impactos sócio-ambientais que a indústria petrolífera produz nessas regiões. No entanto, o recebimento dessa renda não significa que a compensação está sendo feita de forma a corrigir adequadamente os danos da atividade.

V.2.4.1 – Os impactos ambientais da indústria do petróleo

As atividades relacionadas à indústria de petróleo têm elevado risco de impactos ao longo da cadeia produtiva. Por essa razão, a legislação brasileira exige que seja realizado o processo de licenciamento ambiental, de alguns empreendimentos, dentre os quais estão: levantamento de dados sísmicos, exploração, perfuração, a implantação e operação de plataformas, gasodutos, terminais portuários, oleodutos e refinarias (SILVA et al, 2008; IBAMA, 2003).

Os órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental são: o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e Órgãos Estaduais de Meio Ambiente. De acordo com o IBAMA (2011), "o licenciamento ambiental é uma obrigação legal prévia à instalação de qualquer empreendimento ou atividade potencialmente poluidora ou degradadora do meio ambiente".

A Legislação ambiental que trata das atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural, é regulamentada pela Resolução CONAMA nº 23, de 1994. Já para o levantamento de dados sísmicos marítimos, aplicam-se as regras gerais constantes na legislação que rege o licenciamento ambiental em nível federal conforme art. 10, da Lei 6.938 de 1981 (IBAMA, 2003).

V.2.4.1.1 Exemplos de impactos ambientais e penalidades previstas em lei

As penalidades cabíveis às infrações contra o meio ambiente foram consolidadas pela Lei nº 9.605/98, Lei dos Crimes Ambientais e pelo Decreto nº 3.179/99, que a regulamentou. A referida Lei dispõe os crimes contra o meio ambiente, as sanções penais e administrativas derivadas de atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências (IBAMA, 2003).

A Lei 9.966 de 2000 também regula o setor petróleo e dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências (LEI 9966). A Lei fixa uma multa pelo lançamento de óleo, que varia entre um valor mínimo de sete mil reais e o máximo de cinquenta milhões de reais. O teto da referida multa é considerada por especialistas como irrisório, uma vez que é difícil precificar adequadamente os danos, já que são passivos ambientais e, portanto, não são valoráveis. Caso fossem, poderiam ser alvo de contestações a respeito desse valor, o que poderia levar ao aumento das ações judiciais e possível suspensão das atividades devido à insegurança jurídica (FREITAS, 2009).

Freitas (2009) sugere que a compensação seja paga de acordo com os danos ambientais causados e não através do recebimento de royalties de petróleo, já que esse recurso pode ser usado para outras finalidades desassociadas aos impactos provocados pela atividade. Outra ressalva que deve ser feita para o uso dos royalties para a compensação de danos, é que os valores dos royalties estão associados ao preço e a produção de petróleo, que não tem nenhuma relação com os impactos ambientais causados. O ideal seria estipular um valor fixo, de acordo com o volume de óleo derramado. No entanto, um fundo de poupança poderia ser criado, onde uma parcela dos royalties poderia ser destinada para compensar possíveis danos ambientais, bem como promover a equidade intergeracional.

Como exemplos de impactos ambientais relevantes ocasionados pela indústria petrolífera têm-se: os *blow-out*, vazamentos de óleo na plataforma continental, dentre outros. Com o advento da produção de óleo em mar e em águas cada vez mais profundas, os riscos associados à atividade aumentaram, devendo as empresas considerá-los e internalizar-los.

Um exemplo de impacto ambiental causado pela atividade petrolífera foi o acidente ocorrido em 2000, onde 1,3 milhão de litros de óleo vazou na Baía de Guanabara. A mancha se estendeu por mais de 50 km², atingindo o manguezal da área de proteção ambiental (APA) de Guapimirim, praias banhadas pela Baía de Guanabara, diversas espécies de fauna e flora, além de provocar prejuízos à população local (NEVES, 2006). O acidente ocorreu devido uma falha no oleoduto PE-II da Petrobras que levava o óleo da Refinaria Duque de Caxias (REDUC) para o Terminal da Ilha d'água (DTSE). A pesca foi suspensa por um mês, com grandes prejuízos para a comunidade pesqueira da região (NEVES, 2006).

Outro exemplo recente, ocorrido em novembro de 2011, foi o vazamento de óleo no Campo de Frade, na Bacia de Campos, operado pela empresa Chevron. O acidente provocou o derramamento de 2,4 mil barris de petróleo no mar. No total, a empresa foi multada em R\$ 150 milhões: R\$ 100 milhões por parte da Agência Nacional de Petróleo (ANP) e R\$ 50 milhões pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama). Além disso, o Ministério Público Federal em Campos (RJ) entrou com ação civil pública contra a empresa pedindo indenização de R\$ 20 bilhões para reparação de danos sociais e ambientais (INEA, 2011; ÉPOCA, 2011).

De acordo com as Leis e penalidades cabíveis para a atividade petrolífera, a empresa concessionária que explora determinada área deve arcar com o ônus de um possível vazamento de óleo ou resíduos em uma determinada região. Em se tratando de responsabilidade ambiental nas atividades petrolíferas, a Lei nº 6938 de 1981, dispõe sobre a Política Nacional do Meio ambiente e define que a tutela da responsabilidade civil ambiental é estruturada no princípio poluidor-pagador e na responsabilidade objetiva. Assim, independentemente da existência de culpa, o poluidor pagador é obrigado a indenizar e reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados por sua atividade. De acordo com a Lei, o Ministério Público da União e dos Estados terá legitimidade para propor ação de responsabilidade civil e criminal, pelos danos causados ao meio ambiente (Lei 6938/81).

Ademais, a Lei do Petróleo trata do tema na passagem:

Art. 44. O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a: “responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário”.

Dessa forma, mesmo que a concessionária seja responsável legalmente pelos danos causados pela exploração e produção de petróleo, essa compensação pode não ser adequada, em função de alguns impactos ao meio ambiente não serem valoráveis e devido a valores muito baixos para o teto das multas. Sendo assim, apesar de não ser um forte argumento a favor da repartição dos royalties de petróleo aos estados e municípios produtores de petróleo, esse deve ser considerado.

V.2.4.2 – Impactos sociais da indústria de petróleo

No Brasil, os *royalties* do petróleo e a participação especial são uma fonte importante de receita para estados e municípios beneficiários. Alguns municípios produtores de petróleo apresentam baixa arrecadação própria e são altamente dependentes dessas participações governamentais como principal fonte de receita. Todavia, apesar do enorme potencial de investimentos que esse recurso poderia proporcionar, nota-se que esses municípios têm inúmeros problemas, como crescimento populacional acelerado, proporcionado pela atividade petrolífera em uma região, que eleva os custos para suprir bens e serviços decorrentes do adensamento populacional, trazendo como consequência favelização,

elevação do custo de vida e condições precárias de educação, saúde, moradia, saneamento e pavimentação (NETO *apud* FERRAZ & PIZZOL, 2010).

A análise de casos individuais ajuda a elucidar pontos importantes para a discussão sobre a repartição dos royalties de petróleo. Freitas (2009) comparou o desempenho de Campos dos Goytacazes com Macaé, municípios do Rio de Janeiro que recebem a maior parcela da renda petrolífera. Por ser confrontante com os principais poços produtores de petróleo, Campos dos Goytacazes é o maior beneficiado com os royalties e participação especial de petróleo. No entanto, as atividades de apoio, em terra, situam-se majoritariamente no município de Macaé, o que é consistente com a hipótese de que é a atividade petrolífera e não a proximidade com os campos de produção, o fator que atrai imigração.

Conforme visto no capítulo, as populações de Campos dos Goytacazes e de Macaé aumentaram, respectivamente 13,9% e 56,1% entre 2000 e 2010. No entanto, apesar de a população de Campos dos Goytacazes ser maior do que a de Macaé, as receitas tributárias em Macaé superam a de Campos dos Goytacazes. Ressalta-se ainda, que grande parte da infraestrutura construída para auxiliar a atividade de extração do petróleo, como modernização de portos e construção de estradas, é custeada pelo governo federal ou pelas empresas exploradoras (FREITAS, 2009).

Os impactos ocasionados pela indústria petrolífera em um pólo petrolífero ocorrem em pouco tempo, como foi observado em Macaé. O município foi escolhido para abrigar o apoio da atividade, atraindo um grande número de empresas ligadas à exploração, produção e transporte de petróleo e trazendo, por conseguinte, mão de obra oriunda de todo o país. A rapidez da transformação trouxe deficiência na oferta de serviços e infraestrutura para as empresas e população do município. A economia de Macaé era voltada para a pesca e agropecuária, especialmente para o cultivo de cana-de-açúcar e café. No entanto, teve sua base econômica modificada com a descoberta de petróleo, vivenciando uma explosão demográfica, decorrente da elevada migração para a região e crescimento de setores da economia ligados à indústria do petróleo. Esse fato inflacionou o custo de vida no município, com conseqüente especulação imobiliária (LIMA, 2011; TAVARES, 2011).

Apesar disso, o grande contingente de imigrantes de várias partes do Brasil e de outros países em busca de emprego, influenciou o processo cultural do município, modificando o mercado de trabalho da região, já que a migração em busca de emprego e melhores salários, fez com que muitos ficassem desempregados, uma vez que esses não tinham a qualificação exigida (MOTA et al,2007).

O processo de urbanização descontrolado, somado a condições econômicas adversas, que impedem a inserção social de algumas camadas da população, tem como consequência o aumento da violência urbana, processo que foi observado no município de Macaé (SILVA, 2003). Como consequência do aumento populacional desordenado, e aumento da demanda por espaço, habitação, autores como CRUZ, (2003 *apud* PIZZOL & FERRAZ, 2010) citam um aumento expressivo da quantidade de moradores e de domicílios nas áreas de favelas de 1991 para 2000. Em 1991, o município apresentava 10,5% de domicílios em favelas, ao passo que em 2000, esse número se elevou para 16,8%. Dentre os fatores que podem explicar este fenômeno é a maior procura da população de menor faixa de renda por oportunidades de trabalho em Macaé, em função da intensificação de sua economia proporcionada pela atividade petrolífera.

Além disso, o município de Macaé teve um aumento considerável no número de homicídios, aumentando em 1.514% de 2000 para 2009, tornando-se o quinto município com maior número de homicídios da cidade do Rio de Janeiro em 2009 (IPEA, 2010). Conforme sintetiza MOTA et al (2007), o desenvolvimento local de Macaé trouxe muitas transformações ao município, como o aumento do nível de criminalidade, da taxa de homicídio, estupro e tráfico de drogas.

No entanto, a atividade petrolífera também impactou de forma positiva no município, através da criação de empregos em Macaé, podendo ser confirmado pela Tabela 22. Com relação à criação de emprego por atividade econômica, o município de Macaé teve um crescimento significativo dos empregos na indústria extrativa mineral, um aumento de 155% entre 2001 e 2010. Em uma década, a criação de emprego formal no município mais do que dobrou. De forma indireta, a atividade petrolífera impacta no fornecimento de serviços de utilidade pública, que tiveram um crescimento de quase 600% no período.

Tabela 22: Evolução do Emprego formal por setor de atividade econômica em Macaé

Setores de atividades	2001	2008	2010	Crescimento 2001-2010
Extrativa Mineral	10.496	22.562	26.786	155%
Indústria de transformação	3.804	12.145	14.254	275%
Serviços Ind. De Utilidade Pública	88	293	612	595%
Construção civil	8.615	12.518	7.559	-12%
Comércio	6.089	11.898	14.440	137%
Serviços	18.128	35.786	43.148	138%
Administração Pública direta	3.484	7.507	8.527	145%
Agropecuária	391	450	449	15%
Total	51.095	103.569	115.775	127%

Fonte: Elaboração própria a partir do MTE, 2011.

De acordo com a Prefeitura de Macaé, o município tem utilizado a arrecadação dos recursos dos royalties em benefício da população. Os royalties têm sido aplicados em projetos habitacionais, recomposição de rodovias danificadas pelo transporte pesado e abertura de novas vias, construção de hospitais, postos de saúde, infraestrutura para os novos bairros que têm surgido na cidade, saneamento, educação em todos os níveis. Ademais, desde 2005, investimentos em programas habitacionais têm sido realizados, para contemplar o aumento da demanda por habitação no município. Até 2009, foram construídas 1.152 unidades habitacionais, estando previsto a construção de mais quatro mil unidades até o ano de 2012, e mais 2.640 unidades habitacionais para a cidade do Programa “Minha Casa Minha Vida” do Governo Federal (Prefeitura Municipal de Macaé, 2011).

Os recursos dos royalties são utilizados também para custear serviços públicos, e investimentos em diversas obras em Macaé. Um exemplo é o Programa Água Limpa, iniciado em 2009, com investimentos de R\$ 277 milhões, visando ampliar o escoamento das águas pluviais do município, incluindo também investimentos no saneamento da cidade. A prefeitura investe essa arrecadação também no Arco Viário da cidade, e na manutenção da malha viária do município, com a finalidade de melhorar o trânsito e financia também o fornecimento de transporte universitário gratuito para alunos residentes na cidade e que cursam universidades fora do município (Prefeitura Municipal de Macaé, 2011).

Os gastos com os recursos dos royalties em 2009 foram disponibilizados pela Prefeitura de Macaé, podendo ser visualizados na Tabela 23. Pode-se observar que, em 2009, os gastos com custeio foram mais do que o dobro dos gastos com investimentos. Assim, percebe-se que os gastos com custeio estão sendo priorizados em detrimento dos investimentos,

situação preocupante já que o recurso é esgotável e o município depende dessa arrecadação para custear a máquina administrativa. Dos investimentos realizados em 2009 com os recursos dos royalties, a maior parte foi destinada aos investimentos em infraestrutura urbana. No entanto, esse investimento está aquém do patamar necessário para promover o adequado desenvolvimento do município, devido o elevado crescimento populacional.

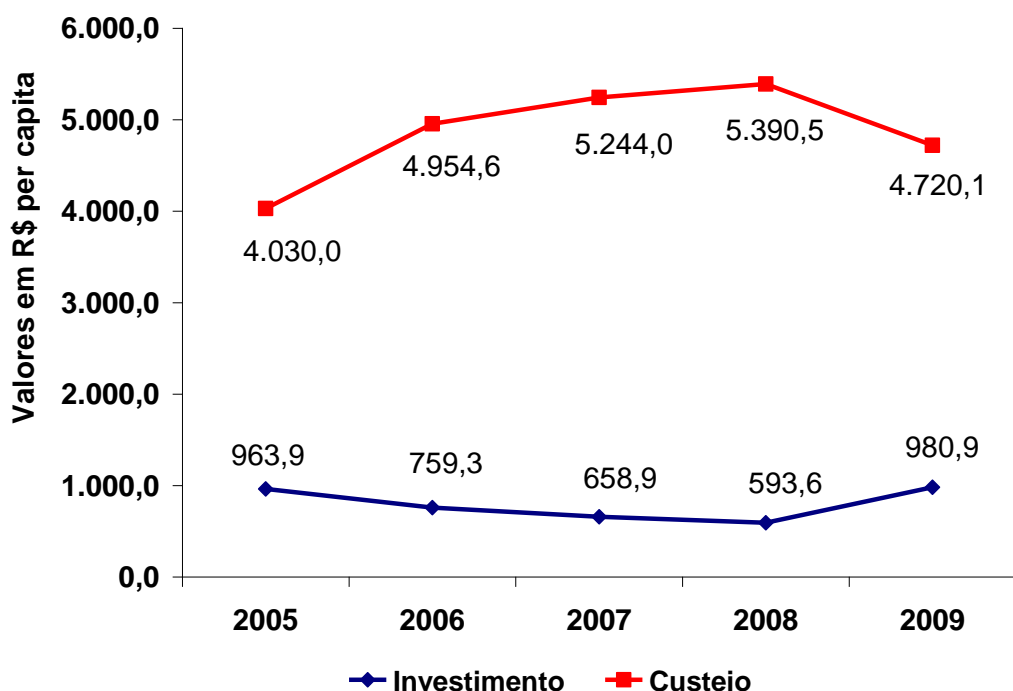
Tabela 23: Gastos com os recursos dos royalties por função em Macaé em 2009

Função	Custeio	Investimentos	Inversões
Administração	73.780.903,01	2.723.674,61	90.000,00
Segurança Pública	280.906,39	1.433.833,28	0,00
Assistência Social	12.566.946,87	464.786,28	0,00
Saúde	35.588.102,38	1.638.722,96	0,00
Trabalho	15.623.575,00	0,00	0,00
Educação	23.471.352,05	2.777.031,90	0,00
Cultura	4.565.316,08	110.591,00	0,00
Direito da Cidadania	245.961,63	3.376.418,57	0,00
Urbanismo			
Adm Geral	6.604.351,44	3.866.358,00	5.921.083,60
Infraestrutura urbana	2.809.490,19	87.442.141,40	0,00
Serviços urbanos	20.295.580,62	2.871.021,23	0,00
Habitação	209.957,78	0,00	0,00
Saneamento	46.471.318,45	28.147,40	0,00
Gestão Ambiental	1.037.938,44	34.785,00	0,00
Ciência e Tecnologia	2.843.100,35	423.262,77	0,00
Comércio e serviços	4.505.588,77	0,00	0,00
Transportes	3.651.007,76	136.933,00	0,00
Desportes e Lazer	2.642.054,42	5.827.235,70	0,00
Total	257.193.451,63	113.154.943,10	6.011.083,60

Fonte: Prefeitura municipal de Macaé, 2010.

O Gráfico 7 comprova que no município de Macaé os gastos com custeio são muito maiores do que os gastos com investimento, chegando a uma diferença de quase 810% em 2008 e tendo uma diferença média de 515% entre 2005 e 2009. Apesar do elevado crescimento populacional no município, os gastos com o custeio da máquina administrativa continuam sendo aproximadamente cinco vezes maior do que os investimentos em geral, que são necessários para acompanhar o crescimento populacional e o aumento da demanda por serviço e infraestrutura.

Gráfico 7: Diferença entre gastos com custeio e investimento per capita em Macaé entre 2005 e 2009



Fonte: Elaboração própria a partir da Aequus Consultoria, 2011 e Fundação CIDE, 2010 a, com dados do IBGE.

Nota: Os gastos com custeio incluem pessoal e juros da amortização da dívida

Pelos dados apresentados, depreende-se a necessidade de intensificar a aplicação do royalty em setores ligados as vocações regionais ou na criação de novas atividades geradoras de renda, com o intuito de promover a sustentabilidade do município.

Sendo assim, fica claro que a atividade petrolífera tem contribuído para modificar a dinâmica de crescimento dos municípios, sem deixar de considerar outros fatores, como o desaquecimento de atividades que historicamente constituíram a base econômica da região, como a agricultura. O deslocamento da população rural para as cidades e a elevada concentração de pessoas no meio urbano foi, sobretudo, responsável por acentuar problemas nessas regiões, como: infraestrutura insuficiente, ausência de áreas adequadas para a ocupação, oferta de trabalho insuficiente, tanto pelo rápido crescimento populacional tanto pela baixa qualificação, contribuindo para o processo de favelização e a marginalização dessa população (CRUZ, 2003 *apud* PIZZOL & FERRAZ, 2010). Ademais, a atividade petrolífera resultou num aumento do custo de vida nestes municípios.

Porém, GIVISIEZ & OLIVEIRA (2007), comentam, que apesar de esses municípios serem considerados ricos, comparando-se com a média dos municípios de mesmo porte, nem sempre têm aplicado as receitas adicionais, em especial os royalties, na resolução de problemas sociais derivados dos impactos provocados pela atividade, e que os mesmos, muitas vezes, tornam-se dependentes em excesso dessas receitas, não fazendo esforço para arrecadar de outras fontes. Sendo assim, a região do Norte fluminense sofreu com a indústria do petróleo, uma vez que essa não é compatível com a atividade econômica anterior, a sucroalcooleira, tendo como consequência o impacto direto sobre o emprego e sobre a renda das famílias.

V.3 - Considerações Finais do Capítulo

O capítulo analisou os municípios confrontantes com a Bacia de Campos, por serem os maiores beneficiados com a arrecadação das rendas petrolíferas, os royalties e as participações especiais, derivados da exploração e produção de petróleo. Aplicaram-se para o caso do Brasil, os mesmos indicadores qualitativos criados anteriormente.

O primeiro indicador abordou as atribuições/ autonomia dos governos locais. No Brasil, cada ente da federação tem responsabilidade no fornecimento de bens e serviços para suas regiões, de modo que para isso necessitam de arrecadação própria. Conforme visto, a atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos acarreta em um aumento das atribuições, responsabilidades e gastos dos governos locais. Com a finalidade de confirmar essa afirmação, foram levantadas as receitas e despesas dos municípios selecionados. Através da evolução das despesas totais, observou-se que os municípios de fato tiveram um aumento em suas despesas com o passar dos anos. Porém não se pode afirmar que esse aumento está relacionado à indústria de petróleo, muito embora seus impactos nas regiões sejam visíveis.

Argumenta-se que o aumento das despesas dos municípios deve ser compensado pelo aumento da receita tributária. No entanto, conforme visto, a maior fonte de receita tributária, o ICMS, é um imposto que para o caso do petróleo é arrecadado pelo estado de consumo, levando a perdas consideráveis de receita aos estados e municípios produtores e, portanto, sendo compensados pela arrecadação dos royalties de petróleo.

Pelos dados apresentados, pode-se concluir que os municípios analisados apresentam elevada dependência das transferências correntes, dos royalties e da participação especial, que representam respectivamente uma média de 25%, 31% e 17%. Com relação ao

resultado orçamentário dos municípios analisados, todos esses apresentariam déficit em suas contas em 2010, caso não recebessem a renda dos royalties, situação que se agravaria com o não recebimento da participação especial.

Ademais, tais municípios apresentam baixo percentual de arrecadação de receitas próprias, se comparada com a arrecadação total. Além disso, esses têm um elevado gasto com pessoal e custeio da máquina administrativa e uma baixa parcela de gastos em investimentos, o que é um aspecto negativo, visto que o petróleo é um recurso esgotável, e os municípios devem investir em atividades para gerar renda futura para quando o recurso se esgotar (CRUZ, 2003 *apud* PIZZOL & FERRAZ, 2010).

Verificou-se também que os municípios confrontantes com a Bacia de Campos, em 2010, apresentaram percentuais elevados de domicílios com deficiência na infraestrutura geral, como no abastecimento de água, destino do lixo, existência de energia elétrica e esgotamento sanitário, muito superior a diversos outros municípios das regiões do estado do Rio de Janeiro. Dessa forma, os dados mostram que o recebimento da renda dos royalties não tem logrado promover o adequado desenvolvimento dessas regiões.

No caso específico de Macaé verificou-se que os diversos impactos negativos provocados pela atividade petrolífera na região não têm sido minimizados de forma suficiente pelo recebimento da renda dos royalties, já que esse utiliza o recurso em grande parte com gastos para custear a máquina administrativa ao invés de gastos com investimentos e, esses últimos estão muito aquém dos patamares necessários para promover a diversificação e o desenvolvimento da região.

Assim, as atribuições e autonomia dos governos locais favorecem a repartição da renda petrolífera entre esses entes, visto que quanto maior forem os gastos derivados da atividade petrolífera maior deve ser a arrecadação. Como essa arrecadação não é feita através de instrumentos impositivos clássicos, como a arrecadação tributária, os royalties passam a ter a finalidade de compensar os estados e municípios produtores de petróleo pela lacuna deixada pelo imposto.

O segundo indicador abordou a pressão populacional, social do país pelas rendas do petróleo. Como no Brasil, esses recursos se concentram em poucas regiões, e a renda gerada pela E&P de petróleo tem peso relevante no orçamento dos municípios, os municípios não produtores de petróleo exercem grande pressão para a repartição dessa renda. Para determinar a diferença no desenvolvimento dos municípios, utilizou-se o IDH-M,

onde se verificou que os municípios beneficiados com a renda do petróleo em geral apresentam um melhor IDH-M comparado com outros municípios, o que pode ou não estar correlacionado com as participações governamentais recebidas por esses. Ademais, concluiu-se que os royalties não contribuíram de maneira significativa para a melhoria das condições de vida dos municípios beneficiados, visto que os principais favorecidos, Campos dos Goytacazes e Macaé, tiveram uma piora no desempenho de 2000 com relação a 1991, o que pode ser parcialmente explicado pelo elevado crescimento populacional dos mesmos.

Dessa forma, tendo em vista as discrepâncias regionais e a conseqüente pressão exercida pelos municípios não produtores de petróleo para a repartição da renda, esse indicador revela que quanto maior a pressão social pela repartição da renda, mais favorável será a centralização dos recursos, visto que a União pode gerenciar melhor essa renda e reduzir as disparidades entre as regiões.

O terceiro indicador tratou da propriedade local dos recursos. No Brasil a propriedade do recurso é da União, porém a Constituição assegura aos estados e municípios produtores a participação no resultado da exploração de petróleo ou compensação financeira por essa exploração, com o objetivo de compensar a isenção da arrecadação de ICMS pelos entes produtores. Nesse sentido, estando a propriedade do recurso concentrada nas mãos da União, a centralização da renda é favorecida. Sendo assim, embora a propriedade do recurso favoreça a centralização, deve-se considerar a motivação para a repartição dos royalties com a finalidade de compensação.

O último indicador trata dos impactos sócio-ambientais (locais) da indústria do petróleo. Esse indicador demonstra que, os danos causados pela atividade de E&P de petróleo justificam o recebimento das participações governamentais pelas esferas de governo, já que esses modificam a dinâmica regional e trazem impactos negativos à população, devendo compensar os entes da federação.

Capítulo VI- Conclusão

O objetivo desta dissertação foi avaliar a pertinência da repartição das participações governamentais entre as esferas de governo no Brasil, comparando o atual modelo de distribuição da renda petrolífera com a experiência internacional. Além disso, buscou-se averiguar, se esses recursos estão sendo utilizados para promover o desenvolvimento das regiões e a melhora dos indicadores socioeconômicos.

A atividade de exploração e produção do petróleo é capaz de gerar uma renda econômica relevante, através da arrecadação das participações governamentais, cuja apropriação tem sido alvo de acordo entre o governo e as empresas concessionárias. Por essa razão, as participações governamentais, em especial os royalties, foram objeto de estudo no presente trabalho, por serem de suma importância no orçamento dos estados e municípios produtores de petróleo.

O royalty foi definido na literatura clássica de economia de recursos naturais, sobretudo a partir de Hotelling em 1934, como uma renda de escassez, uma compensação ao proprietário do recurso por ser esse finito. Essa renda está associada a um custo de uso, que é o custo de oportunidade da extração do recurso no tempo, ou seja, a extração de um recurso não renovável no presente limita sua extração em um instante futuro. Dessa forma, o recurso deve ser explorado em um ritmo considerado socialmente ótimo, para que o proprietário do recurso no futuro possa ser ressarcido por não poder utilizar o recurso na mesma magnitude da riqueza mineral extraída hoje. No caso do petróleo, sendo o mesmo constitucionalmente definido como propriedade da União, o proprietário do recurso no futuro deverá ser as gerações futuras ou mesmo a atual geração num instante futuro, dependendo do tempo considerado na análise.

Com relação à repartição das participações governamentais oriundas da exploração e produção de petróleo, pode-se depreender que cada país adota o modelo de repartição de acordo com suas características políticas, econômicas e sociais. Sendo assim, a centralização da renda nas mãos do governo federal ou a repartição dessa com os governos subnacionais, varia entre os países.

Os argumentos favoráveis à centralização da renda petrolífera na esfera federal garantem uma melhor capacidade de absorver incertezas e a volatilidade quanto ao recebimento da arrecadação, já que esse ente possui outras fontes de receita para financiar seus gastos. Outra vantagem desse modelo é a possibilidade de redução de conflitos pela repartição da renda, das disparidades inter-regionais e o estabelecimento de mecanismos de equalização horizontal, através da redistribuição das participações governamentais entre as regiões, de maneira mais equitativa.

No entanto, apesar dos argumentos favoráveis à centralização da competência e da arrecadação dos recursos em nível nacional, muitas vezes ocorre à repartição com os níveis subnacionais de governo. Em nível local, o poder público pode identificar e suprir melhor as necessidades e carências das regiões, além de realizar uma fiscalização mais eficaz, já que tem um controle social direto do uso do recurso e da percepção dos benefícios realizados.

Através das experiências internacionais sobre a centralização ou descentralização das atribuições e da repartição das participações governamentais entre as esferas de governo, conclui-se que é mais efetivo a arrecadação da renda estar concentrada nas mãos da União: (a) quando os países têm grande pressão dos entes da federação (não beneficiados com a renda) pelas rendas dos hidrocarbonetos, por esta estar concentrada em poucas regiões, (b) quando a propriedade dos recursos, segundo a Constituição, pertence ao governo Federal e (c) quando os governos locais não têm grandes atribuições com o custeio de atividades, como na prestação de serviços públicos, no provimento de infraestrutura e, sendo assim, não têm autonomia na cobrança e arrecadação de tributos.

Esse é o caso do México, da Nigéria, da Noruega e de Gana, onde a arrecadação oriunda da exploração da indústria de hidrocarbonetos é designada a um nível de governo. Apesar de centralizado na esfera federal, esse ente da federação pode posteriormente transferir uma parcela dessa renda aos governos subnacionais, quantia que varia entre os países. Sendo assim, pelas razões citadas, nesses países é mais efetivo centralizar os recursos em nível federal.

De maneira contrária, nos Estados Unidos e no Canadá é mais efetivo que as rendas petrolíferas, em especial os royalties, estejam concentradas nas mãos dos governos locais, já que esses têm elevada autonomia para criar e exigir o pagamento de tributos e por a propriedade dos recursos pertencer aos estados/províncias onde os mesmos se localizam. Além disso, ambos os países têm encontrado formas de compensar os impactos locais (sócio-ambientais) da indústria do petróleo, através da criação de fundos soberanos de petróleo com diferentes propósitos, como a conservação do patrimônio e a formação de poupança.

Outra questão importante discutida na dissertação foi como a estrutura de repartição dos royalties de petróleo no Brasil se relaciona com a adotada no contexto internacional. A atual legislação brasileira que trata da exploração e produção do petróleo e, por conseguinte, do pagamento de participações governamentais, diferencia o pagamento de acordo com a localização das jazidas, se onshore ou offshore. No Brasil, assim como em outros países analisados, a repartição da renda petrolífera com as regiões produtoras tem como principal critério a proximidade das jazidas petrolíferas, porém esse não é o único.

Devido o processo de descentralização de funções e autonomia dos entes da federação no Brasil, a União como proprietária do recurso, reparte parte desta compensação com as esferas subnacionais de governo, de modo a ressarcir-las pelos impactos negativos da atividade petrolífera sobre essas regiões e, também, pela fuga de capitais quando do esgotamento do recurso.

Diante disso, outra questão levantada por esse estudo é se a utilização dos *royalties* de petróleo no Brasil é compatível com seu conceito teórico e, dessa forma, como o modelo brasileiro se relaciona ao adotado por outros países. Como no Brasil a legislação que regulamenta as atividades de E&P de petróleo não especifica os setores nos quais as esferas subnacionais devem aplicar esses recursos, somente restringindo sua aplicação no pagamento de dívida, exceto dívida com a União e no quadro permanente de pessoal, a utilização das participações governamentais pelas esferas subnacionais de governo nem sempre é compatível com o conceito teórico dos *royalties*.

Com exceção a parcela dos repasses dos *royalties* direcionados ao MCT, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, a legislação atual não contempla especificamente o uso dessa renda para projetos que garantam benefícios para as gerações futuras. Dessa forma, cabem aos governos beneficiados com essa renda petrolífera, utilizá-la de maneira eficiente, promovendo o desenvolvimento das regiões e a melhora dos indicadores socioeconômicos.

Alguns países encontraram uma forma de utilizar a renda petrolífera, compensado o caráter finito do hidrocarboneto, através da criação de fundos, com diferentes propósitos específicos. Fundos petrolíferos foram criados nos Estados Unidos, no Canadá, na Noruega e na Rússia, para gerir a renda petrolífera em períodos de médio e longo prazo, utilizando essa arrecadação para promover o desenvolvimento sustentável das regiões. As experiências internacionais apresentam alternativas a serem utilizadas pelo Brasil para melhor gerir a arrecadação da renda, dando estabilidade às receitas petrolíferas, promovendo a justiça intergeracional e oferecendo maior transparência no uso dessa arrecadação.

Dessa forma, surge um questionamento pertinente e que se relaciona com a criação de fundos petrolíferos. É adequado vincular as rendas petrolíferas?

Existem vantagens e desvantagens na vinculação da renda. A vinculação da renda petrolífera, em especial os *royalties*, a propósitos específicos deve ser compatível com os fundamentos para sua cobrança, a fim de perpetuar essa renda e garantir a sustentabilidade das regiões. Ressalta-se a importância da clareza e transparência no destino das participações governamentais, já que a falta dessas facilita a corrupção no setor.

A renda petrolífera poderia ser vinculada aos seguintes propósitos: investimentos para a diversificação da base produtiva, por meio de projetos de crescimento sustentável e desenvolvimento de atividades relacionadas à vocação dos municípios, representando um compromisso do Estado com a finalidade específica da cobrança das participações governamentais, pesquisa e desenvolvimento, inovação tecnológica e capacitação de mão de obra, para ser aproveitada em outras atividades.

A falta de vinculação dessa renda facilita sua utilização para o custeio da máquina administrativa, já que a renda petrolífera representa uma parcela relevante da arrecadação no orçamento dos estados e, principalmente dos municípios produtores de petróleo. A utilização dessa arrecadação para financiar gastos correntes está, em tese, em desacordo com os fundamentos para sua cobrança. No entanto, alguns gastos correntes podem promover a sustentabilidade e melhorar o desenvolvimento das regiões, como gastos em ciência e tecnologia, gestão ambiental (Preservação e Conservação Ambiental), previdência social, saúde, educação, dentre outros.

A vinculação, parcial ou integral, das rendas petrolíferas, através da criação e manutenção de um fundo soberano do petróleo realizadas em alguns países, favorece o atendimento das condições necessárias para uma gestão comprometida com a sustentabilidade do recurso e uma perspectiva intergeracional.

Nesse contexto, a vinculação de parte da renda petrolífera pode ser uma alternativa interessante para o país, uma vez que as participações governamentais, em especial os royalties, são usadas como fonte de financiamento dos gastos correntes pelas esferas subnacionais de governo e, têm grande peso no orçamento dos estados e municípios produtores.

No caso do estado do Rio de Janeiro, maior beneficiário com a arrecadação de royalties e PE, mais de 4% da receita total foi arrecadada a título de *royalty* e aproximadamente 12% com *royalty* e PE, o que representa um montante relevante na arrecadação do estado. Com relação à dependência dos municípios analisados, surpreende o peso dos royalties e da participação especial no total das receitas arrecadadas. O percentual do *royalty* na receita total em 2010 variou entre 24% e 42% entre os municípios. Já a arrecadação da participação especial representa entre 3% e 38% na receita total dos municípios. Os valores confirmam a elevada dependência dos municípios por essas duas participações governamentais, que varia de aproximadamente 33% para quase 75% da receita total, no caso de São João da Barra.

O estudo demonstrou também que a perda do montante de ICMS dos estados e municípios produtores de petróleo, em função de sua arrecadação pelo estado de destino, foi compensada pela repartição dos royalties entre esses entes. Portanto, a divisão dos royalties de petróleo no país acaba por ter o objetivo adicional e questionável de suprir a lacuna deixada pelo imposto. Visto dessa forma, a repartição dessa renda petrolífera não tem sentido econômico específico, sendo considerada como parte do fluxo de receitas correntes desses entes e sendo tratada como um tributo, a despeito de sua natureza distinta e compensatória. Dessa forma, rever o sentido e a aplicação desta participação governamental se inclui dentro da revisão da política tributária nacional, que urge.

O estudo propôs a criação de indicadores qualitativos para analisar a estrutura de distribuição dos royalties de petróleo entre os entes da federação no Brasil. O primeiro indicador mostrou que no Brasil, como a atividade de E&P de petróleo acarreta em um aumento das atribuições e gastos dos governos locais, principalmente com o fornecimento de bens e serviços e com medidas de mitigação de impactos sócio-ambientais, a repartição das rendas petrolíferas entre os estados e municípios produtores teria como justificativa o aumento dos gastos desses entes. Como essa arrecadação não é feita através de instrumentos impositivos clássicos, como a arrecadação tributária, os royalties passaram a ter a finalidade de compensar os estados e municípios produtores de petróleo pela lacuna deixada pelo imposto.

Verificou-se também que, todos os municípios beneficiados com a renda petrolífera apresentam carência de infraestrutura, como rede de esgoto e abastecimento de água deficiente, muito superior a diversos outros municípios das regiões do estado do Rio de Janeiro. Como elemento agravante, em alguns municípios, os investimentos e a renda petrolífera seguiram sentidos opostos ao longo do tempo. Dessa forma, os dados corroboraram que, os municípios beneficiados com a renda investem a maior parte das suas receitas em gastos com o custeio da máquina administrativa, em torno de cinco vezes mais do que os gastos com investimentos.

Assim, depreende-se que na maior parte dos casos, as receitas petrolíferas não estão sendo direcionadas para aspectos estratégicos do desenvolvimento regional, como políticas sociais distributivas e diversificação econômica.

Para determinar se os municípios beneficiados com os royalties têm promovido o desenvolvimento de suas regiões, utilizou-se o IDH-M. Através do uso do indicador verificou-se que os municípios beneficiados com a renda do petróleo em geral apresentam um melhor IDH-M comparado com outros municípios, o que pode ou não estar correlacionado com as participações governamentais recebidas por esses. No entanto, os royalties não contribuíram de maneira significativa para a melhoria das condições de vida dos municípios beneficiados, visto que os principais favorecidos, Campos dos Goytacazes e Macaé, tiveram uma piora no desempenho de 2000 com relação a 1991, o que pode ser parcialmente explicado pelo elevado crescimento populacional dos mesmos.

O segundo indicador abordado no estudo revelou que, por esse recurso se concentrar em poucas regiões e por a arrecadação ter um peso relevante no orçamento dos governos locais, os municípios não produtores de petróleo exercem grande pressão para a repartição dessa renda. Portanto, quanto maior a pressão social pela repartição da renda, mais efetivo seria se a arrecadação se concentrasse na esfera federal, visto que esse ente pode gerenciar melhor essa renda e reduzir as disparidades entre as regiões.

O terceiro indicador utilizado no estudo depreende que, sendo a propriedade do recurso no Brasil da União, seria mais efetivo concentrar essa arrecadação nas mãos desse ente, com a finalidade de reduzir a pressão pela renda e as diferenças inter e intra-regionais.

O último indicador indica que os danos causados pela atividade de E&P de petróleo justificam o recebimento das participações governamentais pelas esferas subnacionais de governo, já que a atividade modifica a dinâmica regional das regiões e traz impactos negativos à população, devendo compensar os entes da federação.

E, por fim, o estudo apresentou o novo regime fiscal adotado pelo Brasil para a exploração e produção de petróleo da Camada Pré-Sal, abordando o debate acerca da repartição das participações governamentais entre estados e municípios produtores e não produtores de petróleo. Se aprovada, essa repartição poderia prejudicar os produtores de petróleo, em especial o estado Rio de Janeiro e São Paulo (com grande parte da região do pré Sal), que perderiam parte relevante de sua arrecadação. Além disso, cogita-se modificar a repartição dos royalties entre as esferas de governo de contratos já licitados, localizados no pós-sal, o que representaria quebra de contrato, podendo a disputa pela renda do petróleo acabar em entrave judicial.

Diante do exposto, recomenda-se para estudos futuros abordar os impactos da repartição das participações governamentais sobre os estados e municípios produtores de petróleo, do regime de partilha de produção adotado para a Camada Pré-Sal. Caso a repartição favoreça os estados e municípios não produtores, os produtores, principalmente Rio de Janeiro e São Paulo (com grande parte da região do pré Sal), poderão sofrer com a redução expressiva dos *royalties* de petróleo. Nesse caso, sugere-se que as esferas de governo mais impactadas com a mudança na repartição dos royalties sejam analisadas, com o intuito de mensurar o impacto negativo nessas regiões, altamente dependentes dessa renda.

Devido o significativo impacto financeiro que os estados e municípios produtores poderão sofrer com a redução dos *royalties* de petróleo, a reavaliação do sistema tributário atual, principalmente com relação ao ICMS do petróleo, deve ser discutida, uma vez que a arrecadação do imposto estadual pelos estados produtores poderia compensar a perda da arrecadação das participações governamentais.

A perda da arrecadação do ICMS pelo estado do Rio de Janeiro foi estimada nessa dissertação, como sendo de aproximadamente R\$7 a R\$13 bilhões, quantia expressiva e que representou em 2009 entre 17% e 31 % da receita total do estado. Os municípios do estado também deixar de receber parcela do imposto, devido à isenção de ICMS na origem, já que esses recebem 25% do valor total arrecadado pelos estados.

Outro ponto citado no trabalho e que merece aprofundamento é a questão do gerenciamento da renda e vinculação do recurso a propósitos específicos, e em especial a fundos petrolíferos. A possibilidade da criação de um fundo petrolífero deveria ser analisada para o caso do Brasil, com o intuito de utilizar o recurso dos royalties de maneira adequada, através do investimento na diversificação da base produtiva e, por conseguinte, promovendo o desenvolvimento sustentável das regiões beneficiadas.

Além disso, outro aspecto oportuno que poderia ser tratado em trabalhos futuros seria analisar a possibilidade de utilizar os recursos dos royalties e da PE para desenvolver a produção de etanol e de biocombustíveis na Região Norte Fluminense do estado do Rio de Janeiro. Isso porque a cultura de cana-de-açúcar sempre foi uma vocação da região, e representa um recurso renovável, podendo substituir o petróleo quando esse for inviável de ser extraído.

E por fim, para trabalhos futuros propõe-se também a criação de um índice de satisfação da população e um índice de sustentabilidade econômica. O primeiro índice visa analisar se as esferas de governo beneficiadas com os royalties de petróleo estão investindo no desenvolvimento de suas regiões e, dessa forma, se esses benefícios têm sido percebidos pela população, ao passo que, o segundo índice propõe-se avaliar se tais entes têm aplicado essa renda em investimentos que promovam a sustentabilidade econômica. Nesse mesmo contexto, propõe-se levantar, utilizando a Pesquisa Nacional por amostra de domicílios (PNAD), a evolução de dados socioeconômicos, a fim de verificar como as regiões beneficiadas estão aplicando a renda petrolífera.

Capítulo VII - Referências Bibliográficas

ACOSTA, A.M., HEUTY, A., (2009). **Can Gana Avoid The Oil Curse? A Prospective Look Into Natural Resource Governance**. Revenue Watch Institute (RWI). New York, NY, USA.

ADELMAN, M. A., (1990). “**Mineral Depletion With Special Reference To Petroleum**”. The Review of Economics and Statistics, Vol. 72, No. 1, pp. 1-10.

AEQUUS CONSULTORIA.,(2011). **Finanças dos Municípios Fluminenses 2011**, Ano 4. In: Borges, Alberto J. M., Villela, Tânia M. C. (Orgs). Vitória, ES, Brasil.

AEQUUS CONSULTORIA.,(2007). **Finanças dos Municípios Fluminenses 2007**, Ano 1. In: Borges, Alberto J. M., Villela, Tânia M. C. (Orgs). Vitória, ES, Brasil.

ALASKA PERMANENT FUND CORPORATION (APFC). 2010. **Investment Policy** December 1, 2010. Disponível em: <<http://www.afpc.org>>. Acesso em: 09 de nov.2010.

ALBERTA REPORT, (2010). **Highlights of the Alberta Economy**. Government of Alberta. Disponível em <<http://www.alberta-canada.com/about-alberta/statistics-and-publications.html>> Acesso em 20 de março de 2011.

ALMEIDA, Edmar de., (2011). **O Contrato de Partilha de Produção: Os Riscos do Fracasso**. Grupo de Economia da Energia - Blog infopetro, abril de 2011. Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2011/04/04/o-contrato-de-partilha-de-producao-os-riscos-do-fracasso/>>. Acesso em: 20 de junho. 2011.

ALMEIDA, Edmar de., (2011a). **O Contrato de Partilha da Produção no Pré-sal: O Perigo está nos Detalhes!** Grupo de Economia da Energia - Blog infopetro, Junho de 2011. Disponível em <<http://infopetro.wordpress.com/2010/06/28/o-contrato-de-partilha-da-producao-no-pre-sal-o-perigo-esta-nos-detalhes/>> Acesso em: 10 de setembro de 2011.

AGBA, Agba V., OBI, Ben, (2006). “**Oil Rent Management and Fiscal Federalism: the Nigerian Experience**” Mimeo, Department of Economics, University of Abuja, Nigeria

AHMAD, E., MOTTU, E., (2002). “**Oil Revenue Assignments: Country Experiences and Issues**”. IMF Working Paper WP/02/203. In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*, Washington, D.C.: International Monetary Fund.

ALVEAL, C., (2003). **Evolução Da Indústria De Petróleo: Nascimento E Desenvolvimento**. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização). COPPEAD- Instituto de Economia/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ANDREWS-SPEED, P., ROGERS, C., (1999). “**Mining Taxation Issues For The Future**”, *Resources Policy*, Vol. 25, pp. 221-227

ANP (Agência Nacional do Petróleo). (2001). **Guia Dos Royalties Do Petróleo e Do Gás Natural**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 15 março. 2011.

_____, 2011a. **Anuário Estatístico Brasileiro De Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis (2011)**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 26 março. 2011

API, (2009). **Oil and Natural Gas Royalties**. Disponível em: <http://www.api.org/aboutoilgas/sectors/explore/oilandnaturalgas.cfm>. Acesso em 30 de março de 2011.

ARAGÃO, A. P., (2005). **Estimativa da Contribuição do Setor de Petróleo ao Produto Interno Bruto Brasileiro: 1955/2004**. Tese de M.Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ARROW, K. J., LEHMANN, E.L. (2005). **Harold Hoteling 1 8 9 5 – 1 9 7 3**. Biographical Memoirs, VOLUME 87. National Academy of Sciences. THE NATIONAL ACADEMIES PRESS. WASHINGTON, D.C.

BACON, R.; TORDO, S., (2006). **Experiences with Oil Funds: Institutional and Financial Aspects**, Energy Sector Management Assistance Program, Washington D.C.: The World Bank, ESMAP, june. Disponível em: <<http://www.worldbank.org>>. Acesso em: 28 nov. 2010.

BAIN E COMPANY., TOZZINI FREIRE., (2009). **Regimes Jurídico- Regulatórios E Contratuais De E&P De Petróleo**. Disponível em <www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/.../bndes_pt/.../Relat_I-1de8.pdf>. Acesso em 12 de junho de 2011.

BLACK, Brian. Petroleum history, United States. **The Encyclopedia of Earth**. Última atualização em dezembro de 2007. Disponível em <http://www.eoearth.org/article/Petroleum_history,_United_States> Acesso em 10 de abril de 2011.

BOOZ & CO, (2010). **Agenda de Competitividade da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás Offshore no Brasil**. In: Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP).(org.) Disponível em <http://www.onip.org.br/arquivos/competitividade_completo.pdf > Acesso em 20 de janeiro de 2012.

BP, (2010). **Statistical Review of World Energy June 2010**. Disponível em:<<http://www.bp.com/statisticalreview>>. Acesso em 10 de junho. 2011.

BP, (2011). **Statistical Review of World Energy June 2011**. Disponível em:<<http://www.bp.com/statisticalreview>>. Acesso em 10 de dez. 2011.

BRASIL, (1938). Decreto Lei nº 538, de 7 de julho de 1938. Organiza o Conselho Nacional de Petróleo, definindo atribuições e dando outras providências. Disponível em <http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/decretos_leis/1938/declei%20538%20-%201938.xml> Acesso em 17 de setembro de 2011.

_____, (1953). Lei n.º 2.004, de 3 de outubro de 1953. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional de Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. Lex: Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1997. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L2004.htm>. Acesso em 10 de agosto de

_____, (1957). Lei n.º 3.257, de 2 de setembro de 1957. Modifica o art. 27 e seus parágrafos da Lei n.º 2.004 de 3 de outubro de 1953. Dispõe sobre a política nacional de petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional de Petróleo, institui a Sociedade por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências. Disponível em <<http://www.jusbrasil.com.br/legislacao/128728/lei-3257-57>>. Acesso em 3 maio. 2011.

_____, (1986). Lei n.º 7.525, de 22 de julho de 1986. Estabelece normas complementares para a execução do disposto no art. 27 da Lei n.º 2.004, de 3 de outubro de 1953, com a redação da Lei n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e dá outras providências. Lex: Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1986. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/1980-1988/L7525.htm>. Acesso em 20 março. 2011.

_____, (1986). Decreto n.º 93.189, DE 29 DE AGOSTO DE 1986. Regulamenta a Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, que dispõe sobre a indenização a ser paga pela PETROBRÁS e suas subsidiárias aos Estados e Municípios. Disponível em <<http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/decretos/1986/dec%2093.189%20-%201986.xml>>. Acesso 20 mar 2011

_____. Constituição, (1988). Constituição da República Federativa do Brasil: promulgada em 5 de outubro de 1988. São Paulo: Saraiva, 2000.

_____, (1989). Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. Lex: Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1989. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L7990.htm>. Acesso em 20 de março. 2011.

_____, (1991). Decreto nº 1, de 11 de janeiro de 1991. Regulamenta o pagamento da compensação financeira instituída pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1990-1994/D0001.htm> Acesso em 15 de abril de 2011.

_____, (1995). Emenda Constitucional nº 9, de 09 de novembro de 1995. Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm> Acesso em 10 ago.2011.

_____, (1997). Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Lex: Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1998. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm>. Acesso em 5 ago de 2011.

_____, (1998). Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998. Define critérios para o cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. Lex: Diário Oficial [da República Federativa do Brasil], Brasília, 1997. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm>. Acesso em 5 ago. 2011.

BREGMAN, D., (2007). **Formação, Distribuição e Aplicação de Royalties de Recursos Naturais: O Caso do Petróleo no Brasil**. Tese de M.Sc., Instituto de Economia/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

BREGMAN, D., PINTO, Helder Q., (2008). **Notas sobre a Experiência Internacional de Aplicação de Royalties**. Royalties e Desenvolvimento. Rio Além do Petróleo. Disponível em <www.rioalemdopetroleo.com.br>. Acesso em 02 de abril de 2011.

BUCHER, José A., (2008). **Unitização no Brasil: Questões Controversas**. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008.

CAMPODÓNICO, Humberto (2009). **Resource Management in Latin America: Comparative Studies, 2000 to 2005**. Revenue Watch Institute (RWI), New York, NY, USA.

CARTER, Angela. **Cursed By Oil? Institutions And Environmental Impacts In Alberta's Tar Sands**. Cornell University, Canadian Political Science Association, Saskatoon, May-June 2007.

CARVALHO, Flávia C. L., (2008). **Aspectos Éticos da Exploração do Petróleo: os royalties e a questão intergeracional**. Tese de M.Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CERUTTI, E., MANSILLA, M., (2008). **Bolivia: The Hydrocarbons Boom and the Risk of Dutch Disease**, *IMF Working Paper 08/154*, Washington: International Monetary Fund. Disponível em: <<http://www.imf.org>>. Acesso em: 12 jun. 2011.

CIA (Central Intelligence Agency)., (2010). **The World Factbook**. Disponível: <<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/index.html>>. Acesso em 20 de dez de 2010.

COSTA, Armando., Sousa-Santos, Élson., (2009). **As Jazidas Petrolíferas Do Pré-Sal: Marco Regulatório, Exploração E Papel Da Petrobras.** Revista Economia e Tecnologia. Texto para Discussão 14/2009. Disponível em < <http://www.economiaetecnologia.ufpr.br>> Acesso em 13 de out.2011.

DUTRA, L., CECCHI, J., (1998). **Petróleo, Preços E Tributos: Experiência Internacional E Política Energética Nacional,** Rio de Janeiro: Tama.

DUQUE, Marcelo A., (2008). **Captura E Alocação Da Renda Extraordinária Do Petróleo No Brasil: Fundamentos, Evolução, Racionalidade E Alternativas.** Tese de M.Sc., Faculdade de Economia/ UERJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

MORGANDI, MATTEO (2008). **Extractive Industries Revenues Distribution at the Sub-National Level: The Experience in seven Resource-Rich countries.** Revenue Watch Institute (RWI), New York, NY, USA.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL (DNPM)., (2011). **História do 6º Distrito-GO.** Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br/go/conteudo.asp?IDSecao=423&IDPagina=995>>. Acesso em 17 de set 2011.

DUTRA, Luis Eduardo Duque. **Política, Regulação Do Petróleo E Rodadas De Licitação.** Grupo de Economia da energia - Blog Infopetro. Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2011/08/22/politica-regulacao-do-petroleo-e-rodadas-de-licitacao>>. Acesso em: 22 jan. 2012.

EIA (Energy Information Administration), (2011a). **Country Analysis Brief – Canada.** Última atualização em Janeiro de 2012. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CA>>. Acesso em 25 de maio de 2011.

EIA (Energy Information Administration), (2009 a). **Country Analysis Brief – Canada.** Última atualização em fevereiro de 2011. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CA>>. Acesso em 20 de jan de 2011.

EIA (Energy Information Administration), (2010a). **Summary: U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Proved Reserves 2009.** U.S. Department of Energy, Washington, DC, Estados Unidos.

EIA (Energy Information Administration), (2010). **Annual Energy Review 2009**. U.S. Energy Information Administration, Washington, DC, Estados Unidos.

EIA (Energy Information Administration), 2010b. **Norway Oil**. Última atualização em Janeiro de 2011. Disponível em: <<http://www.eia.gov/emeu/cabs/Norway/Oil.html>>. Acesso em 4 de jan de 2011.

EIA (Energy Information Administration), 2010c. **Country Analysis Brief – Mexico**. Última atualização em junho de 2010. Disponível em: < <http://www.eia.gov> >. Acesso em 25 de maio de 2011.

ÉPOCA. **Polícia Federal Indicia 17 Pessoas Da Chevron Por Vazamento Em Bacia De Campos**.,(2011). Disponível em: <<http://revistaepoca.globo.com/Brasil/noticia/2011/12/policia-federal-indicia-17-pessoas-da-chevron-por-vazamento-em-bacia-de-campos.html>> Acesso em 10 de jan. de 2012.

FANTINE, José; ALVIM, Carlos Feu., (2008). **O Petróleo E Gás: O Papel Do Estado**. *Economia & Energia*. Ano XII-No 68 Junho-Julho 2008. Disponível em < http://ecen.com/eee68/eee68p/petroleo_estado.htm> Acesso em 17 de setembro de 2011.

FERNANDES, Camila F., (2007). **A Evolução Da Arrecadação De Royalties Do Petróleo No Brasil E Seu Impacto Sobre O Desenvolvimento Econômico Do Estado Do Rio De Janeiro**. Monografia de Bacharelado, Instituto de Economia/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV)., (2004). **Diretrizes do Estado Novo (1937 - 1945) : Conselho Nacional do Petróleo**. Disponível em: <<http://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/AEraVargas1/anos37-45/EstadoEconomia/ConselhoPetroleo>> Acesso em 17 de setembro de 2011.

FUNDAÇÃO CENTRO ESTADUAL DE ESTATÍSTICAS, PESQUISAS E FORMAÇÃO DE SERVIDORES PÚBLICOS DO RIO DE JANEIRO (CIDE). 2010 a. **Centro De Estatísticas, Estudos E Pesquisas**. Disponível em: <<http://www.fesp.rj.gov.br/ceep/ceep.html>>. Acesso em 5 de jan 2012.

FUNDAÇÃO CENTRO ESTADUAL DE ESTATÍSTICAS, PESQUISAS E FORMAÇÃO DE SERVIDORES PÚBLICOS DO RIO DE JANEIRO (CIDE). Fundação Centro de Informações e Dados do Rio de Janeiro, (2011). **Anuário Estatístico do Estado do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro: CIDE, 2011.

FREITAS, Paulo Springer., (2009). **Rendas do Petróleo, Questão Federativa e Instituição de Fundo Soberano**. Consultoria do Senado Federal: Centro de Estudos. Texto para discussão 53, fevereiro de 2009. Brasília, DF, Brasil.

GIAMBIAGI, F., ALEM, Ana C.,(2008). **Finanças Públicas: Teoria E Prática**. Rio de Janeiro: Campus.

GIVISIEZ, G., OLIVEIRA, E. **A Pobreza e a Riqueza nas Cidades do Petróleo**. . In: Serra, Rodrigo; Piquet, Rosélia (Orgs). **Petróleo e região no Brasil, o desafio da abundância**. Rio de Janeiro: Garamond, 2007. pp 139-168

GOLDSWORTHY, Brenton., ZAKHAROVA, Daria., (2010a). **Evaluation Of The Oil Fiscal Regime In Russia And Proposals For Reform**. IMF Working Paper WP/10/33. Washington: International Monetary Fund. Disponível em: <<http://www.imf.org>>. Acesso em: 12 jun. 2011.

GOMES, C. J., (2009). **O Marco Regulatório Da Prospecção De Petróleo No Brasil: O Regime De Concessão E O Contrato De Partilha De Produção**. Consultoria do Senado Federal: Centro de Estudos. Texto para discussão 55,março de 2009. Brasília, DF, Brasil.

GUEDES, D.,BRUHN, C., (2010). **Royalties Do Petróleo E Tributação: Ou Um Ou O Outro**. Revista TN Petróleo. Ano XII. Março/Abril de 2010. Nº 71. Disponível em <www.tnpetroleo.com.br/revista/anterior/edicao/71>. Acesso em 10 de março de 2011.

GUTMAN, J., (2007). **Tributação e Outras Obrigações na Indústria do Petróleo**. Rio de Janeiro: Freitas Bastos: Maria Augusta Delgado.

GUTMAN, J., LEITE, G., (2003). **“Aspectos Legais Da Distribuição Regional Dos Royalties”**. In: Piquet, R. (org), *Petróleo, Royalties e Região*, Rio de Janeiro: Garamond, pp. 125-161.

HALLWOOD, P., (2007). **“A Note On US Royalty Relief, Rent Sharing And Offshore Oil Production”**, *Energy Policy*, V.35, pp. 5077–5079.

HARTWICK, J., (1977). **“Intergenerational Equity and the Investing of Rents from Exhaustible Resources”**, *American Economic Review*, V. 67, nº 5.

HOTELLING, H., 1931, **“The Economics of Exhaustible Resources”**. The Journal of Political Economy, V. 39, n. 2, pp. 137-175.

IEA (International Energy Agency), (2009a). **Energy Policies Of IEA Countries**. Canada 2009 Review. International Energy Agency. Paris, França.

IMF, (International Monetary Fund), (2007 a). **Guide On Resource Revenue Transparency**. Fiscal Affairs Dept., International Monetary Fund, Washington, D. C., Estados Unidos.

JOHNSTON, D., (1994). **International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts**. Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS (IBAMA), (2011). **Licenciamento de Petróleo: Procedimentos**. Disponível em <http://www.ibama.gov.br/licenciamento/>. Acesso em 10 de dez. 2011.

_____. _____, (2003). **Guia para o Licenciamento Ambiental das Atividades Marítimas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/meio/passo-a-passo/index.htm> Acesso em 10 nov. 2011.

INSTITUTO ESTADUAL DO AMBIENTE (INEA), (2011). **Estado Entra Com Ação Judicial Contra A Chevron. Disponível em:** http://www.inea.rj.gov.br/noticias/noticia_dinamica1.asp?id_noticia=1568 Acesso em jan 2012.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA), (2010). **Dados estatísticos. IPEADATA**. Disponível em <http://www.ipeadata.gov.br> Acesso em 05 de jan. de 2011.

LEAL, José Agostinho A., SERRA, Rodrigo V., (2003). **Uma Investigação Sobre Os Critérios De Repartição E Aplicação Dos Royalties Petrolíferos**. In: PIQUET, Rosélia (org.). **Petróleo, Royalties e Região**. Rio de Janeiro: Editora Garamond.

LEAL, J.; SERRA, R., (2002). **Nota sobre os Fundamentos Econômicos da Distribuição Espacial dos Royalties Petrolíferos no Brasil**. Universidade Cândido Mendes – Campos dos Goytacazes, Rio de Janeiro, 20 p. (Mimeo). SERRA, artigo anpur 2003.

LEITE, Fabricio., (2009). **As Participações Governamentais Na Indústria Do Petróleo Sob A Perspectiva Do Estado-Membro: Importância Econômica, Natureza Jurídica E Possibilidade De Fiscalização Direta.** Revista direito GV, Vol.5 Nº2 São Paulo. Disponível em http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1808-24322009000200015. Acesso em 10 dez de 2011.

LIMA, Alexandre da Silva.,(2011). **Impactos Sociais, Ambientais E Urbanos Das Atividades Petrolíferas: O Caso De Macaé.** In: Herculano, Selene; Correa, Heitor. TRANSPARÊNCIA ORÇAMENTÁRIA: AS APLICAÇÕES DOS ROYALTIES DO PETRÓLEO E A REFORMA NA GESTÃO DAS FINANÇAS PÚBLICAS. Rio de Janeiro, 2011, p. 78-95. Disponível em: <http://www.uff.br/macaeimpecto/OVICINAMACAE/textos00.html> Acesso em 10 jan 2011.

LOCATELLI, C., (2006). **The Russian Oil Industry Between Public And Private Governance: Obstacles To International Oil Companies' Investment Strategies.** Energy Policy, V.34, pp 1075–1085.

LUCCHESI, Rodrigo D., (2011). **Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo.** Tese de M.Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

MARIANO, Jacqueline B., (2007). **Proposta de Metodologia de Avaliação Integrada de Riscos e Impactos Ambientais para Estudos de Avaliação Ambiental Estratégica do Setor de Petróleo e Gás Natural em áreas offshore.** Tese de D.Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

MARSHALL, Alfred., (1996) **Princípios de Economia: Tratado Introdutório.**São Paulo: Nova Cultural, Col. Os Economistas, 368 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME)., (2009). **Novo Marco Regulatório. Pré Sal e áreas estratégicas.** Disponível em www.mme.gov.br/mme/galerias/.../pre_sal/marcoregulatorio.pdf Acesso em 20 de abro de 2011.

MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE)., (2011). **Informações para o Sistema Público de Emprego e Renda - Dados por Município,** Relatório anual de informações sociais. Disponível em: http://bi.mte.gov.br/bgcaged/caged_isper/index.php. Acesso em 5 de jan 2012.

MOTA, Ailton et al. **Impactos Socioeconômicos E Espaciais Da Instalação Do Pólo Petrolífero Em Macaé, RJ.** In: Serra, Rodrigo; Piquet, Rosélia (Orgs). *Petróleo e região no Brasil, o desafio da abundância.* Rio de Janeiro: Garamond, 2007. pp 289-317

NAZARETH, Paula A., (2007). **Descentralização E Federalismo Fiscal: Um Estudo De Caso Dos Municípios Do Rio De Janeiro.** Tese de D.Sc., Instituto de Economia/ UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

NEHER, Philip. **Natural Resource Economics: Conservation and Explotation.** Cambridge University Press, Cambridge, 1990. Disponível em <<http://books.google.com/books?printsec=frontcover&vid=ISBN0521311748&vid=ISBN0521323584&vid=LCCN89017295#v=onepage&q&f=false>>

NEVES, Roberta L. S., (2006). **Avaliação Da Contaminação De Óleo No Ambiente Estuarino Da Baía De Guanabara (RJ) Pela Determinação Fluorimétrica De Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (Hpas) Na BÍlis De Peixes Mugil Liza.** Tese de M.Sc, Programa de Pós graduação em Química da PUC. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

NOGUEIRA, Pablo (2010). **Pobres Cidades Ricas.** UnespCiência, Fevereiro de 2010. Disponível em < http://www.unesp.br/aci_ses/revista_unespciencia/acervo/05/dinheiro-na-mao-e-vendaval> Acesso em 10 de dez. 2011.

NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE., (2005). **Facts. The Norwegian Petroleum Sector.** Ministry of Petroleum and Energy, pp 18-22 Disponível em: <www.npd.no/Global/Engelsk/3%20-%20Publications/Facts/Facts_2005.pdf> Acesso em 02 abril de 2011.

OLIVEIRA, D.A., (2010) “**O Novo Marco Regulatório Das Atividades De Exploração E Produção De Petróleo E Gás Natural No Brasil. - O Caso Pré-Sal**”, Jus Navigandi, Teresina, ano 15, n. 2399, 25 jan. 2010. Disponível em: <<http://jus.com.br/revista/texto/14243/o-novo-marco-regulatorio-das-atividades-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural-no-brasil>>. Acesso em: 22 nov. 2011.

PACHECO, C., (2003). **A Aplicação e o Impacto dos Royalties do Petróleo no Desenvolvimento Econômico dos Municípios Confrontantes da Bacia de Campos.** Monografia de Bacharelado, Instituto de Economia/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PACHECO, C., (2007). **Avaliação de Critérios de Distribuição e de Utilização de Recursos de Participações Governamentais no Brasil**. Tese de M.Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PETROBRAS, 2010a, **Modelo Regulatório de Exploração e Produção - Pré-sal e áreas estratégicas**. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 20 out. 2011.

PETROBRAS, 2011. **Fato Relevante. Plano de Negócios 2011-2015**. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 25 ago. 2011.

PEARCE, D., TURNER, R., (1990). **Economics of Natural Resources and the Environment**. London: Harvester Wheatsheaf.

PIZZOL, R., FERRAZ, F., (2010). **Riqueza E Exclusão Social: O Paradoxo Dos Royalties Do Petróleo E Gás**. In: VI CONGRESSO NACIONAL DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO - Energia, Inovação, Tecnologia e Complexidade para a Gestão Sustentável . **Anais...**, pp. 1-24. Niterói, RJ, Brasil, Ago.

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO (PNUD)., COMISSÃO ECONÔMICA PARA A AMÉRICA LATINA E O CARIBE (CEPAL)., Organização Internacional do Trabalho (OIT)., (2008). **Emprego, Desenvolvimento Humano e Trabalho Decente: A experiência Brasileira Recente**. Disponível em: <<http://www.pnud.org.br/home/>> Acesso em 5 de agosto de 2011.

POSTALI, F., (2002). **Renda Mineral, Divisão de Riscos e Benefícios Governamentais na Exploração de Petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro, BNDES, 120 p.

POSTALI, F., (2007). **Efeitos da Distribuição de Royalties do Petróleo sobre o Crescimento dos Municípios no Brasil**. In: XXXV Encontro Nacional de Economia ANPEC - Associação de Centros de Pós-Graduação em Economia, 2007, Recife. Anais do XXXV Encontro Nacional de Economia ANPEC - Associação de Centros de Pós-Graduação em Economia, 2007.

POSTALI, F. A. S., NISHIJIMA, M. **O Retorno social dos Royalties do Petróleo nos Municípios Brasileiros**. In: XXXVI Encontro Nacional de Economia ANPEC - Associação de Centros de Pós-Graduação em Economia, 2008, Salvador, BA. Anais do XXXVI Encontro Nacional de Economia ANPEC - Associação de Centros de Pós-Graduação em Economia, 2008.

PREFEITURA MUNICIPAL DE MACAÉ. (2010). Gabinete do prefeito. **Demonstrativo Consolidado Extraído dos Processos Pagos com os Recursos dos Royalties, por Função e Subfunção, no Exercício de 2009.** Disponível em: <http://sistemas2.macaee.rj.gov.br:82/apps/portaltransparencia/>. Acesso em 3 de jan 2012.

PREFEITURA MUNICIPAL DE MACAÉ. (2011). Royalties - **Saiba Mais Sobre Os Royalties E Como Eles São Aplicados Em Macaé.** Disponível em: < <http://www.macaee.rj.gov.br/conteudo.php?idCategoria=27&idSub=27&idConteudo=190>>. Acesso em 7 de jan de 2012.

RICARDO, D., (1982). **Princípios de Economia Política e Tributação.** São Paulo: Abril Cultural, Col. Os Economistas, 286 p.

REZENDE, Fernando.,(2009). **Icms: Como Era, O Que Mudou Ao Longo Do Tempo, Perspectivas E Novas Mudanças.** Cadernos Fórum Fiscal, nº 10, junho de 2009. Brasília, Brasil.

SERRA, R., (2003). **Desdobramento Espacial da Exploração e Produção de Petróleo no Brasil: em busca de um nexu para a distribuição dos royalties entre os municípios.** Rio de Janeiro: UCAM-Campos dos Goytacazes, (Mimeo).

REYNOLDS, D. B., PIPPENGER, M. K., (2010). **OPEC And Venezuelan Oil Production: Evidence Against A Cartel Hypothesis.** *Energy Policy*, Vol. 38, pp 6045-6055

SANTOS, A. M. S. P., COSTA, L. S. ANDRADE, Thompson Almeida. **Federalismo no Brasil: Análise da Descentralização Financeira da Perspectiva das Cidades Médias.** In: Andrade, Thompson Almeida; Serra, Rodrigo Valente. (Org.). *As Cidades Médias Brasileiras.* 1a. ed. Rio de Janeiro: IPEA, 2001, v. 1, pp. 295-335.

SANTOS, Fabiano Pereira. **Acidente ecológico na Baía de Guanabara.** *Jus Navigandi*, Teresina, ano 5, n. 47, nov. 2000. Disponível em: <<http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=1695>> . Acesso em: 20 de setembro de 2011.

SILVA J., Bozelli R., SANTOS L., Lopes A. **Impactos Ambientais da Exploração e Produção de Petróleo na Bacia de Campos,** RJ. In: IV Encontro Nacional da Anppas, 2008, Brasília, DF, Brasil. Disponível em: < <http://www.projetopolen.com.br/materiais/artigos/Impactos%20Ambientais%20da%20Exploracao%20e%20Producao%20de%20Petroleo%20na%20Bacia%20de%20Campos,%20RJ..pdf> > Acesso em 12 dez de 2011.

SERRA, R., PATRÃO, C, (2003). **Impropriedade dos Critérios de Distribuição dos Royalties no Brasil**. In: Piquet, R. (org), *Petróleo, Royalties e Região*, Rio de Janeiro: Garamond, pp. 185-216.

SERRA, R., (2005). **Contribuições para o Debate Acerca da Repartição dos Royalties Petrolíferos no Brasil**. Tese de Doutorado, IE/UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.

SZKLO, A., MACHADO, G., SCHAEFFER, R., (2006). **Future Oil Production in Brazil – Estimates Based on a Hubbert Model**. In: *Energy Policy*, doi: 10.1016/j.enpol.2006.08.014.

SERRA, R., GOMES, S., TAVARES, G. **Flexibilização e Reestruturação do Setor Petróleo no Brasil e México e seus Reflexos sobre as Políticas Territoriais Compensatórias**. *X Seminario Internacional de la RII, Santiago de Querétaro, México, 20 al 23 de mayo de 2008*, v. 1, p. 1048-1069

SILVA, Érica T., (2003). **Desenvolvimento Local e Criminalidade Urbana em Macaé/RJ**. Campos dos Goytacazes. Monografia de Bacharelado, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Campos dos Goytacazes, RJ, Brasil.

STUART MILL, J., **Princípios de Economia Política**. São Paulo: Nova Cultural, Col.

Os Economistas, 1996.

TAVARES, F. M. M., (2011). Impactos sociais, ambientais e urbanos das atividades petrolíferas: o caso de Macaé. **Impactos Locais: A Experiência De Macaé Lições Para O Pré-Sal**. Cap 2, pp 256-274.

TCE-RJ. Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro, (2007). **Estudos Socioeconômicos 2006**, Secretaria-Geral de Planejamento, Rio de Janeiro: TCERJ, out. Disponível em: <<http://www.tce.rj.gov.br>>. Acesso em 09 novembro. 2011

TCE-RJ. Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro, (2011). **Estudos Socioeconômicos 2010**, Secretaria-Geral de Planejamento, Rio de Janeiro: TCERJ, out. Disponível em: <<http://www.tce.rj.gov.br>>. Acesso em 09 novembro. 2011

TRIGGIA, A., et al., (2001). **O Petróleo**. In: Thomas, J. (org), *Fundamentos da engenharia de Petróleo*, Rio de Janeiro: Interciência, pp 4-13.

TSALIK, S., (2003). **Caspian Oil Windfalls: Who Will Benefit?**, Central Eurasia Project, Open Society Institute, Caspian Revenue Watch. Disponível em: <<http://www.soros.org>>. Acesso em: 10 abr. 2011.

UCAMCIDADES., (2008). Petróleo, Royalties & Região. **Boletim de Difusão das Informações e Promoção do Debate sobre a Distribuição dos Royalties do Petróleo**, Ano V, nº 20, Junho / 2008. Campos dos Goytacazes, RJ, Brasil.

UCAMCIDADES., (2010). Petróleo, Royalties & Região. **Boletim de Difusão das Informações e Promoção do Debate sobre a Distribuição dos Royalties do Petróleo**, Ano VII, nº 27, Março / 2010. Campos dos Goytacazes/RJ, Brasil.

WARNER, M., ALEXANDER, K., (2006). **Sub-National Implementation of the Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)**. EITI Secretariat Department for International Development, May 2006.

VARIAN, Hal R. **Microeconomia. Princípios básicos**. 2 ed. Rio de Janeiro: Campus, 1993. 710 p.

VASCONCELLOS, Marco Antonio. **Economia Micro e Macro**. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2011. 441 p.

VAZQUEZ., Felipe Alvite. 2010. **Análise Crítica Das Ofertas Das Rodadas De Licitação Da ANP, Com Foco Nas Variáveis Do Julgamento Do Processo Licitatório: Conteúdo Local, Bônus De Assinatura E Programa Exploratório Mínimo**. Monografia de Bacharelado, Escola Politécnica/ UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SOLOW, R.M. **Intergenerational Equity and Exhaustible Resources Massachusetts Institute of Technology**. The Review of Economic Studies, Vol. 41, Symposium on the Economics of Exhaustible Resources (1974), pp. 29-45

UNICAMP., (2009) **O que é o Petróleo**. Centro de Estudos do Petróleo (CEPETRO). Disponível em: < http://www.cepetro.unicamp.br/petroleo/index_petroleo.html. Acesso 17 set 2011>. Acesso em 13 de agosto de 2011.

WORLD BANK, (2005). **“Comparative Study on the Distribution of Oil Rents in Bolivia, Colombia, Ecuador, and Peru”**, The World Bank: ESMAP, Aug. Disponível em: <<http://www.worldbank.org>>. Acesso em 20 dez. 2010.

WORLD BANK. **DATA INDICATORS. (2010a)**. Disponível em <<http://data.worldbank.org>> Acesso em 10 de Nov.2010.

WORLD BANK., (2010b) **Ghana Country brief: Political Overview**. Disponível em <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/COUNTRIES/AFRICAEXT/GHANAEXTN/0,,menuPK:351962~pagePK:141132~piPK:141107~theSitePK:351952,00.htm>> Acesso em 11 de jan.2011.

_____. _____. (2011). Data & Reserch. Indicators.

_____. _____. (2011a). **México Country Brief**. Última atualização em setembro de 2011. Disponível em _____ : <<http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/COUNTRIES/LACEXT/MEXICOEXTN/0,,menuPK:338407~pagePK:141132~piPK:141107~theSitePK:338397,00.html>>. Acesso em 10 de dez.2010

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO (PNUD)., (2003) **Atlas de Desenvolvimento Humano, Ranking dos Municípios 2003**. Disponível em: <<http://www.pnud.org.br/home/>> Acesso em 10 de agosto de 2011.

SENADO FEDERAL., (2011). **Senadores Propõem Correção Da Participação Especial Sobre O Petróleo**. Disponível em: <http://www.senado.gov.br/noticias/senadores-propoem-correcao-da-participacao-especial-sobre-o-petroleo.aspx>