

**PROPOSTA PARA UM FUNDO DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE
EFEITO ESTUFA ADVINDOS DO SETOR PETROLÍFERO**

Benjamin de Medeiros Valle

Tese de Doutorado 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 Doutor em Planejamento Energético.

Orientador: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Rio de Janeiro
Setembro de 2011

PROPOSTA PARA UM FUNDO DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE
EFEITO ESTUFA ADVINDOS DO SETOR PETROLÍFERO

Benjamin de Medeiros Valle

TESE 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 DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas, D.Sc.

Prof. Maurício Cardoso Arouca, D.Sc.

Prof. Luciano Basto Oliveira, D.Sc.

Prof^ª. Maria Silvia Muylaert de Araújo, D.Sc.

Prof. Neilton Fidelis da Silva, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
SETEMBRO DE 2011

Valle, Benjamin de Medeiros

Proposta para um Fundo de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa Advindos do Setor Petrolífero. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

XIII, 162 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 146-156.

1. Rendas Petrolíferas. 2. Emissões de CO₂. 3. Petróleo e Gás Natural. 4. Fundo de Redução de Emissões. I. Freitas, Marcos Aurélio Vasconcelos de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Ao astro SôSô, conjunção de Soraia e Sofia, mulher e filha queridas, respectivamente.

AGRADECIMENTOS

Ao meu Orientador e professor Marcos Freitas, figura humana ímpar e de rara sensibilidade, agradecimentos sinceros e profundos por toda a sua contribuição para a construção e finalização deste trabalho.

Ao professor Maurício Arouca, pelas sugestões valiosas e acolhimento fraterno no Programa.

Aos membros da Banca por terem participado no exame deste trabalho.

Aos funcionários do PPE Sandra e Paulo.

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

PROPOSTA PARA UM FUNDO DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE
EFEITO ESTUFA ADVINDOS DO SETOR PETROLÍFERO

Benjamin de Medeiros Valle

Setembro/2011

Orientador: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Programa: Planejamento Energético

Esta tese se propõe a discutir como as rendas petrolíferas poderão vir a se constituir em um instrumento importante para reduzir as emissões brasileiras de CO₂ e fomentar ações de mitigação e adaptação às mudanças climáticas. Mais especificamente, pretende-se enfatizar que é plenamente justificável e factível que uma parcela das rendas petrolíferas distribuídas à União seja utilizada para constituir um Fundo de Redução de Emissões no Brasil. Essa percepção é reforçada pelas perspectivas de crescimento econômico para a próxima década e, sobretudo, pelo o anúncio em 2007 da descoberta de hidrocarbonetos na camada do Pré-Sal, cujas reservas – já descobertas e a descobrir – implicarão em aumento na arrecadação de rendas petrolíferas pela União e, mais relevante ainda, em aumento da produção interna de petróleo e gás natural. Por conseguinte, quanto maior for a expansão econômica e a produção de hidrocarbonetos, maiores serão as emissões de CO₂. Daí a importância de ser estabelecido o quanto antes um Fundo de Redução de Emissões.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

PROPOSAL FOR A FUND FOR REDUCING EMISSIONS OF GREENHOUSE GASES
ARISING FROM THE OIL SECTOR

Benjamin de Medeiros Valle

September/2011

Advisor: Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Department: Energy Planning

This thesis aims to discuss how oil revenues may constitute an important instrument to reduce CO₂ emissions in Brazil and promote mitigation and adaptation actions to climate change. More specifically, we intend to emphasize that it is fully justifiable and feasible that a portion of revenues distributed to the Union to create an Emission Reduction Fund in Brazil. This perception is reinforced by the prospects of economic growth for the next decade, and especially, by the announcement in 2007 of the discovery of hydrocarbons in the pre-salt layer, whose reserves – already discovered and to be discovered – will lead to an increased oil revenue collection by the Union and, even more relevant, in an increase in domestic production of oil and natural gas. Therefore, the greater the economic expansion and production of hydrocarbons, the higher the CO₂ emissions. Thus the importance to be established as soon as possible an Emission Reduction Fund.

Índice

1 – Introdução	1
2 – Arrecadação, Distribuição e Alocação das Rendas Petrolíferas no Brasil.....	6
2.1 – Conceituação de Rendas Petrolíferas	6
2.2 – Arrecadação de Rendas Petrolíferas	7
2.2.1 – Arrecadação de <i>Royalties</i>	7
2.2.2 – Arrecadação de Participações Especiais	10
2.2.3 – Arrecadação Consolidada de Rendas Petrolíferas	12
2.3 – Distribuição e Alocação de Rendas Petrolíferas no Brasil	16
2.3.1 – Considerações Iniciais	16
2.3.2 – Distribuição das Rendas Petrolíferas	18
2.3.3 – Alocação das Rendas Petrolíferas.....	21
2.3.4 – Critérios Legais de Alocação das Rendas Petrolíferas no Brasil.....	25
2.4 – Análise Crítica da Alocação das Rendas Petrolíferas no Brasil	30
2.4.1 – Falta de Transparência e de Informações	31
2.4.2 – Percepção da Sociedade sobre o Uso das Rendas Petrolíferas	34
2.4.3 – Investimentos e Rendas Petrolíferas	37
2.4.4 – Contingenciamento das Rendas Petrolíferas no Plano Federal	42
3 – Petróleo e Gás Natural no Brasil: inserção na matriz energética, produção e emissões de CO₂ derivadas.....	48
3.1 – Panorama da Matriz Energética Brasileira	48
3.1.1 – Estrutura da Oferta Interna Bruta de Energia no Brasil.....	48
3.1.2 – Emissões de CO ₂ na Geração e Uso de Energia no Brasil.....	50
3.2– Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil	55
3.2.1 – Participação do Petróleo e do Gás Natural na Oferta Interna Bruta de Energia	55
3.2.2 – Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil	58
3.3 – Emissões de CO ₂ Derivadas da Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil.....	71
3.3.1 – Metodologia para o Cálculo das Emissões de CO ₂ Resultantes da Produção Brasileira de Petróleo e Gás Natural	71
3.3.2 – Emissões de CO ₂ Resultantes da Produção Brasileira de Petróleo e Gás Natural	78
4 – Experiências Internacionais na Alocação das Rendas Petrolíferas: Fundos de Petróleo	87
4.1 – Paradoxo da Abundância ou Maldição dos Recursos Naturais	87

4.2 – Fundos de Petróleo como Instrumento de Alocação das Rendas Petrolíferas – Análise Geral no Plano Internacional	90
4.3 – Viabilidade de Fundos de Petróleo no Brasil	99
5 – Fundo de Redução de Emissões como Instrumento de Alocação das Rendas Petrolíferas para Mitigar as Emissões de CO₂ no Brasil	102
5.1 – Conceituação e Justificativas do Fundo de Redução de Emissões - FRE	105
5.1.1 – Conceituação do Fundo de Redução de Emissões.....	106
5.1.2 – Justificativas para Criação do Fundo de Redução de Emissões	107
5.2 – Recursos e Finalidades do Fundo de Redução de Emissões	114
5.2.1 – Fonte de Recursos do FRE	114
5.2.2 – Finalidades do FRE.....	119
5.3 – Gestão do Fundo de Redução de Emissões	121
5.3.1 – Modelo de Gestão e de Fiscalização do Fundo de Redução de Emissões	122
5.3.2 – Fatores Críticos de Sucesso do Fundo de Redução de Emissões	127
5.4 – Perspectivas de Alocação dos Recursos do Fundo de Redução de Emissões	133
6 – Considerações Finais e Recomendações para Estudos Futuros	141
Referências Bibliográficas	146
Anexo I – Cálculo das Emissões de CO₂ Derivadas da Produção Brasileira de Petróleo e Gás Natural	157
Anexo II - Cálculo das Emissões de CO₂ Derivadas da Produção dos Estados Unidos da América de Petróleo e Gás Natural – Ano de 2008	162

Lista de Quadros

Quadro 1 – Arrecadação de rendas petrolíferas por tipo	14
Quadro 2 – Variação anual na arrecadação de rendas petrolíferas por tipo	15
Quadro 3 – Comparação entre a variação da produção de petróleo e gás natural e a variação na arrecadação de rendas petrolíferas.....	15
Quadro 4 – Comparação entre as compensações financeiras resultantes das atividades de exploração de petróleo e gás, de recursos minerais e de recursos hídricos no Brasil no ano de 2009	29
Quadro 5 – Razão entre rendas petrolíferas e investimentos nos municípios do Estado do Rio de Janeiro	39
Quadro 6 – Oferta interna bruta de petróleo da Arábia Saudita e dos Estados Unidos no ano de 2007.....	60
Quadro 7 – Expansão da oferta de potência do SIN.....	67
Quadro 8 – Produção brasileira de petróleo e gás natural	75
Quadro 9 – Variação anual da produção brasileira de petróleo e gás natural	76
Quadro 10– Emissões de CO ₂ da produção brasileira de petróleo e gás natural.....	80
Quadro 11 – Variação anual das emissões de CO ₂ da produção brasileira de petróleo e gás natural	80
Quadro 12 – Emissões de gases de efeito estufa por setor devido à queima de combustíveis fósseis para fins energéticos no período 2010-2019.....	82
Quadro 13 – Produção de petróleo e gás natural, emissões de CO ₂ , produto interno bruto e população brasileiros.....	84
Quadro 14– Indicadores de desempenho para as emissões de CO ₂ derivadas da produção brasileira de petróleo e gás natural	84
Quadro 15 – Produção de petróleo e gás natural, emissões de CO ₂ , produto interno bruto e população americanos	84
Quadro 16– Indicadores de desempenho para as emissões de CO ₂ derivadas da produção americana de petróleo e gás natural.....	85
Quadro 17 – Exemplos de Fundos de Petróleo em países selecionados	97
Quadro 18 – Comparação entre os fundos petrolíferos do Alaska, Noruega e Alberta	98
Quadro 19 – Distribuição de rendas petrolíferas à União entre 2000 e 2009.....	117
Quadro 20 – Comparação entre as propostas de obtenção de recursos para o FRE...	118
Quadro 21– Comparação entre o Fundo de Redução de Emissões e o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima.....	132

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Evolução da arrecadação de <i>royalties</i> entre 1997 e 2009	9
Gráfico 2 – Distribuição dos <i>royalties</i> por tipo de beneficiário	10
Gráfico 3 – Evolução da arrecadação da participação especial entre 2000 e 2009	11
Gráfico 4 – Distribuição das participações especiais por tipo de beneficiário.....	12
Gráfico 5 – Arrecadação consolidada de <i>royalties</i> e participações especiais	13
Gráfico 6 – Arrecadação de rendas petrolíferas por tipo.....	14
Gráfico 7 – Valores pagos e arrecadados pelo CT-PETRO	44
Gráfico 8 – Participação (%) de fontes renováveis oferta interna de energia brasileira	48
Gráfico 9 – Comparação da estrutura da matriz energética do Brasil, OCDE e Mundo em valores percentuais.....	49
Gráfico 10 – Emissões de CO ₂ no Brasil.....	53
Gráfico 11 – Participação (%) do petróleo e do gás natural na oferta interna bruta de energia no Brasil.....	56
Gráfico 12 – Oferta interna bruta de petróleo e gás natural no Brasil.....	58
Gráfico 13 – Relação (%) entre importações e oferta interna bruta de petróleo e gás natural no Brasil.....	61
Gráfico 14 – Participação (%) do petróleo e do gás natural na produção primária de energia no Brasil.....	64
Gráfico 15 – Produção primária de petróleo e gás natural no Brasil.....	65
Gráfico 16 – Evolução da produção brasileira de petróleo e gás natural (milhões de tonelada equivalente de petróleo Mtep).....	76
Gráfico 17 – Evolução da produção brasileira de petróleo e gás natural (2000=100) .	77
Gráfico 18 – Evolução das emissões de CO ₂ derivadas da produção brasileira anual de petróleo e gás natural (2000 = 100)	81

Lista de Figuras

Figura 1 – Fluxograma simplificado da metodologia <i>top-down</i> para cálculo das emissões de CO ₂ para o sistema energético.....	72
Figura 2 – Fundo de Petróleo e orçamento público.....	95
Figura 3 – Rendas petrolíferas para redução das emissões de CO ₂ da economia brasileira	107
Figura 4 – Modelo de gestão e fiscalização do Fundo de Redução de Emissões.....	124
Figura 5 – Tipos de ações para alocação dos recursos do FRE.....	136

Lista de Abreviações

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CDES – Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social
CONPET – Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural
CO₂ – Dióxido de Carbono
COP – Convenção das Partes
CT-PETRO – Fundo Setorial de Petróleo e Gás Natural
E&P – Exploração e Produção
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FP – Fundo do Petróleo
FRE – Fundo de Redução de Emissões
FS – Fundo Social
GEE – Gases de Efeito Estufa
GNS – Gás Natural Seco
IEA – International Energy Agency
IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change
LGN – Líquidos de Gás Natural
MCT – Ministério de Ciência e Tecnologia
MMA – Ministério do Meio Ambiente
MME – Ministério de Minas e Energia
Mtep – Milhões de tonelada equivalente de petróleo
MW – megawatt
OIE – Oferta Interna Bruta de Energia
PDE 2019 – Plano Decenal de Energia 2019
PE – Participações Especiais
PNE 2030 – Plano Nacional de Energia 2030
PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
Tep – Tonelada equivalente de petróleo

1 Introdução

Considerando que os combustíveis fósseis são os maiores contribuintes para as emissões de gases de efeito estufa e, por conseguinte, para o aquecimento do planeta ao longo dos últimos 150 anos, este trabalho aborda como os recursos financeiros obtidos com a exploração de petróleo e gás natural podem contribuir para reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE), em particular de CO₂, e mitigar os impactos das mudanças climáticas¹, financiando ações e programas voltados para promover uma economia verde ou de baixo carbono, de modo que seja viável promover a sustentabilidade ambiental, econômica e social conjugada com a justiça intergeracional.

Ao longo da última década, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil vêm aumentando de forma significativa e consistente. No final de 2007 o governo brasileiro anunciou a descoberta de campos petrolíferos gigantes na camada do Pré-Sal, situada na plataforma continental e compreendendo as Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Até 31 de dezembro de 2009, haviam sido licitados sob o regime atual de concessões, os blocos de Tupi, Iara e Parque das Baleias, com reservas estimadas em cerca de 14 bilhões de barris e que, juntas, correspondem a somente 28% da área já delimitada do Pré-Sal.

Somente o Campo de Tupi, situado na Bacia de Santos, apresenta reservas estimadas entre 5 a 8 bilhões de barris de petróleo recuperáveis. O potencial estimado dos campos ainda não descobertos da camada Pré-Sal é de 80 bilhões de barris (SEDEIS, 2009, p. 4). Esses recursos resultarão em uma elevação considerável das reservas atuais de hidrocarbonetos, que são de 14 bilhões de barris de óleo equivalente. A ser confirmado todo esse potencial, as novas reservas situarão o país entre os maiores produtores de petróleo do mundo, ou mesmo entre os principais exportadores desse energético e seus derivados no cenário internacional.

¹ “Mudança do clima significa uma mudança de clima que possa ser direta ou indiretamente atribuída à atividade humana, que altere a composição da atmosfera mundial e que se some àquela provocada pela variabilidade climática natural observada ao longo de períodos comparáveis” (CDES, 2010, p. 2).

Dentre os inúmeros efeitos do aumento futuro esperado para a produção de petróleo e gás natural no Brasil – geração de postos de trabalho e renda, maior arrecadação de impostos, desenvolvimento da indústria nacional etc. – dois se mostram particularmente de interesse para os objetivos desta dissertação, quais sejam: aumento na arrecadação das participações governamentais (rendas petrolíferas) e elevação das emissões de CO₂ derivadas dessa produção.

No período 1997-2009, as rendas petrolíferas (*royalties* e participações especiais) resultaram em uma arrecadação nominal de R\$ 117 bilhões. De acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, no ano de 2009, 8 estados e aproximadamente 994 municípios receberam *royalties*, enquanto que a participação especial foi distribuída para 6 estados e 29 municípios. Desse total, coube à União aproximadamente R\$ 46 bilhões (cerca de 39%), rateados entre os Ministérios do Meio Ambiente, Minas e Energia, Ciência e Tecnologia, além do Comando da Marinha.

Apesar das rendas petrolíferas representarem um reforço expressivo nas receitas dos governos beneficiários, as mesmas não estão sendo efetivamente utilizadas como instrumento para promover políticas públicas coerentes com os princípios do desenvolvimento sustentável, incluindo suas dimensões econômica, social e ambiental. Estudos (PIQUET, 2007; SERRA, 2007; PACHECO, 2005) têm revelado que esses recursos estão sendo empregados principalmente para financiar gastos e investimentos de curto prazo (custeio, saneamento de contas). Desse modo, a pergunta que se coloca é: o que fazer com essa quantidade expressiva de dinheiro, de sorte que esses recursos sejam capazes de gerar riqueza, postos de trabalho, renda e de garantir a justiça intergeracional?

Embora a matriz energética brasileira seja uma das mais limpas em comparação com o resto do mundo e com os países da OCDE, apresentando ao longo dos últimos quarenta anos uma participação média de fontes renováveis da ordem de 47%, isso não significa que o Brasil não deva empreender esforços para reduzir suas emissões de gases de efeito estufa². Estas emissões tornam-se, a cada dia, uma questão das mais importantes diante da crescente preocupação internacional com as mudanças

² Ao longo dos últimos dez anos, o governo brasileiro vem adotando uma série de medidas para combater os efeitos das mudanças climáticas provocadas pelas emissões de gases de efeito estufa, dentre as quais destacam-se: política Nacional sobre Mudança do Clima; Plano Nacional de Eficiência Energética, Política Nacional de Resíduos Sólidos e adoção de metas voluntárias de redução de emissões de GEE até 2020.

climáticas globais, resultado sobretudo do aquecimento médio do planeta, cujos níveis aumentam desde a Revolução Industrial em velocidade superior àquela que seria desejável.

As projeções governamentais sobre a composição de nossa matriz energética para as próximas décadas apontam para uma estabilidade na participação das fontes renováveis. Pelos dados do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019 (MME, 2010), essas fontes sairão do patamar de 47,2% em 2009, para 48,4% em 2019, o que não chega a ser um incremento significativo. Por outro lado, a produção interna de petróleo e gás natural é sempre crescente, passando de 72 Mtep em 2000, para 114,6 Mtep em 2009, um aumento de 59% (média anual de 6,6%). Quando os campos do Pré-Sal estiverem produzindo comercialmente, a produção desses hidrocarbonetos crescerá significativamente: espera-se que a produção de petróleo passe dos 2,3 milhões de barris/dia em 2010 para 5,1 milhões de barris/dia em 2019, uma taxa de crescimento de 13,5% ao ano.

Por conseguinte, quanto maior for a produção nacional de petróleo e gás natural, maiores serão as emissões de CO₂ derivadas dessa produção. Utilizando-se a metodologia *top-down* do IPCC e tomando como referência o trabalho elaborado por Rosa (*et. al.*, 2006), calculou-se nesta dissertação essas emissões entre os anos 2000 e 2009. Neste período, o volume total emitido de dióxido de carbono saltou de 218 Mt CO₂ em 2000 para 347 Mt CO₂ em 2009. Aproximadamente 90% dessas emissões são provenientes da produção de petróleo.

Ao mesmo tempo em que o país dispõe (ou disporá) de quantidades maiores de hidrocarbonetos para produzir, maior será a sua capacidade de contribuir para as emissões e o aquecimento global do planeta, independente do fato de o petróleo e o gás natural virem a ser consumidos internamente ou não.

Desse modo, é premente que o Brasil disponha de instrumentos para compensar e/ou mitigar as emissões originadas da produção brasileira de petróleo e gás natural, posto que esses hidrocarbonetos não apenas terão, como devem – em função do Pré-Sal, da necessidade de suprir a demanda interna, de garantir a segurança energética nacional, de viabilizar o crescimento econômico projetado para os próximos anos, bem como de reduzir a dependência externa – ser explorados mais intensamente no futuro.

Dentre esses instrumentos, propugna-se neste trabalho a instituição de um Fundo de Redução de Emissões (FRE) a ser capitalizado com parcela das rendas petrolíferas distribuídas à União, ente federativo que é o maior beneficiário desses recursos. Além de propiciar uma alocação mais transparente e efetiva das rendas petrolíferas, este fundo teria como objetivo central promover investimentos em projetos, programas e ações voltados para, num primeiro momento, reduzir as emissões de CO₂ do setor petrolífero e, num segundo momento, contribuir para o abatimento dessas emissões geradas pela economia brasileira como um todo.

Assim, no Capítulo 2 é realizada uma descrição do que são as rendas petrolíferas no Brasil, suas regras de arrecadação, de distribuição e o modo pelo qual estão sendo alocadas pelos governos recebedores. Com base em uma análise crítica envolvendo aspectos como transparência, percepção da sociedade, potencial de investimentos e contingenciamento de recursos, procura-se enfatizar que as rendas petrolíferas poderiam ser melhor alocadas em benefício da sociedade brasileira como um todo. Por exemplo, essas rendas poderiam ser empregadas para compensar as externalidades negativas da indústria do petróleo e gás natural, particularmente no que respeita aos seus efeitos adversos sobre o meio ambiente.

Em seguida, são calculadas e analisadas as emissões de CO₂ resultantes da produção nacional de petróleo e gás natural no período compreendido entre os anos de 2000 e 2009. Antes, porém, é descrito um panorama geral da matriz energética brasileira, sua composição, características gerais e a respectiva participação daqueles hidrocarbonetos na oferta interna bruta de energia, conforme discutido no Capítulo 3.

No Capítulo 4 são apresentadas experiências internacionais quanto a alocação das rendas petrolíferas em diversos países que não apenas são grandes produtores e/ou exportadores de petróleo, mas que também estabeleceram Fundos de Petróleo como mecanismo de alocação dessas rendas. Os países foram divididos em dois grupos: de um lado, aqueles que usam as rendas petrolíferas em benefício da sociedade; de outro lado, encontram-se as nações que apresentam grandes desigualdades socioeconômicas apesar de toda a riqueza gerada pelo petróleo.

A análise dessas experiências serve como subsídio para fundamentar a proposta de criação de um Fundo de Redução de Emissões no Brasil, concebido como um instrumento financeiro para alocar parcela das rendas petrolíferas da União em ações voltadas para reduzir as emissões brasileiras de CO₂. Assim, no Capítulo 5 é

detalhado o que seria o FRE: conceituação, justificativas, modelo de gestão, fonte de recursos, operacionalização e possibilidades de alocação.

Finalmente, no Capítulo 6 são tecidas as conclusões e feitas recomendações para estudos futuros.

2 Arrecadação, Distribuição e Alocação das Rendas Petrolíferas no Brasil

O ano de 1997 se constitui em um divisor de águas para o segmento de petróleo e gás natural do Brasil, momento no qual é estabelecido o novo marco regulatório dispondo sobre o modelo de exploração e produção desses hidrocarbonetos, incluindo os critérios de cálculo e de distribuição das compensações financeiras pagas pelos concessionários dessas atividades. A seguir, é descrito o que são as rendas petrolíferas no Brasil, os valores arrecadados e distribuídos entre os anos 2000 e 2009, bem como realizada uma análise sintética de como essas rendas estão sendo alocadas pelas diferentes esferas governamentais que delas se beneficiam.

2.1 Conceituação de Rendas Petrolíferas

A promulgação da Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997, também conhecida como Lei do Petróleo, estabeleceu o novo modelo de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Dentre as mudanças introduzidas por esta Lei destacam-se a criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a permissão para que empresas privadas possam participar das atividades de E&P (flexibilização do monopólio estatal) e a definição de nova metodologia para o cálculo e a distribuição das participações governamentais provenientes da compensação financeira pela exploração do petróleo e do gás natural, tanto nos casos em que a lavra ocorrer em terra como na plataforma continental³.

No âmbito das três esferas de governo – Estados, Municípios e União – a Lei 9.478/97 significou uma elevação substancial dos recursos repassados para os entes da federação, sobretudo estados e municípios, que passam a contar, a partir de então,

³ De acordo com o parágrafo primeiro do artigo 20 da Constituição Federal, “é assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração”.

com uma maior receita orçamentária derivada do pagamento e transferência de participações governamentais estabelecidas na referida Lei. Essas participações constituem a remuneração do poder concedente pela concessão contratada, ou seja, os concessionários das atividades de E&P devem efetuar ao Estado o pagamento de uma compensação financeira pelo direito de explorar os recursos minerais que, no presente trabalho, contemplam o petróleo e o gás natural.

A Lei 9.478/97 define quatro tipos de participações governamentais, conforme descrito abaixo:

- a) Royalties: compensação financeira devida mensalmente pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural;
- b) Participações Especiais: compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de campos com grande volume de produção ou de grande rentabilidade;
- c) Bônus de Assinatura: pagamento feito anteriormente ao início da exploração, sendo o montante ofertado pela empresa vencedora da licitação para obtenção da concessão;
- d) Pagamento pela Ocupação ou Retenção da Área: valor a ser pago anualmente pelos concessionários a partir da data de assinatura do contrato de concessão. É uma receita exclusiva da ANP.

Os royalties e as participações especiais são as principais receitas governamentais incidentes sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural, sendo distribuídas às unidades da federação segundo critérios estabelecidos na Lei do Petróleo. Em face dos recursos financeiros envolvidos e da capilaridade na distribuição dos royalties e participações especiais, denomina-se, ao longo deste trabalho, **de rendas petrolíferas** esses dois tipos de participação governamental.

2.2 Arrecadação de Rendas Petrolíferas

2.2.1 Arrecadação de *Royalties*

São duas as alíquotas de *royalties* incidentes sobre a produção de petróleo e gás natural, quer esta aconteça em terra quanto na plataforma continental: parcela de 5% e parcela acima de 5%, também denominada de *royalties* excedentes (ANP, 2002). A primeira obedece aos critérios de distribuição estipulados na Lei 7.990/89, enquanto que a segunda parcela é distribuída conforme a Lei 9.478/97⁴.

Os beneficiários dos *royalties* são os estados e municípios produtores (produção *onshore*) ou confrontantes com campos de petróleo (produção *offshore*), a União (Ministério de Ciência e Tecnologia e Comando da Marinha), municípios que possuem ou são afetados por instalações de embarque desembarque (cais, bóias etc.), e os demais estados e municípios brasileiros contemplados com recursos do Fundo Especial⁵.

O montante de *royalties* a ser pago em um dado mês sofre a influência de três variáveis básicas: volume de produção mensal de petróleo e gás natural, seus preços de referência (alinhados aos preços praticados no mercado internacional) e a taxa média de câmbio. A arrecadação dos *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural no período de 1997 a 2009 totalizou R\$ 58,6 bilhões (em valores nominais), conforme Gráfico 1.

⁴ Ao longo dos anos, a média ponderada das alíquotas dos *royalties* incidentes sobre as diversas bacias petrolíferas brasileiras tem sido de aproximadamente 9,8%.

⁵ No item 2.3.4 é apresentado o detalhamento sobre a participação de cada beneficiário no montante de *royalties* arrecadados anualmente.

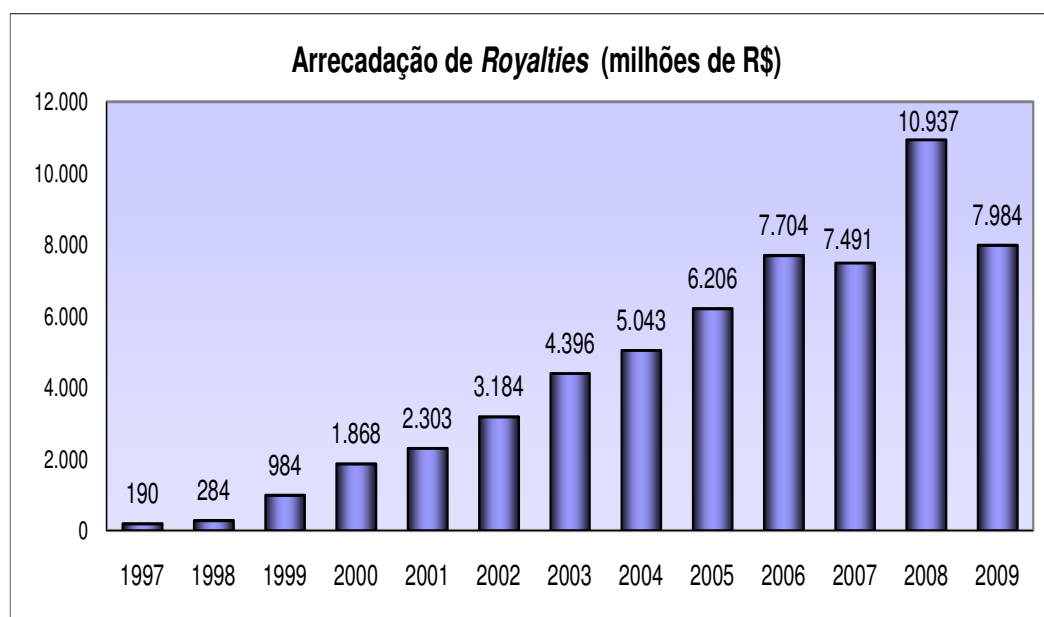


Gráfico 1 – Evolução da arrecadação de *royalties* entre 1997 e 2009 (ANP, 2010)

Em 2009, os *royalties* foram distribuídos para 8 estados e 994 municípios (ANP, 2010), além da União, cujos valores estão indicados no Gráfico 2. Aproximadamente 72% dessa renda petrolífera foi destinada aos estados e municípios, incluindo nesse montante o Fundo Especial.

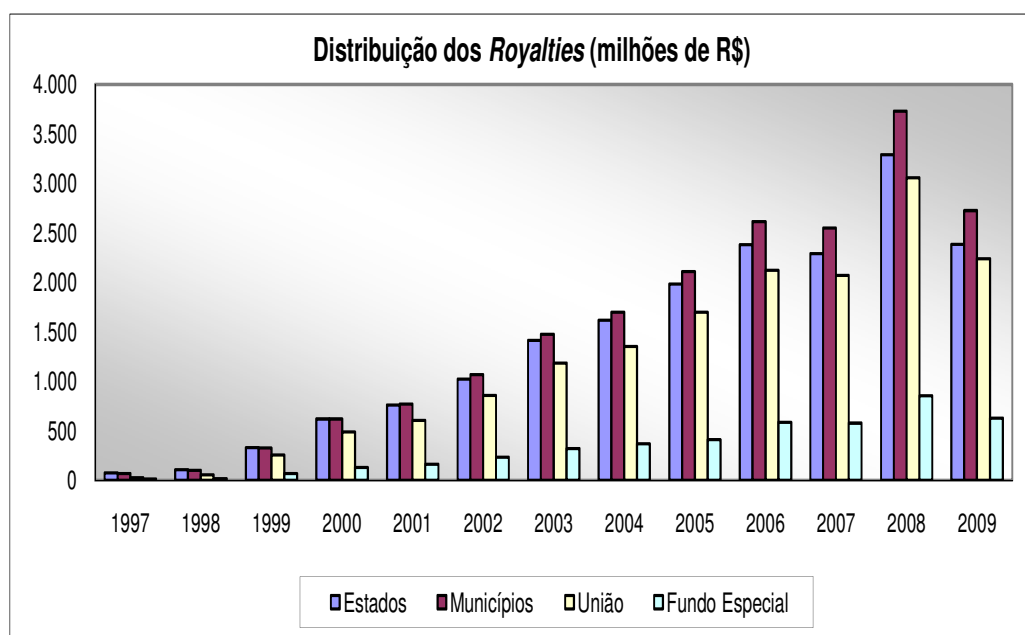


Gráfico 2 – Distribuição dos *royalties* por tipo de beneficiário (ANP, 2010).

2.2.2 Arrecadação de Participações Especiais

De acordo com o parágrafo 2º do artigo 50 da Lei 9.478/97, os recursos das participações especiais (PE) são distribuídos na seguinte proporção:

Ministério de Minas e Energia: 40%	}	UNIÃO
Ministério do Meio Ambiente: 10%		
Estado produtor ou confrontante com a plataforma continental: 40%		
Município produtor ou confrontante com a plataforma continental: 10%		

Ao contrário dos *royalties*, cuja base de cálculo é a receita bruta, a participação especial incide sobre o lucro da concessão, sendo permitido abater, no cálculo de tal lucro, os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos por lei.

Dentre os contratos de concessão vigentes e cujas curvas de produção ou tamanho da reserva são conhecidos, 22 campos contribuíram para a arrecadação da participação especial (ANP, 2009). Em média, para esses campos, a participação especial

corresponde a um *royalty* adicional de 10%. O primeiro pagamento de participação especial ocorreu em fevereiro de 2000, referente à produção do quarto trimestre de 1999 dos campos de Albacora e Marlim.

A arrecadação da participação especial é dependente das seguintes variáveis: volume de produção mensal de petróleo e gás natural, seus preços de referência (alinhados aos preços praticados no mercado internacional), taxa média de câmbio, bem como dos critérios estabelecidos para apuração de resultados dos campos produtores.

As participações especiais totalizaram o valor nominal de R\$ 58,7 bilhões, desde o período inicial (ano 2000) até 2009, conforme o Gráfico 3.

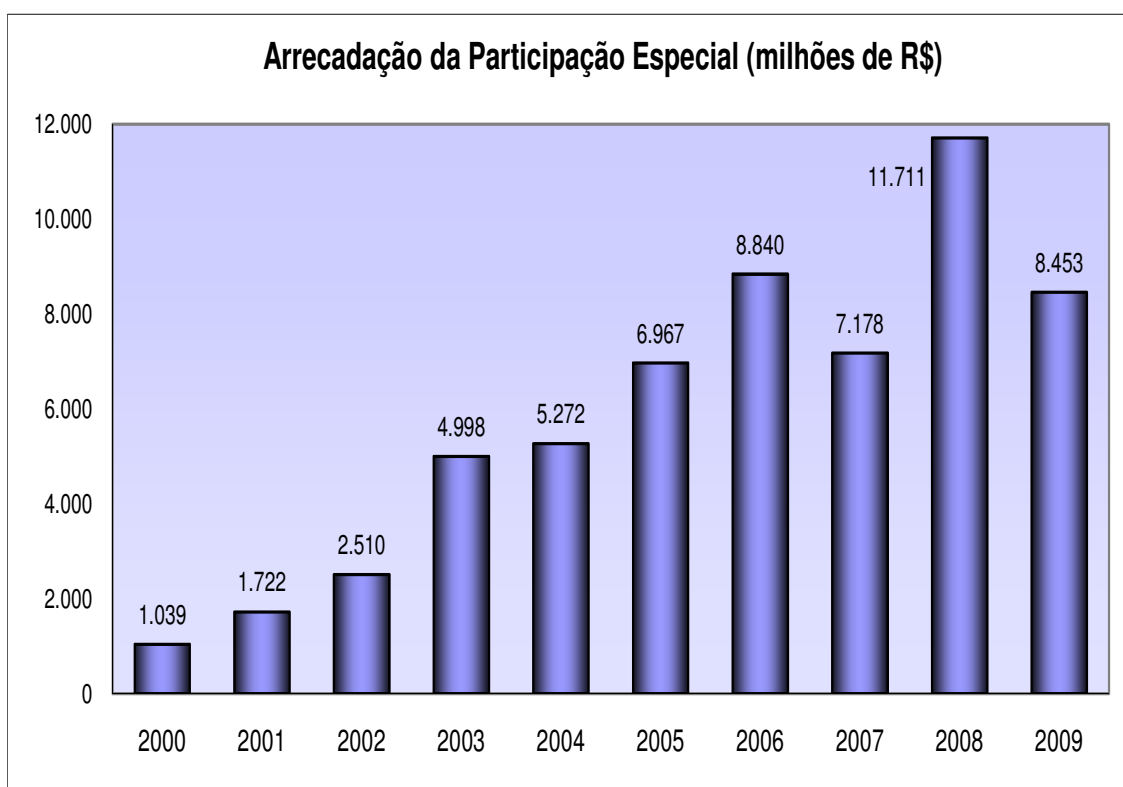


Gráfico 3 – Evolução da arrecadação da participação especial entre 2000 e 2009 (ANP, 2010).

A distribuição dos valores arrecadados a título de participação especial sobre a produção de petróleo e gás natural contempla como beneficiários a União, estados e municípios. No ano de 2009, esses recursos foram distribuídos para 6 estados e 29 municípios (ANP, 2010). O Gráfico 4 evidencia, por tipo de beneficiário, a distribuição da participação especial arrecadada no período 2000-2009. Na média, a União se

beneficia de aproximadamente 50% do valor total distribuído a título de participações especiais.

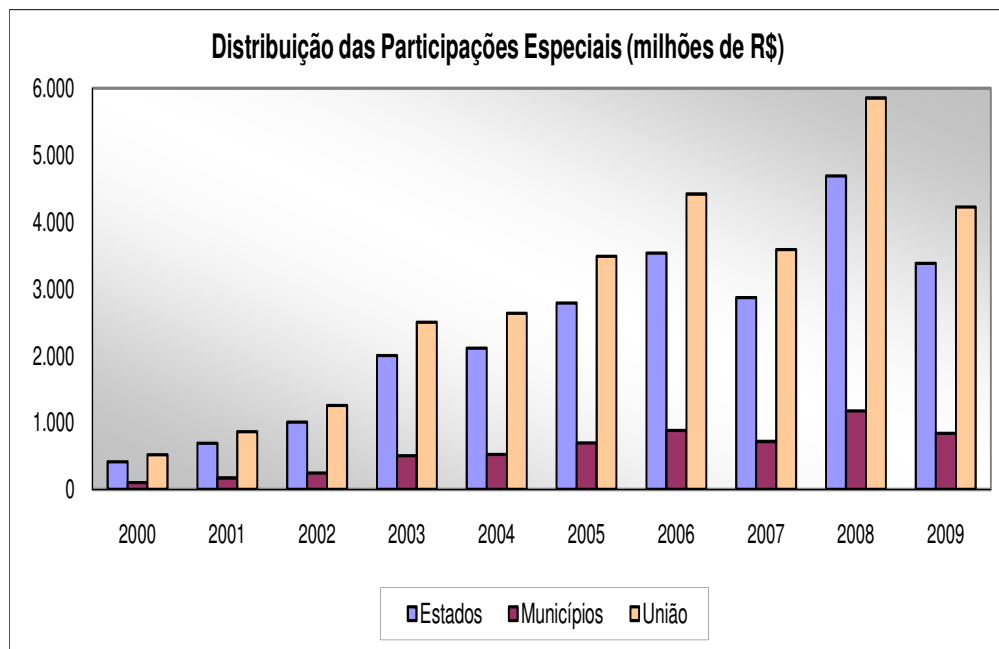


Gráfico 4 – Distribuição das participações especiais por tipo de beneficiário (ANP, 2010).

2.2.3 Arrecadação Consolidada de Rendas Petrolíferas

As rendas petrolíferas oriundas da produção de petróleo e gás natural resultaram, quando somadas no período 1997-2009, em uma arrecadação nominal de R\$ 117,3 bilhões (Gráfico 5), montante este distribuído aos diferentes entes da federação conforme os critérios estabelecidos na Lei do Petróleo. Na média histórica, a União é o ente federativo que mais se beneficia com a distribuição dessas rendas, ficando com 39% do total arrecadado, cabendo as estados e municípios os restantes 61%.

Para efeitos de comparação e a fim de ressaltar a magnitude dos valores envolvidos com o repasse de rendas petrolíferas, os R\$ 16,4 bilhões distribuídos no ano de 2009

são 30% superiores aos gastos do Governo Federal com o programa Bolsa Família⁶ no mesmo ano, e são maiores que o dinheiro do orçamento efetivamente gasto pelo governo federal com investimentos no ano de 2009 (sem considerar as despesas de investimento das estatais), cujo valor foi de R\$ 13,96 bilhões, ou 24,5% de um total de R\$ 57 bilhões previstos⁷.

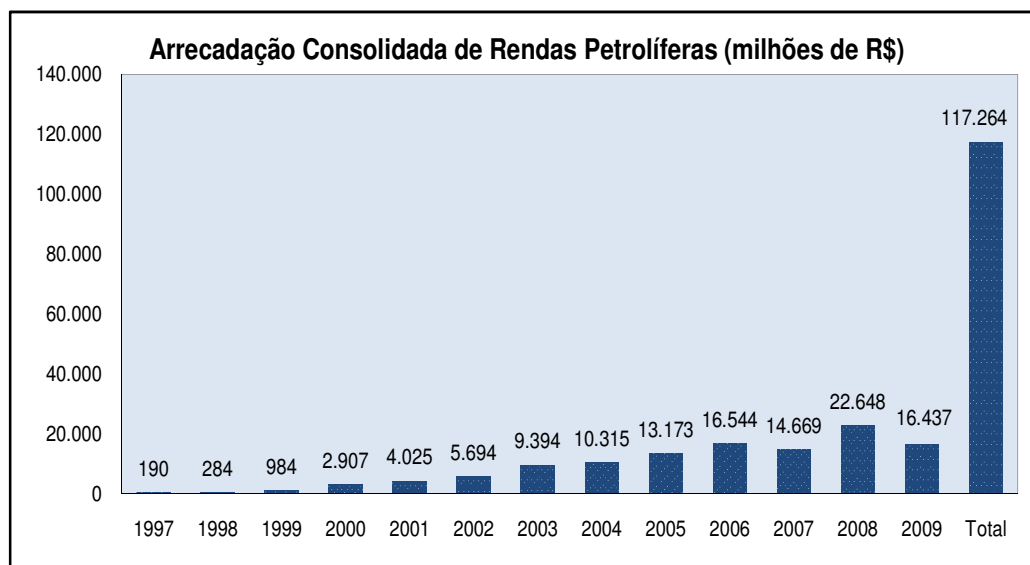


Gráfico 5 – Arrecadação consolidada de *royalties* e participações especiais. Elaboração própria a partir de dados da ANP (2010).

Entre 2003 e 2006 as participações especiais tiveram uma arrecadação maior do que os *royalties*, tornando-se menor no ano de 2007, e voltando a ter um volume de arrecadação superior aos *royalties* a partir do ano de 2008, conforme apresentado no Quadro 1 e no Gráfico 6.

⁶ Programa de transferência direta de renda que beneficia famílias pobres e extremamente pobres. Em 2009 foram beneficiadas cerca de 12 milhões de famílias com esse programa, cujo desembolso foi de R\$ 12,6 bilhões de reais (Ministério do Desenvolvimento Social e Combate à Fome, 2010).

⁷ Tesouro Nacional, 2010.

Renda Petrolífera	ANO																			
	2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009	
	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%
Royalties	1.868	64	2.303	57	3.184	56	4.396	47	5.043	49	6.206	47	7.704	47	7.491	51	10.938	48	7.984	49
Part. Especiais	1.039	36	1.722	43	2.510	44	4.998	53	5.272	51	6.967	53	8.840	53	7.178	49	11.711	52	8.453	51
Total	2.907	100	4.025	100	5.694	100	9.394	100	10.315	100	13.173	100	16.544	100	14.669	100	22.649	100	16.437	100

Quadro 1 – Arrecadação de rendas petrolíferas por tipo (milhões de R\$). Elaboração própria a partir de dados da ANP (2010).

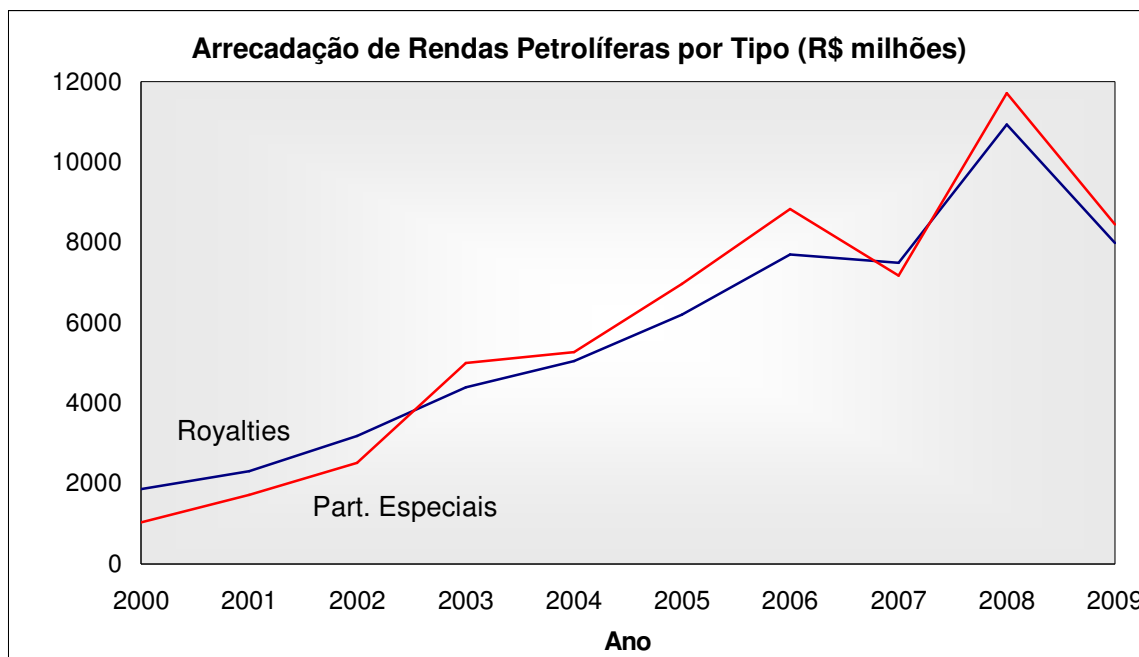


Gráfico 6 – Arrecadação de rendas petrolíferas por tipo. Elaboração própria a partir de dados da ANP (2010).

Tomando por base os valores do Quadro 1, foi calculada a variação na arrecadação de rendas petrolíferas ao longo dos anos, conforme evidenciado no Quadro 2. Verifica-se que entre 2000 e 2009 as participações especiais tiveram um crescimento de 714%, enquanto os *royalties* aumentaram 327%, e as rendas petrolíferas 465% como um todo. No geral, todo esse crescimento se deveu não apenas à elevação da produção interna de petróleo e gás natural (ver Capítulo 3) mas, também, à crescente elevação do preço do barril de petróleo tipo *brent*, que passou de US\$ 28.66 em 2000, para aproximadamente US\$ 97 em 2008 (U.S. Energy Information Administration, 2010).⁸

⁸ Como citado anteriormente, além do preço do barril de petróleo, a taxa de câmbio entre o real e o dólar americano também é uma variável que influencia o cálculo das rendas petrolíferas. Segundo dados do Banco Central (2010), entre os anos 2000 e 2004, a taxa de câmbio média anual R\$/US\$ passou de 1,83 para 2,92, sendo que nos anos seguintes essa relação foi de 2,43 (2005), 2,18 (2006), 2,00 (2007) e de 1,8 (2008).

Renda Petrolífera	ANO									
	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2000-2009
	Variação (%)									
Royalties	23,3	38,3	38,1	14,7	23,1	24,1	-2,8	46,0	-27,0	327,4
Part. Especiais	65,7	45,8	99,1	5,5	32,2	26,9	-18,8	63,2	-27,8	713,6
Total	38,5	41,5	65,0	9,8	27,7	25,6	-11,3	54,4	-27,4	465,4

Quadro 2 – Variação anual na arrecadação de rendas petrolíferas por tipo (milhões de R\$).
Elaboração própria a partir de dados da ANP (2010).

A despeito de todo esse crescimento, as rendas petrolíferas possuem uma arrecadação errática, o que demonstra o grau de volatilidade a que estão sujeitas. Apesar de aumentos contínuos e sucessivos na produção de petróleo e gás natural no intervalo 2000-2009, as rendas petrolíferas apresentaram, nos períodos 2006-2007 e 2008-2009, diminuição de um ano para o outro (ver Gráfico 5). Isso decorreu de oscilações nas taxas de câmbio (valorização do real frente ao dólar) e/ou da queda no preço internacional do barril do petróleo, variáveis estas cujo comportamento é ditado pelas regras de mercado (nacional e/ou internacional) e sobre as quais a ANP não têm nenhum tipo de ingerência, a não ser refleti-las nos cálculos para apurar o montante de rendas petrolíferas a ser distribuído aos entes governamentais beneficiários.

De acordo com o Quadro 3 verifica-se que, enquanto a produção de petróleo e gás natural variou 58,3% entre os anos 2000 e 2009, as rendas petrolíferas tiveram um incremento nominal de 465,4% no mesmo período, ou seja, oito vezes superior. Entretanto, o fato relevante a considerar diz respeito à diminuição de 27,4% no montante arrecadado de rendas petrolíferas entre 2008 e 2009, apesar do aumento de 5,8% na produção de petróleo e gás natural no mesmo intervalo de tempo.

Aspecto	Período 2000-2009			Período 2008-2009		
	2000	2009	Variação %	2008	2009	Variação %
Produção de petróleo e gás natural (bep milhões)	550	871	58,3	823	871	5,8
Rendas petrolíferas (R\$ milhões)	2.907	16.437	465,4	22.648	16.437	-27,4

Quadro 3 – Comparação entre a variação da produção de petróleo e gás natural e a variação na arrecadação de rendas petrolíferas. Elaboração própria a partir de dados da ANP (2010).

Além de evidenciar o grau de volatilidade⁹ a que está sujeita a arrecadação de royalties e participações especiais, os dados do Quadro 3 reforçam a necessidade de que sejam estabelecidos mecanismos de alocação desses recursos com vistas a mitigar os impactos negativos decorrentes das flutuações na arrecadação dos mesmos. Com a crise financeira de 2008, Campos dos Goytacazes, Macaé e Rio das Ostras, municípios do Estado do Rio de Janeiro que mais recebem pagamentos de royalties, registraram queda de até 12,9% na arrecadação entre os meses de setembro e novembro daquele ano. Nessas cidades, onde os repasses de rendas petrolíferas respondem por até 70% dos orçamentos, o resultado dessa queda foi a redução de despesas correntes e cortes no orçamento da ordem de 25% em 2009, como verificado em Macaé (Finanças dos Municípios Fluminenses, 2010).

2.3 Distribuição e Alocação de Rendas Petrolíferas no Brasil

2.3.1 Considerações Iniciais

As rendas petrolíferas se constituem em receitas extra-orçamentárias vultosas para as diversas instâncias governamentais, sobretudo para o Estado do Rio de Janeiro e seus municípios, em particular aqueles que fazem parte da Zona de Produção Principal de petróleo e gás natural da Bacia de Campos¹⁰. A forma pela qual essas rendas vêm sendo distribuídas e alocadas pelos seus beneficiários tem sido objeto de vários estudos e análises que buscam mensurar e avaliar os impactos dos *royalties* e das participações especiais sobre a economia, a sociedade e os governos locais.

Via de regra, esses estudos concentram-se basicamente na discussão dos seguintes aspectos: a falta de transparência na alocação das rendas petrolíferas pelos governos locais; a iniquidade presente nos critérios definidos na Lei do Petróleo acerca da distribuição desses recursos; o determinismo geográfico como elemento definidor dos

⁹ Valle e Freitas (2008) fizeram uma análise semelhante para o período 2006 e 2007. Entre um ano e outro houve uma queda de 11% nas rendas petrolíferas distribuídas, ao passo que a produção de petróleo e gás natural cresceu 1,6%.

¹⁰ A Bacia de Campos é a maior região produtora e, conseqüentemente, a maior beneficiária dessas rendas. O Rio de Janeiro (governos estadual e municipais) foi contemplado com 49% do total de R\$ 16,4 bilhões distribuídos no ano de 2009 a título de *royalties* e participações especiais (Info *Royalties*, 2010).

beneficiários que fazem jus ao recebimento de *royalties* e participações especiais; e a investigação de como e onde essas rendas estão sendo aplicadas.

Paralelamente à abordagem desses assuntos, diferentes autores (NETO, 2005; SERRA, 2005) propõem, ainda que de forma aproximada, possíveis usos a serem destinados pelos governos locais às rendas petrolíferas, tais como a realização de investimentos direcionados para a diversificação econômica, a promoção de justiça intergeracional e a geração de energia a partir de fontes renováveis e alternativas.

De modo geral, pode-se afirmar que na literatura nacional acerca das participações governamentais incidentes sobre a produção de petróleo e gás natural há um consenso quanto ao fato de que, apesar das rendas petrolíferas representarem um reforço expressivo nas receitas dos governos beneficiários, as mesmas não estão sendo efetivamente utilizadas como instrumento de políticas públicas direcionadas para a promoção do desenvolvimento com sustentabilidade ambiental, econômica e social. Tampouco há uma preocupação desses governos com as gerações futuras, no sentido de criar condições para garantir-lhes emprego, renda e serviços públicos de qualidade quando a arrecadação das rendas petrolíferas começar a declinar no futuro, dado que o petróleo e o gás natural são recursos não renováveis e, portanto, finitos.¹¹

Não resta dúvida quanto a importância do entendimento de como os recursos dos *royalties* e participações especiais estão sendo aplicados, seus impactos sobre as finanças públicas, a economia e a sociedade beneficiária. Contudo, a análise sobre esse tema precisa ir além dessas questões e contemplar, também, estudos propositivos que apontem alternativas sistematizadas e consistentes sobre como as rendas petrolíferas devem ser gerenciadas, internalizadas e aplicadas pelos governos.

Em outros termos, se faz necessário empreender uma análise que ultrapasse os limites da simples constatação e que pela qual seja possível responder às seguintes perguntas fundamentais: que tipos de instrumentos podem ser utilizados para alocar as rendas petrolíferas e garantir a sustentabilidade de uma região ou localidade pós-petróleo? Qual o arcabouço teórico que dará sustentação para o emprego desses instrumentos? Até que ponto esses instrumentos são viáveis, levando-se em consideração a realidade política, social e econômica brasileira? Em síntese, o que

¹¹ Antes do anúncio das descobertas de petróleo na camada do Pré-Sal, pesquisas indicavam que a relação entre reservas provadas e produção petrolífera situava-se em patamares próximos a 20 anos (PEDROSA, 2006, p. 172).

está em jogo é: o que e como fazer com essa quantidade expressiva quantidade de dinheiro, de sorte que as rendas petrolíferas sejam efetivamente alocadas em prol da sociedade?

Em resposta à pergunta acima, propõe-se a criação de um Fundo de Redução de Emissões (FRE) a ser capitalizado com rendas petrolíferas, cujas características, fontes de recursos e metodologia operacional serão apresentadas detalhadamente no Capítulo 5. Antes disso, porém, se faz necessário empreender uma análise com o objetivo de se extrair um panorama sintético de como as rendas petrolíferas vêm sendo distribuídas e alocadas ao longo dos anos pelos seus beneficiários, posto que tal entendimento é indispensável para fundamentar e justificar o estabelecimento do FRE.

2.3.2 Distribuição das Rendas Petrolíferas

As regras de distribuição das rendas petrolíferas no Brasil sofrem a influência de um forte determinismo físico, “cujo principal desdobramento é a hiperconcentração de receitas públicas em alguns pontos do território” (SERRA, 2007, p. 81). Além dos estados e municípios produtores, são contemplados com essas receitas outros estados e municípios que mantêm proximidade geográfica com os campos petrolíferos, ou que contêm em seu território atividades vinculadas à exploração e produção de petróleo e gás natural, como instalações de embarque e desembarque (pier de atracação, monoboias, estações coletoras e de armazenamento, refino etc.)¹².

Estudo encomendado pela Agência Nacional do Petróleo – ANP com o objetivo de avaliar o impacto dos royalties e participações especiais nas finanças e nas condições socioeconômicas dos estados e municípios beneficiados, e levado a cabo por uma equipe multidisciplinar de pesquisadores da Fundação José Bonifácio – FIJB/UFRJ, do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA e do Instituto Brasileiro de Administração Municipal – IBAM, ressalta textualmente que “**a participação dos royalties não guarda relação com a economia e sim com a geografia**” [grifo do autor] (ANP, 2003, p. 24).

¹² Uma descrição detalhada das regras de distribuição dos *royalties* é apresentada pela ANP (2002) na publicação Guia dos *Royalties* do Petróleo e do Gás Natural.

Isso se deve ao fato de que inúmeros municípios brasileiros, embora não desenvolvam qualquer tipo de atividade vinculada à exploração de petróleo e gás natural, são contemplados com rendas petrolíferas simplesmente por fazerem limite geográfico (contiguidade) com poços produtores, sobretudo daqueles situados na plataforma continental, ou por estarem sob a influência geoeconômica dos municípios onde ocorre a produção de petróleo e gás natural. A definição de que municípios se enquadram em uma dessas categorias é estabelecida segundo critérios adotados pelo IBGE (ANP, 2002, p.72).

Piquet (2003, p. 231) critica esses critérios ao questionar o repasse de *royalties* a um conjunto de municípios que, embora não funcionem como base de apoio às operações de extração de petróleo e gás natural *offshore*, recebem tais recursos. Segundo a autora, nesta circunstância, a produção de hidrocarbonetos em nada altera a forma de exploração do solo e as atividades econômicas existentes no município, bem como não gera impactos no nível da demanda de infraestrutura, nos serviços básicos de educação, saúde, segurança etc. Apesar disso, o município faz jus ao recebimento de rendas petrolíferas a título de compensação financeira, segundo o enquadramento definido na Lei do Petróleo. Todo esse recurso adicional engorda o orçamento municipal sem nenhum custo administrativo para obtê-lo, situação contrária a de impostos como o IPTU, cuja arrecadação depende de estrutura administrativa, de fiscalização e de controle para que o contribuinte efetivamente recolha aos cofres públicos o que é devido.

Na produção *offshore*, a maior parte dos *royalties* e a totalidade das participações especiais são transferidas a inúmeros municípios segundo um critério simplesmente físico ou de “sorte geográfica,” como denomina Serra (op. cit., p. 90). Municípios com essas características são denominados de *petro rentistas* (PIQUET, 2007, p.10), na medida em que recebem grandes volumes de recursos financeiros a título de rendas petrolíferas sem, contudo, manterem qualquer relação produtiva com a indústria do petróleo. Constituem-se em ilhas de riqueza cercadas por regiões empobrecidas financeiramente, como no caso de alguns municípios do Norte Fluminense e cuja renda *per capita* é uma das maiores do país, a exemplo de Campos dos Goytacazes, ao passo que a região Noroeste é uma das mais empobrecidas do Estado do Rio de Janeiro. Contudo, como será visto mais adiante, a afluência de *royalties* e de participações especiais para os cofres dos governos beneficiários não implica, com raras exceções, em melhoria dos indicadores socioeconômicos e no padrão de vida da população local.

Desde o advento da Lei do Petróleo a repartição das rendas petrolíferas vem sendo alvo de intensas críticas, entre estas: inexistência de instrumentos de controle social, falta de limite máximo para o repasse desses recursos aos estados e municípios, bem como a não vinculação na utilização das rendas petrolíferas pelos governos beneficiários. Setores políticos e acadêmicos utilizam como argumento principal para fundamentar essas críticas a falta de clareza e de lógica econômica, social e ambiental nos parâmetros definidores dos entes subnacionais que podem ou não ser beneficiados com o recebimento de rendas petrolíferas. Nas palavras de Crespo (2003, p. 252):

Ao caracterizar a zona limítrofe como aquela em que há consequências sociais e econômicas da produção de petróleo ou gás natural, não se definiu [na legislação em vigor], de forma clara e precisa, a magnitude dessas mudanças, muito menos os critérios para tal definição. Assim sendo, abriram-se condições para a inclusão de uma série de municípios totalmente desvinculados da atividade, e que foram beneficiados com a mesma.

Adicionalmente, a falta de fiscalização, a pouca transparência quanto a aplicação das rendas petrolíferas e a constatação de que os estados e municípios beneficiários não estão apresentando níveis de desenvolvimento socioeconômico compatíveis com o volume de recursos que recebem a título de compensação financeira derivada das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, também são fatores enfatizados pelos críticos do modelo atual de repasse das rendas petrolíferas. De fato, e como será visto no item 2.4, esses fatores depõem, ao longo dos anos, contra a maioria dos governos agraciados com royalties e participações especiais.

Embora não seja o objetivo desta dissertação analisar a pertinência ou não de tais críticas, não se pode deixar de ignorá-las, sobretudo após a descoberta de hidrocarbonetos na camada do Pré-Sal. Este acontecimento tem gerado debates acalorados entre os entes da federação sobre as regras atuais de distribuição das rendas petrolíferas. Na medida em que tais rendas tendem a crescer substancialmente com a produção de petróleo e gás dos novos campos do Pré-Sal, maior será a pressão política para que as regras de repartição sejam alteradas.

Entre 2009 e 2010, tramitaram no Congresso Nacional quatro Projetos de Lei encaminhados pelo Poder Executivo propondo alterações no marco regulatório do

setor de petróleo e gás natural após as descobertas do Pré-Sal. Dentre estes, destaca-se o Projeto de Lei N° 5.938, de 31 de agosto de 2009, que trata sobre a substituição do modelo de concessão, hoje em vigor, pelo regime de partilha da produção. Essa proposta permite antever, em seu artigo 50¹³, a possibilidade de alteração das regras vigentes acerca da distribuição das rendas petrolíferas, sobretudo dos royalties. Isso tem gerado uma disputa política acalorada: de um lado, estados e municípios produtores lutando para manter os termos prescritos na Lei do Petróleo; de outro, estados e municípios não agraciados com rendas petrolíferas se articulando para terem direito a estes recursos, pressionando para que, sob o regime de partilha de produção e caso o PL 5.938/09 venha a ser aprovado, as regras de distribuição sejam modificadas para atender às suas reivindicações. O que chama a atenção, entretanto, é que pouco se discute a destinação a ser dada às rendas petrolíferas. Todos os entes subnacionais querem tê-las, mas nenhum deles explicita claramente como irão gastá-las, inclusive aqueles que hoje as recebem.

Cabe ressaltar que a discussão sobre o rateio das compensações financeiras vinculada à atividade de produção de petróleo e gás natural é bastante antiga. Nas comissões da Câmara Federal tramitam dezenas de projetos propondo alterar a forma de distribuição das rendas petrolíferas. Entre 2000 e 2007 foram apresentados 34 Projetos de Lei (CARVALHO, 2008, p. 78) contendo propostas as mais diversas: desde os que querem permitir a utilização das rendas petrolíferas para pagamento de pessoal, aos que propõem beneficiar a totalidade dos municípios e estados brasileiros com esses recursos. Ao que tudo indica, a disputa pela apropriação das rendas petrolíferas entre os entes da federação deverá se acirrar ainda mais como decorrência da exploração futura das jazidas do Pré-Sal e durante o transcorrer da discussão do PL 5.938/09.

2.3.3 Alocação das Rendas Petrolíferas

Conceitualmente, os *royalties*, e por extensão as rendas petrolíferas em sentido amplo, tem por objetivo primordial servir de compensação financeira para garantir às

¹³ Art. 50 do Projeto de Lei 5.938/09: “Até que seja publicada legislação específica para o regime de partilha de produção, o pagamento dos royalties devidos pelo contratado sob o regime de partilha de produção observará o disposto nas Leis n^{os} 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e 9.478, de 1997”.

gerações futuras possibilidades de desenvolvimento autônomo após a exploração de um recurso natural exaurível, como no caso do petróleo e do gás natural.

A discussão econômica sobre a renda a ser auferida com o uso e a exploração de recursos naturais adquire importância e consistência teórica com David Ricardo (1996), expoente da economia política clássica e que publicou em 1817 *Principles of Political Economy and Taxation*, sua principal obra e de influência marcante sobre economistas de diferentes correntes políticas por várias décadas. A teoria ricardiana tem por postulado básico o conceito de renda da terra auferida pelos proprietários fundiários, isto é, a diferença entre a receita e o preço dos insumos necessários para o desenvolvimento da atividade agrícola (capital e trabalho). É uma remuneração financeira devido pelo produtor ao proprietário pelo uso da terra com fins de exploração empresarial. Embora Ricardo tivesse por foco a produção agrícola, ele reconhecia que o conceito de renda da terra também podia ser aplicável à produção de recursos minerais em geral.

Posteriormente, a teoria neoclássica faz uma distinção entre renda econômica, associada à produção agrícola, e renda mineral. A diferença entre elas está na disponibilidade finita ou não do recurso. A extração de um minério sugere implicitamente um custo de oportunidade, uma vez que ao explorar este recurso no presente, não é mais possível fazê-lo no futuro (CARVALHO, 2008, p. 2). Em 1931, Hotelling publica o clássico artigo intitulado “The Economics of Exhaustible Resources”, no qual explicita o conceito de renda mineral auferida como decorrência da exploração de recursos não renováveis. Essa renda, denominada de *royalty*, é na verdade o preço que se paga pela decisão de consumir os recursos naturais exauríveis no presente em vez de deixá-los reservados e, por conseguinte, mais valorizados para as gerações que estão por vir (Hotelling, apud Pinguelli Rosa, 2008).

De acordo com Motta (2011, p. 199), nos modelos tradicionais o nível de estoque de capital natural poderá ser reduzido desde que a economia consiga realizar os investimentos compensatórios em capital material.

Essa seria a conhecida regra de Solow-Hartwick, na qual a sustentabilidade de uma economia, entendida como a capacidade de economia em manter certo nível de consumo, seria determinada pela capacidade de evitar que a renda gerada na exploração do recurso natural não renovável seja totalmente transformada em recurso presente. Para tal, bastaria reinvestir parte dessa renda gerada com a exploração de recursos naturais na formação de

capital, seja material ou natural, equivalente ao consumo de capital natural (Motta, *op. cit.*, p. 199).

Além de servir como compensação financeira, diferentes autores como Hartwick (1977, p. 973) e Serra (2005, p. 35) propõem que os *royalties*, incluindo as rendas petrolíferas, sejam aplicados para promover a justiça intergeracional, direcionando-os para investimentos em capital físico e humano, tais como infraestrutura, fontes alternativas de energia, saúde, educação e diversificação da economia local, de forma que sejam criadas condições para que as gerações futuras possam dispor de outras rendas quando os campos de petróleo e gás natural não mais estiverem produzindo. Na verdade, tais proposições tratam-se de um *hedge* a ser construído com as riquezas geradas no presente como resultado da exploração de hidrocarbonetos ou de outros recursos naturais. Desse modo, a esgotabilidade do recurso explorado traz a necessidade de serem viabilizados meios de sustentabilidade econômica, social e ambiental para as gerações presente e futura, visto que os *royalties* representam um ganho extraordinário e sobre o qual deve incidir algum tipo de encargo para ser revertido em benefício da sociedade como um todo (CARVALHO, 2008, p. 3).

Há algumas experiências internacionais bem sucedidas quanto à destinação das rendas petrolíferas em benefício da população e das gerações futuras. A Noruega, sétimo maior exportador de petróleo do mundo, mantém desde 1985 um fundo de pensão baseado no rendimento do petróleo, sujeito a diretrizes éticas de investimento e rigorosa fiscalização por parte do governo norueguês. Na prática, o fundo é um instrumento utilizado para preservar os recursos obtidos com o petróleo para as próximas gerações, pelo qual o dinheiro será usado no futuro para pagar as aposentadorias quando a população ativa não conseguir sustentar com seus impostos a renda de toda a população de aposentados. (Embaixada da Noruega, 2008).

Nos EUA, o Governo Federal destina grande parte da arrecadação dos *royalties* do petróleo a contas vinculadas do Tesouro americano, mais especificamente a três fundos com finalidades distintas uns dos outros: ampliação e conservação de áreas federais de recreação (parques e florestas, por exemplo); preservação do patrimônio histórico e um fundo para a preservação e recuperação de recursos hídricos (SERRA, 2003, pp. 171 a 172).

No Brasil, embora as atividades relacionadas à economia do petróleo – desde a produção até o consumo dos seus produtos e subprodutos, sejam estes energéticos

ou não (combustíveis, lubrificantes, nafta etc.) – tenham um forte impacto ambiental, particularmente na emissão de gases de efeito estufa que contribuem para a elevação dos níveis de aquecimento global, a questão da necessidade de preservar o patrimônio natural ainda é abordada de forma secundária quando se trata de discutir as diferentes possibilidades de alocação das rendas petrolíferas.

A ênfase recai, quase sempre, na produção de bens e serviços que levem ao desenvolvimento local/regional. Analisando alternativas para diversificar o desenvolvimento econômico regional do Norte Fluminense pós-*royalties*, Neto (2005, pp. 44 a 110) sugere que as rendas petrolíferas sejam investidas em projetos para melhorar a infraestrutura de transportes, fortalecer as vocações regionais (incluindo atividades agrícolas e aquelas ligadas à exploração e produção de petróleo e gás¹⁴), bem como para gerar novos conhecimentos na região através da formação de pólos técnico-industriais.

É indiscutível a importância de utilizar as rendas petrolíferas para fins de desenvolvimento endógeno e diversificação produtiva da economia local. Entretanto, mesmo considerando que a economia do petróleo é reconhecidamente poluidora e que o risco de acidentes com fortes impactos ambientais negativos é uma ameaça presente nas diferentes etapas que fazem parte da cadeia da indústria petrolífera, os investimentos em projetos ambientais geradores de emprego, renda e promotores de melhores níveis de qualidade de vida, – como programas de eficiência energética, utilização de fontes alternativas de energia, preservação de florestas, melhoria da qualidade do ar e mitigação das emissões – são tratados de forma marginal por aqueles que teorizam sobre as diferentes possibilidades de aplicação das rendas petrolíferas.

A maioria dos estudos e análises sobre este tema concentra-se em soluções alocativas direcionadas para a produção de bens e serviços tradicionais, muitos deles com potencial de gerar externalidades ambientais negativas se não forem adequadamente planejados e implementados, a exemplo do setor de transportes, frequentemente citado como um segmento para o qual poderia ser alocada parte das rendas petrolíferas nos territórios por elas beneficiados.

¹⁴ Soa como paradoxal propor esse tipo de investimento para garantir o bem-estar das gerações futuras, visto que as atividades de E&P de petróleo e gás natural deixarão de existir, dado que estes são recursos naturais não renováveis e, portanto, finitos.

Verifica-se que ainda são incipientes as proposições no sentido de não apenas canalizar parte das rendas petrolíferas brasileiras para programas, projetos e ações com o intuito de preservar e melhorar o meio ambiente e ecossistemas hoje ameaçados pelas ações antropogênicas – particularmente no que tange aos efeitos adversos provocados pela mudança do clima – como também de sistematizar mecanismos através dos quais isso seja factível, levando-se em conta a realidade política e econômica nacional. Pretende-se nesta dissertação preencher tal lacuna com a discussão (Capítulo 5) em torno da instituição de um Fundo de Redução de Emissões pela União, maior beneficiário da totalidade de rendas petrolíferas distribuídas.

2.3.4 Critérios Legais de Alocação das Rendas Petrolíferas no Brasil

Antes da promulgação da Lei do Petróleo a aplicação dos *royalties* obedecia ao disposto no parágrafo 3º, artigo 7º, da Lei 7.525/86, no qual esses recursos deveriam ser empregados pelos estados, municípios e territórios “exclusivamente em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico”. Posteriormente, a Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989, em seu artigo 8º, além de manter essa obrigatoriedade, vedou a aplicação dos recursos dos *royalties* em pagamentos de dívidas e no quadro permanente de pessoal. Verifica-se, portanto, que à época existia na legislação critérios e uma preocupação explícita em direcionar e restringir a utilização indiscriminada desses recursos pelos administradores públicos. Este quadro se altera radicalmente com a promulgação da Lei do Petróleo, que passa a não mais definir os setores nos quais as rendas petrolíferas devem ser aplicadas, mantendo apenas as restrições descritas no artigo 8º da Lei 7.990/89.

Para completar esse quadro, a Medida Provisória nº 2.103/2001 permitiu à União adquirir dos estados créditos originários dos *royalties* e participações especiais¹⁵. Em troca, a União utilizará em pagamento Certificados Financeiros do Tesouro (CFT), a serem utilizados pelos estados para capitalização de seus fundos previdenciários ou para pagamento de dívidas junto à União e suas entidades. Como observa Serra

¹⁵ A Medida Provisória (MP) 1.868/99 limitava esta operação ao Estado do Rio de Janeiro. Com a edição da MP 2.103, este tipo de operação foi estendida a todos Estados e o Distrito Federal. Em 2003, esta autorização adquiriu o *status* de lei -10.712/2003 (SERRA, 2005, p.14).

(2005, p. 14), tal permissividade corresponde a uma financeirização das rendas petrolíferas, ou seja, os estados podem “hipotecar suas rendas petrolíferas futuras em nome da busca de um equilíbrio financeiro presente”.

Na medida em que não há critérios legais especificando onde e como as rendas petrolíferas devem ser aplicadas conclui-se que, na prática, a Lei do Petróleo significou uma liberalização¹⁶ na utilização desses recursos pelos gestores públicos, que estão livres para alocá-los sem restrições de qualquer natureza, desde que respeitando o atendimento do interesse público, as normas de direito financeiro e os demais princípios gerais de direito público.

Ao expandir o leque de possibilidades de utilização das rendas petrolíferas e conferir aos seus gestores maior liberdade de alocação, a Lei do Petróleo poderia permitir que os royalties e as participações especiais se transformassem em um “instrumento diferencial para habilitar o ente público a promover maiores investimentos em áreas sociais, ampliando significativamente a possibilidade de aumento do bem estar social” (QUINTELLA, *apud* NOVA, 2005, p. 76). Contudo, essa possibilidade foi sobrepujada pela realidade, pela qual se constata que a alocação das rendas petrolíferas está muito aquém de materializar tais objetivos (ver item 2.4).

Ainda de acordo com a legislação brasileira, os *royalties* do petróleo, e por extensão as rendas petrolíferas como um todo, são definidos como sendo uma compensação financeira incidente sobre a produção de petróleo e gás que as empresas exploradoras e produtoras desses bens devem ao Estado, e cujo pagamento deve ser efetuado segundo periodicidade definida em lei. Em tese, esses recursos deveriam se destinar a compensar os impactos socioeconômicos e urbanísticos decorrentes dessas atividades, como o aumento da demanda por serviços públicos e de infraestrutura, possíveis danos ambientais e o crescimento demográfico ocasionados pela economia do petróleo em determinada região ou localidade.

Tal compensação deriva do fato de que o aproveitamento do recurso natural em um dado território implica, para o poder concedente, em abrir mão desse mesmo território, que poderia ser ocupado para finalidades distintas daquelas objeto da concessão. A despeito da discussão se esse tipo de compensação têm ou não um caráter tributário, na forma de um tributo indireto (FRIEDMAN, 2003, p.4), o fato importante a destacar é

¹⁶ Contingenciamento de receitas no plano federal e repactuação de dívidas com a União nas esferas estaduais, por exemplo.

que a cobrança de royalties e participações especiais representa uma apropriação da sociedade¹⁷ de uma parcela da renda gerada pela exploração do petróleo e gás natural, recursos naturais estes escassos e não renováveis. Neste sentido, cabe indagar: quais seriam, de fato, as funções das rendas petrolíferas recebidas pelos governos beneficiários? Serra (2003, pp. 165 a 168) realça que a natureza para a instituição e cobrança dessas rendas repousa em quatro elementos principais, a saber:

- a) Capturar rendas diferenciais da indústria petrolífera;
- b) Gerar receita governamental extraordinária em decorrência da alienação do patrimônio público;
- c) Compensar externalidades negativas causadas pela economia do petróleo e gás natural, tais como danos ambientais e manutenção de infraestrutura pública (rodovias, por exemplo), que acabam sendo partilhadas pelo conjunto da sociedade;
- d) Promover justiça intergeracional, garantindo às gerações futuras condições de usufruir das rendas proporcionadas pelos recursos não renováveis em benefício próprio;

Quanto aos aspectos referentes à captura de rendas diferenciais e à geração de receita governamental extraordinária, não resta dúvida de que as rendas petrolíferas estão em consonância com a legislação brasileira atual, desempenhando adequadamente estas funções, conforme pode ser verificado na análise dos dados apresentados no item 2.2 deste trabalho. Porém, não se pode ser taxativo em concluir que essas rendas estão sendo empregadas para compensar externalidades negativas e promover a justiça intergeracional, o que será analisado no item 2.4.

No Quadro 4 é feita uma comparação entre as compensações financeiras arrecadadas em função da exploração de petróleo e gás, de recursos minerais e de recursos hídricos (para fins de geração de energia elétrica) no Brasil em 2009. Verifica-se que nesses três setores os valores financeiros arrecadados são distribuídos aos municípios, aos estados e à União. O aspecto relevante a ser destacado refere-se aos critérios de alocação da compensação financeira. Somente no setor mineral é que há uma vinculação da totalidade do que é arrecadado, enquanto que no setor de petróleo

¹⁷ Ao contrário de outros países, no Brasil essa apropriação não é do conjunto da sociedade brasileira, ficando restrita à União e a alguns estados e municípios, conforme descrito no item 2.3.2 desta dissertação.

e gás essa vinculação está restrita aos órgãos da União, e no setor de recursos hídricos apenas a parcela de 0,75% distribuída ao Ministério do Meio Ambiente está sujeita a uma destinação específica.

Os municípios e estados beneficiários com rendas petrolíferas, ao contrário daqueles que são agraciados com a compensação financeira do setor de mineração (22 vezes menor do que a do segmento de petróleo e gás), estão livres para utilizar essas rendas de forma discricionária, ou seja, sem qualquer tipo de vinculação. Até que ponto os *royalties* e as participações especiais estão sendo utilizados pelos municípios e estados em prol do desenvolvimento local, da melhoria da qualidade dos serviços públicos como saúde e educação, bem como da expansão do investimento, será avaliado no próximo item.

Aspectos	Petróleo e Gás ^a	Mineração ^b	Recursos Hídricos ^c
Legislação	Lei 9.478, 06/08/97	Lei 9.993, 24/07/00	Lei 9.984, 17/07/00
Gestor dos recursos	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM	Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
Base de cálculo	– <i>Royalties</i>: alíquota média de 10% incidente sobre a receita bruta da concessão; – Participações Especiais: alíquotas marginais progressivas (10%, 20%, 30% e 40%) incidentes sobre o lucro da concessão.	As alíquotas aplicadas sobre o faturamento líquido variam de acordo com a substância mineral: – 3% para minério de alumínio, manganês, sal gema e potássio; – 2% para ferro, fertilizante, carvão e demais substâncias; – 0,2% para pedras preciosas, pedras coradas lapidáveis, carbonados e metais nobres; – 1% para ouro.	Corresponde a 6,75% da energia de origem hidráulica efetivamente verificada, medida em MWh, multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR). No cálculo dos <i>royalties</i> advindos de Itaipu, a energia efetivamente verificada, medida em GWh, é multiplicada por um valor em dólar (definido periodicamente pela ANEEL) e por um multiplicador K.
Beneficiários / Participação no valor arrecadado	Royalties a) Quando a lavra ocorrer em terra: – Estados produtores: 70%; – Municípios produtores: 20%; – Municípios com instalações de embarque e desembarque: 10%. b) quando a lavra ocorrer na plataforma continental: – Estados confrontantes com poços: 30%; – Municípios confrontantes com poços: 30%; – Comando da Marinha: 20%; – Fundo Especial (a ser distribuído entre todos Estados e Municípios): 10%; – Municípios com instalações de embarque e desembarque: 10%. Participação Especial – Ministério de Minas e Energia: 40%; – Ministério do Meio Ambiente: 10%; – Estados onde ocorrer a produção (em terra ou no mar): 40%; – Municípios onde ocorrer a produção (em terra ou no mar): 10%.	– União (DNPM e IBAMA): 12% – Estado onde for extraída a substância mineral: 23% – Município produtor: 65%	A destinação dos 6,75% se dá conforme abaixo: a) Ministério do Meio Ambiente: 0,75%; b) Os 6% restantes são destinados da seguinte forma: – Municípios atingidos pelas barragens: 45%; – Estados onde se localizam os reservatórios: 45%; – União: 10%, sendo: ▪ Ministério do Meio Ambiente: 3%; ▪ Ministério de Minas e Energia; ▪ FNDCT: 4%.
Critérios de alocação dos recursos arrecadados	Não define critérios de alocação, exceto para os órgãos da União. Apenas veda a utilização desses recursos para pagamento de dívidas ou do quadro permanente de pessoal.	Devem ser aplicados em projetos que, direta ou indiretamente, revertam em prol da comunidade local, na forma de melhoria da infraestrutura, da qualidade ambiental, de saúde e educação. Veda a utilização desses recursos para pagamento de dívidas ou do quadro permanente de pessoal.	Somente o percentual de 0,75% destinado ao MMA possui critério de alocação, qual seja, implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos
Valor distribuído em 2009 (R\$)	16.437.000.000,00	742.183.126,00	1.799.077.996

Quadro 4 – Comparação entre as compensações financeiras resultantes das atividades de exploração de petróleo e gás, de recursos minerais e de recursos hídricos no Brasil no ano de 2009. Elaboração própria

^a Fonte: ANP, 2010.

^b Fonte: DNPM, 2011.

^c Fonte: ANEEL, 2011.

2.4 Análise Crítica da Alocação das Rendas Petrolíferas no Brasil

Soma-se à inexistência de fundamento econômico consistente para a distribuição das rendas petrolíferas, a ausência, na Lei do Petróleo, de critérios de alocação dessas rendas pelos governos beneficiários (federal, estaduais e municipais)¹⁸. Assim, estes entes federativos podem utilizar os *royalties* e as participações especiais de forma discricionária, exceto para pagamento de dívidas e despesas com o quadro permanente de pessoal. Contudo, o Estado do Rio de Janeiro foi o primeiro a obter o direito de antecipar receitas de *royalties* para quitar suas dívidas junto à União, o que na prática, significa mais um “afrouxamento” nas regras de alocação desses recursos.

Além das rendas petrolíferas, os municípios beneficiários dispõem de outras fontes de receitas para financiar seus gastos e programas de investimentos, o que os coloca entre os detentores das maiores receitas orçamentárias *per capita* do país: receitas tributárias próprias (IPTU, ITBI, ISS, taxas e contribuições); receitas de transferência estaduais (ICMS, IPVA etc.); e receitas de transferência da União (IRRF, ITR, FUNDEB, FPM etc.). Ao contrário das receitas próprias, as rendas petrolíferas não resultam de nenhum esforço arrecadatório e “correspondem, para a maioria dos entes beneficiários, em dinheiro extra obtido da mesma forma que um apostador ganha sucessivas vezes na loteria esportiva sem apostar” (VALLE, 2008, p. 144).

Visando obter um diagnóstico a respeito da aplicação das rendas petrolíferas no Brasil, foi realizada uma investigação pela ANP (2003, p. 37) para avaliar o impacto da economia do petróleo nos municípios pertencentes aos estados do Rio de Janeiro, Bahia e Rio Grande do Norte, territórios nos quais se concentra a maior parte da produção nacional desse energético e que são grandes beneficiários dos recursos provenientes das rendas petrolíferas. A conclusão foi que:

... Em nenhum município, a análise revela um conjunto orquestrado de investimentos, ou seja, um projeto de sustentabilidade efetivo e capaz de canalizar os recursos recebidos

¹⁸ Há uma vinculação, ainda que não cumprida, das rendas petrolíferas a determinadas instâncias da União: os *royalties* destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) devem ser aplicados no CT-PETRO (Fundo Setorial do Petróleo e Gás Natural); as participações especiais distribuídas ao Ministério do Meio Ambiente (MMA) e ao Ministério de Minas e Energia (MME) devem ser aplicadas, respectivamente, em estudos de preservação ambiental e estudos de geologia e geofísica aplicados à indústria do petróleo e gás natural.

[*royalties* e participações especiais] para alternativas sustentáveis de desenvolvimento, que possam gerar receita, independentemente dos *royalties*.

Problemas sociais como violência, informalidade, favelização e degradação da infraestrutura, ocasionados pelo rápido crescimento populacional e pela acelerada ascensão econômica, como é o caso de Macaé (AJARA, 2006, p.15), vêm se agravando em diferentes territórios beneficiários, a despeito do aumento vertiginoso das receitas orçamentárias como resultado do repasse de rendas petrolíferas nos últimos anos. Entretanto, deve-se mencionar que, se no geral esses recursos não estão sendo revertidos para melhorar as condições de vida das populações locais, há casos em que os *royalties* e as participações especiais vêm sendo empregados em benefício da sociedade beneficiária, como em Quissamã, município fluminense cuja sistema educacional é tido como referência no Estado do Rio de Janeiro.

Nos parágrafos seguintes são destacados tópicos relevantes para o entendimento crítico acerca da alocação das rendas petrolíferas no Brasil. Porém, não é o objetivo desta dissertação aprofundar a discussão sobre cada um desses tópicos, mas tão somente realçar que a destinação dos *royalties* e participações especiais, da forma que vem sendo conduzida atualmente pelos governos beneficiários, deixa margem a inúmeros questionamentos e, por conseguinte, à inferência de que esses recursos podem vir a ter um uso mais efetivo para a sociedade brasileira como um todo. Por exemplo, canalizando as rendas petrolíferas para combater os efeitos adversos das mudanças climáticas – muitos dos quais com origem na própria indústria do petróleo – por meio de um mecanismo tal como o propugnado no Capítulo 5 deste trabalho, ou seja, um Fundo de Redução de Emissões.

2.4.1 Falta de Transparência e de Informações

Juntamente com a constatação de não haver critérios legais para a alocação das rendas petrolíferas, há que se considerar também a falta de transparência e a dificuldade de serem obtidas informações precisas de como as mesmas estão sendo fiscalizadas e utilizadas pelos entes beneficiários. Em primeiro lugar, os *royalties* e participações especiais não possuem uma contabilidade separada, ingressando no caixa único dos governos e misturando-se a outras fontes de receitas. Dessa maneira, torna-se muito difícil identificar exatamente a contribuição das rendas petrolíferas na

composição dos gastos e investimentos realizados pelo poder público. Em segundo lugar, outras transferências governamentais repassadas aos municípios, como os recursos do SUS e do FUNDEB para as áreas de saúde e educação, respectivamente, acabam por obscurecer a possível contribuição das rendas petrolíferas para a expansão dos gastos nestas áreas, uma vez que as fontes de receitas não são claramente especificadas nos quadros de execução orçamentária apresentados atualmente pelas prefeituras, não permitindo a correta apropriação dessas rendas às áreas a que são direcionadas (PACHECO, 2003, p.117).

Finalmente, embora os Tribunais de Contas Estaduais¹⁹ sejam os responsáveis pela fiscalização da alocação dos *royalties* e participações especiais, verifica-se a necessidade de serem promovidos aperfeiçoamentos nos mecanismos de controle, pelos quais seja possível acompanhar a eficácia na utilização desses recursos pelos entes beneficiários.

O Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro (TCE-RJ) certamente é o mais atuante na fiscalização do uso das rendas petrolíferas, produzindo relatórios com certa regularidade sobre este assunto, ao contrário dos demais tribunais de contas estaduais. Em relatório divulgado no final do ano de 2008, o TCE-RJ apontou inúmeras irregularidades no uso de R\$ 1,9 bilhões resultantes do pagamento de *royalties* e participações especiais a sete municípios do Estado do Rio de Janeiro durante o exercício de 2007, a saber: Campos dos Goytacazes, Macaé, Rio das Ostras, Armação de Búzios, Cabo Frio, São João da Barra e Casimiro de Abreu. Estas prefeituras concentraram 70% do total de R\$ 2,7 bilhões de rendas petrolíferas recebidas naquele ano por 87 municípios fluminenses. Entre as irregularidades identificadas destaca-se a falta de documentação que comprove os gastos realizados com esses recursos, o que dificulta a fiscalização e o conhecimento exato de como esse dinheiro está sendo empregado, bem como o pagamento de despesa de pessoal, o que é proibido pela Lei 9.478/97. Campos dos Goytacazes, maior recebedor de rendas petrolíferas do país, foi um dos municípios que mais apresentaram problemas, tendo suas contas de 2007 reprovadas pelo TCE-RJ, que as classificou como “descalabro administrativo” (TCE-RJ, 2011).

¹⁹ O Supremo Tribunal Federal, em decisão proferida no ano de 2003, estabeleceu que compete aos Tribunais de Contas Estaduais fiscalizar a aplicação dos *royalties* recebidos por estados e municípios (GUTMAN. 2003, p. 130). Desse modo, o TCU ficou impedido de inspecionar o que os governantes fazem com esses repasses aos cofres estaduais e municipais

De maneira geral, na medida em que não há transparência e informações detalhadas sobre a alocação das rendas petrolíferas, problema comum no Brasil, maior a possibilidade das mesmas estarem sendo utilizadas de forma discricionária pelos gestores públicos, havendo em alguns casos, inclusive, indícios de repasse ilegal e desvio de dinheiro, conforme relatórios disponibilizados pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro (TCE-RJ, 2011). Paralelamente, a indisponibilidade de informações precisas e confiáveis não permite analisar até que ponto essas rendas têm contribuído, de fato, para dinamizar a economia local e melhorar as condições de vida da população.

Existem inúmeras propostas para que seja exercido um controle mais efetivo quanto à utilização das rendas petrolíferas pelos entes beneficiários, sobretudo os municípios. Uma delas refere-se à participação da sociedade nas discussões sobre como estão sendo gastos esses recursos, que sugere que seja utilizado o mesmo sistema dos Comitês de Bacias Hidrográficas, “nos quais representantes de órgãos governamentais, institutos de pesquisa e da sociedade civil discutem, em audiências públicas, em quais projetos os recursos devem ser aplicados”. (KHALILI, 2006, p. 2). Braga (2007, p. 174), por sua vez, destaca a necessidade de ser criada uma conta exclusiva para a gestão das rendas petrolíferas, ao invés das mesmas integrarem o caixa único das administrações municipais. Isso facilitaria o acompanhamento pela sociedade, ministério público, tribunais de contas e pelo legislativo municipal sobre como e onde essa riqueza está sendo aplicada.

Poder-se-ia, também, adotar mecanismos de controle social tal qual o preconizado na campanha “Publique o que Paga”²⁰, que visa pressionar os governos de países em desenvolvimento e ricos em recursos naturais, a prestarem contas sobre a gestão das receitas geradas pela indústria do petróleo, gás natural e mineração. Em sua maioria, são países que têm no petróleo sua maior fonte de riqueza e cujo desenvolvimento econômico-social é assimétrico em relação ao ingresso de recursos obtidos com a comercialização desse energético no mercado internacional, ou seja, embora ricos financeiramente, a população desses países – em grande parte africanos, como a Nigéria e Angola, – apresenta baixos níveis de qualidade de vida, mensurados a partir de indicadores como o IDH. No Brasil, o lema dessa campanha poderia ser adaptado

²⁰ Lançada em 2002, “Publique o que Paga” é uma campanha internacional apoiada por uma coalizão de mais de 200 ONGs em todo o mundo, cujo objetivo é exigir a publicação obrigatória dos pagamentos efetuados pelas companhias de petróleo, gás natural e mineração para os governos anfitriões onde operam (SHULTZ, 2005, p. 48).

para “Publiquem o que Gastam”, particularmente para o caso dos municípios do Norte Fluminense, que estão entre os maiores recebedores de rendas petrolíferas do país.

Entretanto, como a legislação brasileira em vigor não especifica como deve ser feita a alocação das rendas petrolíferas, dificilmente essas propostas de maior transparência (ou outras quaisquer) serão implantadas, a não ser por vontade própria do governante ou por pressão e mobilização dos atores sociais.

2.4.2 Percepção da Sociedade sobre o Uso das Rendas Petrolíferas

Embora haja poucas pesquisas de campo no Brasil sobre esse tema, dentre as que estão disponíveis constata-se, de modo geral, que a percepção da maioria da população residente nos municípios contemplados com rendas petrolíferas é desfavorável no que se refere aos benefícios que estão sendo gerados com esses recursos em prol da comunidade local. Curiosamente, verifica-se que um grande número de avaliações negativas concentra-se justamente nas cidades que estão situadas entre as maiores recebedoras de royalties e participações especiais em seus respectivos estados da federação.

Trabalho realizado por Nova (2005) com base em técnicas quantitativas de pesquisa para analisar a evolução do bem-estar social em municípios baianos que recebem receitas financeiras por conta da exploração e produção de petróleo – São Francisco do Conde, Madre de Deus, Pojuca e São Sebastião do Passé – tem como uma de suas principais conclusões o fato de que, apesar da condição orçamentária privilegiada desses municípios, não houve melhora expressiva nos indicadores sociais que os diferencie dos demais municípios baianos não recebedores de rendas petrolíferas.

Em Madre de Deus, município que historicamente apresenta a melhor relação *royalties/per capita* da Bahia e onde se deu um rápido processo de urbanização e de modificação de seu perfil sócio-econômico como resultado do afluxo de rendas petrolíferas, levantamento realizado pela ANP no ano de 2003 indicava que a população local percebia que, mesmo tendo havido forte incremento nas finanças municipais, a cidade enfrentava diversos problemas, como a falta de opções de lazer, tráfico de drogas, poluição do ar e das praias, bem como existiam poucas

oportunidades de emprego para os trabalhadores locais, fruto da ausência de investimentos em qualificação profissional, o que os impedia de ter acesso a empregos melhor remunerados ofertados pela indústria de petróleo que ali se instalou (ANP, 2003, p. 80).

Embora não seja uma prática generalizada, em São Francisco do Conde, segundo maior arrecadador de *royalties* e de tributos em geral da Bahia, os depoimentos de campo colhidos naquele mesmo ano revelaram, além dos mesmos problemas verificados em Madre de Deus, um forte viés assistencialista no uso das rendas petrolíferas: doações de medicamentos, cestas básicas, cadeiras de rodas, próteses ortopédicas etc. (ANP, *op. cit.*, p. 87). Tais práticas são passíveis de críticas na medida em que essas despesas não estão inseridas em um contexto mais amplo, ou seja, não fazem parte do escopo de projetos e de ações estruturadas voltadas para o desenvolvimento sócio-econômico com sustentabilidade ambiental e, em última instância, para promover a cidadania e a justiça intergeracional.

Três anos após o levantamento da ANP, Madre de Deus ocupava o 44º lugar entre os municípios baianos no quesito Índice de Desenvolvimento Econômico (IDE), ao passo que o Índice de Desenvolvimento Social (IDS) de São Francisco do Conde era o 35º no *ranking* estadual (SEI, 2011). Além disso, o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) de São Francisco do Conde figurava apenas no 4.564º lugar entre os 5.507 municípios brasileiros pesquisados, ficando em 16º na Bahia. Tais números realçam que a compreensão da população desses municípios sobre os benefícios das rendas petrolíferas não se alterou radicalmente entre os anos de 2003 e 2006. Nas palavras de um aposentado de baixa renda, com 72 anos de idade e morador de São Francisco do Conde: “há oito anos cadastram as famílias para a construção de casas ‘de bloco’ [alvenaria] mas nada foi feito. O que a gente mais quer saber é onde vai parar o dinheiro da Petrobras” [rendas petrolíferas, no caso] (A Tarde *On Line*, 12/07/2008).

Em setembro de 2009, Oliveira (2010, pp. 5 a 8) conduziu uma pesquisa²¹ nos municípios fluminenses de Campos dos Goytacazes, São João da Barra, Quissamã, Rio das Ostras e Macaé com o intuito de identificar a percepção da população sobre os impactos das rendas petrolíferas na economia e na qualidade de vida desses

²¹ A pesquisa foi realizada através de abordagem domiciliar, com sorteio por bairros procurando contemplar todos os extratos socioespaciais. A amostra foi em média de 400 entrevistas por município, com erro amostral de 5% por município e de 2,25% para o total dos municípios.

municípios recebedores de tais recursos. Campos dos Goytacazes é o maior beneficiário de royalties e participações especiais em termos absolutos, ao passo que os demais estão entre os cinco municípios que mais receberam em valores *per capita* no Estado do Rio de Janeiro.

Variáveis sobre qualidade de vida, serviços de saúde, educação, saneamento e habitação fizeram parte do escopo da investigação, que foi estratificada por sexo, grupos etários e realizada com pessoas com idade igual ou superior a 16 anos. Entre os principais resultados observados destacam-se:

- Em Campos dos Goytacazes e São João da Barra, 66% e 55% dos entrevistados, respectivamente, discordam que houve melhorias nos serviços de saúde. Os percentuais mais elevados de aprovação para a melhoria nos serviços de saúde foram obtidos em Quissamã (51,8%) e Rio das Ostras (45,8%), o segundo e terceiro maiores recebedores *per capita* de rendas petrolíferas, respectivamente;
- 58,5% da população de Campos dos Goytacazes discorda que a educação tenha melhorado, enquanto em Macaé esse percentual é de 51,5%. O melhor resultado para esse quesito é obtido em Quissamã, cuja aprovação atingiu 63,8%;
- Com relação aos serviços de saneamento básico, Campos dos Goytacazes lidera o *ranking* de avaliação negativa, onde 60,8% dos entrevistados discordam de que houve melhorias nessa área com o recebimento de rendas petrolíferas. Rio das Ostras foi o município melhor avaliado, apresentando um percentual de concordância de 48% com a realização de investimentos em saneamento;

Tantos os resultados das pesquisas nos municípios baianos quanto nos municípios fluminenses corroboram, sob a avaliação das sociedades desses locais, diversos estudos preconizando que as rendas petrolíferas não estão sendo alocadas para melhorar substancialmente o padrão de vida da população e nem tampouco para garantir a justiça intergeracional. Persistem fortemente as desigualdades sociais, reflexo da carência de investimentos em serviços essenciais como educação, saúde e saneamento, a despeito do imenso volume de *royalties* e participações especiais que foi distribuído na última década.

Talvez, Campos dos Goytacazes seja o exemplo mais gritante dessa realidade perversa e ao mesmo tempo reveladora do descaso dos governos – que têm nos *royalties* e nas participações especiais importantes fontes de receitas – em promover

melhorias profundas nos níveis de bem-estar social, uma vez que recursos financeiros não se constituem, ao que tudo indica, em obstáculo para que objetivos dessa natureza venham a se concretizar. Nesse município, maior recebedor individual de rendas petrolíferas do país e cujo Produto Interno Bruto está entre os 15 maiores do Brasil, os índices de desenvolvimento humano se mostram incompatíveis com tamanha riqueza. A título ilustrativo e no caso específico da educação, Campos dos Goytacazes ostentava no ano de 2009 a penúltima colocação no Índice de Desenvolvimento da Educação Básica (IDEB)²² entre todos os municípios do Estado do Rio de Janeiro (MEC, 2011), com nota de 3,3 em uma escala de 0 a 10, enquanto que na capital esse índice atingiu 4,7 e, em Trajano de Moraes, município fluminense cujas rendas petrolíferas *per capita* são seis vezes inferiores à de Campos dos Goytacazes (Info Royalties, 2010), o IDEB foi de 5,0.

Como será visto no próximo item, a análise dos investimentos realizados pelos principais entes beneficiários de rendas petrolíferas permite clarificar, mesmo que de modo aproximado, a distorsão verificada entre a alocação das rendas petrolíferas e os benefícios potenciais que poderiam ser gerados em prol da sociedade se houvesse uma alocação mais eficiente desses recursos. Distorção esta que serve de fundamento para justificar um novo tipo de inversão dessas rendas, tal como o sugerido nesta dissertação.

2.4.3 Investimentos e Rendas Petrolíferas

É inegável que a transferência de rendas petrolíferas tem significado um aporte extra de receitas de grande monta para os governos beneficiários, o que tem permitido o aumento de investimentos em diferentes setores, apesar da dificuldade em correlacionar precisamente os impactos dessas rendas sobre esses investimentos. Pesquisa conduzida pela ANP (2003, pp. 19 e 23) indica que, possivelmente, parte das rendas petrolíferas está sendo canalizada para setores mais identificados com funções sociais, como educação, saúde, saneamento e urbanismo, o que varia de acordo com a política de cada governo; ajuste de contas para atendimento à Lei de

²² O IDEB foi criado em 2007 pelo Ministério da Educação (MEC) com o objetivo de medir a qualidade da educação do ensino fundamental através de dois conceitos básicos: fluxo escolar e média de desempenho nas avaliações. A meta do MEC é alcançar o índice 6, o mesmo resultado obtido pelos países da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico.

Responsabilidade Fiscal; e complementação de outros gastos sociais, tipo cultura e lazer. Ao avaliar o impacto das rendas petrolíferas nos municípios do Norte Fluminense, Neto (2005, p.41) conclui que elas estão contribuindo para o aumento do nível de investimentos, complementando gastos sociais já realizados com recursos provenientes do SUS e do FUNDEB, bem como para o ajuste das contas públicas.

Por outro lado, ao mesmo tempo em que os investimentos totais aumentaram como decorrência do aporte de *royalties* e participações especiais, a qualidade e o volume de tais investimentos são motivos de inúmeros questionamentos. Nova (2005, p. 122) destaca que os gastos em saúde e educação dos municípios baianos recebedores de rendas petrolíferas, quando comparados com a média dos investimentos nesses setores em outros municípios do Estado da Bahia, foram percentualmente menores naqueles. O mesmo autor ressalta também que os indicadores referentes à pobreza e à indigência não melhoraram na mesma velocidade em que se deu o aumento no ingresso de rendas petrolíferas.

De modo geral, estudos têm revelado que a expansão dos investimentos pelos governos beneficiários não é proporcional ao aumento de receitas provocado pelas rendas petrolíferas. Em outras palavras, os investimentos realizados poderiam ser muito maiores caso essas rendas fossem utilizadas em volume superior ao que tem se verificado até então. Em princípio, isso significa que os governos beneficiários estão utilizando essas rendas para os mais diversos fins, como por exemplo, o custeio da máquina pública, o que por si só não se constitui em nenhuma irregularidade legal, mas reforça a tese de que os governos beneficiários não estão se preparando, por intermédio de investimentos em infraestrutura e diversificação da economia local, para amortecer os impactos futuros quando as rendas petrolíferas não forem mais recursos significativos para as receitas públicas.

O Estado do Rio de Janeiro, maior produtor de petróleo e gás natural do Brasil e, portanto, o maior recebedor de rendas petrolíferas, ilustra bem a assimetria que se verifica na relação entre os investimentos realizados e o recebimento desses recursos. Isso pode ser visualizado pela análise dos dados apresentados no Quadro 5, que inclui somente os municípios do Rio de Janeiro que receberam, no ano de 2008, valores superiores a R\$ 20 milhões a título de *royalties* e/ou participações especiais.

Município	2006			2007			2008		
	RP (A)	Invest. (B)	(A) / (B)	RP (A)	Invest. (B)	(A) / (B)	RP (A)	Invest. (B)	(A) / (B)
Angra dos Reis	27,1	43,9	0,62	52,0	37,5	1,39	87,9	69,1	1,27
Armação de Búzios	56,4	10,4	5,42	49,5	8,2	6,04	63,8	5,7	11,19
Cabo Frio (*)	221,1	81,20	2,72	176,3	63,4	2,78	189,7	49,7	3,82
Cachoeiras de Macacu	16,1	7,5	2,15	11,2	3,7	3,03	31,2	2,8	11,14
Campos dos Goytacazes (*)	852,6	193,5	4,41	780,1	346,9	2,25	1.168,6	ND	-
Carapebus	33,1	3,2	10,34	28,4	3,3	8,61	35,3	5,1	6,92
Casimiro de Abreu	83,4	19,5	4,28	67,1	8,1	8,28	80,2	11,1	7,23
Duque de Caxias	23,3	108,1	0,22	24,0	104,5	0,23	50,9	183,4	0,28
Guapimirim (*)	17,6	12,3	1,43	12,5	7,5	1,67	34,4	12,5	2,75
Macaé	408,4	59,6	6,85	353,8	72,1	4,91	501,7	86,9	5,77
Magé	21,0	38,2	0,55	14,9	36,3	0,41	39,8	23,4	1,70
Mangaratiba	15,4	6,7	2,30	19,0	16,0	1,19	24,9	16,8	1,48
Niterói	49,8	36,2	1,38	46,7	36,6	1,28	50,9	27,3	1,86
Quissamã	91,6	10,0	9,16	124,4	20,1	6,19	146,6	41,2	3,56
Rio das Ostras	311,1	251,6	1,24	240,9	95,7	2,52	331,6	85,8	3,86
Rio de Janeiro	65,9	682,6	0,10	60,4	872,8	0,07	66,2	843,3	0,08
São João da Barra	55,0	4,6	11,96	45,9	8,7	5,28	161,4	29,8	5,42
Silva Jardim (*)	14,9	3,0	4,97	10,4	2,0	5,20	28,0	4,4	6,36

Quadro 5- Razão entre rendas petrolíferas e investimentos nos municípios do Estado do Rio de Janeiro. Elaboração própria a partir de dados do Info *Royalties* 2010.

(*) Os valores dos investimentos de Cabo Frio (2008), Campos dos Goytacazes (2007), Guapimirim (2008) e Silva Jardim (2008), foram extraídos da publicação *Finanças dos Municípios Fluminenses* (2009).

A análise desses valores revela que de um total de 18 municípios, 16 (89%, considerando Campos dos Goytacazes no ano de 2007) gastaram menos com investimentos do que receberam de rendas petrolíferas no ano de 2008. Em Armação de Búzios e Cachoeiras de Macacu, cidades nas quais os valores registrados na rubrica de *royalties* e participações especiais têm um peso significativo no total das suas receitas orçamentárias²³, essas rendas superam em mais de onze vezes o montante de recursos destinados aos investimentos. Somente a Capital e Duque de Caxias, municípios que possuem maior capacidade de arrecadação própria e cujos orçamentos são menos dependentes das rendas petrolíferas, apresentam volumes de investimentos superiores às rendas petrolíferas.

Dentre as conclusões que podem ser extraídas a partir do indicador constante no Quadro 5 destacam-se: (i) as prefeituras fluminenses beneficiadas com rendas

²³ Porcentagem das rendas petrolíferas nas receitas orçamentárias dos seguintes municípios no ano de 2008 (Info *Royalties*, 2010): Armação de Búzios (49%); Cachoeiras de Macacu (31%); Carapebus (54%); Casimiro de Abreu (53%); Macaé (44%); Quissamã (64%); São João da Barra (81%). Esses números demonstram a dependência, em maior ou menor grau, das finanças desses municípios com relação às rendas petrolíferas.

petrolíferas dispõem de uma capacidade de investimento superior àquela que efetivamente vêm apresentando; (ii) as rendas petrolíferas estão sendo utilizadas mais para cobrir despesas governamentais de curto prazo (custeio, saneamento de contas, juros e encargos da dívida), do que para estabelecer as bases necessárias em direção a um desenvolvimento econômico sustentável no futuro, o que certamente só é possível mediante a realização de investimentos de longo prazo em setores estratégicos, tais como aqueles associados à infraestrutura e à competitividade (educação, serviços tecnológicos, linhas de fomento empresarial etc.); (iii) é necessário conhecer com maior exatidão a destinação dos *royalties* e das participações especiais pelos governos beneficiários.

Assim como há inúmeras administrações públicas que alocam as rendas petrolíferas sem que as mesmas produzam resultados concretos em termos de melhoria da qualidade de vida da população local (ver item 2.4.2), outras, embora minoria, utilizam esses recursos de forma mais satisfatória e transparente. Rio das Ostras foi o município fluminense que mais reduziu a favelização entre os anos de 2000 e 2007, índice que passou de 37% para 3,4% como resultado de investimentos de R\$ 300 milhões em infraestrutura²⁴. Quissamã, por sua vez, é uma cidade do Norte Fluminense que se destaca pela qualidade do seu sistema educacional, financiando inclusive cursos universitários com o objetivo de formar mão de obra qualificada²⁵. Os estados do Espírito Santo e do Rio de Janeiro também apresentam alternativas para o emprego das rendas petrolíferas.

Em 2006, o governo do Estado do Espírito Santo criou o Fundo para Redução das Desigualdades Regionais, que prevê o repasse de 30% dos *royalties* do petróleo, recebidos pelo governo estadual, para os municípios que originalmente não são beneficiados por estes recursos (Boletim Petróleo, *Royalties* & Região, junho/2006). Os municípios a serem agraciados terão que alocar esses recursos em saneamento básico, destinação final de resíduos sólidos e universalização do ensino fundamental, dentre outras rubricas. Embora essa vinculação seja um avanço em relação à Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), que não prevê nenhuma destinação às rendas petrolíferas, o fundo do Estado do Espírito Santo não pode ser caracterizado como um Fundo de Petróleo típico, visto que não serve aos propósitos de poupança, estabilização ou de financiamento, sendo mais uma transferência intergovernamental aos moldes do que já acontece hoje com recursos do SUS e do FUNDEB.

²⁴ Jornal O Globo, 31/08/2008.

²⁵ Ibid.

No Rio de Janeiro existe desde 1986 o Fundo Estadual de Conservação Ambiental e Desenvolvimento Urbano (FECAM). A grande maioria dos recursos do FECAM advém de 5% dos royalties e participações especiais atribuídos ao Estado do Rio de Janeiro. Há ainda verba proveniente da aplicação de multas administrativas e de condenações judiciais por irregularidades constatadas pelos órgãos fiscalizadores do meio ambiente. Está vinculado à Secretaria do Ambiente e tem por objetivo financiar projetos ambientais e para o desenvolvimento urbano, englobando diversas áreas, tais como reflorestamento, educação ambiental, recuperação de áreas degradadas, despoluição de praias etc. (Secretaria do Ambiente, 2010). Segundo dados da Secretaria de Fazenda do Estado do Rio de Janeiro (2010) a receita do FECAM foi da ordem de R\$ 322 milhões no ano de 2008.

Embora a concepção do FECAM seja uma iniciativa merecedora de crédito, na prática a utilização dos seus recursos é alvo de inúmeras críticas, dentre as quais destacam-se: falta de transparência em relação aos critérios de aprovação e distribuição dos projetos financiados; aplicação indevida dos recursos do fundo para atender outras áreas do governo (VALLEJO, 2005, p. 13); e foco em atividades de correção de problemas ambientais (poluição, por exemplo), mais do que em ações preventivas.

Dos R\$ 322 milhões arrecadados em 2008, o Instituto Estadual de Florestas (IEF)²⁶ ficou com menos de 0,5%, ao passo que a CEDAE (Companhia Estadual de Águas e Esgotos) recebeu 36% das verbas do fundo, a Secretaria de Obras 13%, e outros 7,3% foram destinados à Companhia de Transportes sobre Trilhos do Estado do Rio de Janeiro (Rio Trilhos) para a ampliação das linhas 1 e 2 do metrô (Jornal O Globo, 14/10/2009). Somadas, estas três últimas instituições auferiram 56,7% do montante global do FECAM no ano de 2008 (cerca de R\$ 183 milhões). Até que ponto o meio ambiente é de fato beneficiado com os investimentos realizados por essas instituições, é algo a ser objeto de análise futura.

Essa comparação entre as rendas petrolíferas e os investimentos foi feita com a finalidade precípua de evidenciar, de modo genérico, que esses recursos não estão sendo prioritariamente alocados para financiar projetos, ações e programas estruturantes direcionados para dinamizar as economias locais, para garantir a justiça intergeracional ou para preservar o patrimônio natural. Muito provavelmente, a

²⁶ O IEF é responsável pela manutenção de 13 das 26 Unidades de Conservação do Estado do Rio de Janeiro, muitas das quais em situação precária (Jornal O Globo, *op. cit.*)

continuidade de tal prática no médio e longo prazos não será suficiente para, por exemplo, evitar o fenômeno conhecido como “maldição dos recursos naturais” (ver Capítulo 4).

2.4.4 Contingenciamento das Rendas Petrolíferas no Plano Federal

Isoladamente, a União é o ente federativo que mais recebe rendas petrolíferas, ficando com aproximadamente 40% do total arrecadado, assim distribuído: os *royalties* são destinados ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), enquanto as participações especiais vão para o Ministério de Minas e Energia (MME) e para o Ministério do Meio Ambiente (MMA).

De acordo com a Lei do Petróleo (ver nota de rodapé n° 15) o uso das rendas petrolíferas destinadas aos órgãos do Governo Federal está submetido a algumas restrições. Na prática, entretanto, a totalidade desses recursos não está sendo alocada efetivamente para os fins previstos, uma vez que os mesmos vêm sendo reiteradamente desvinculados e contingenciados. No primeiro caso, parte dessas rendas está sendo empregada para despesas de custeio (SERRA, 2007, p. 100), o que impede, por exemplo, que o MMA “desenvolva estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo”, tal como prescrito na referida Lei.

Quanto ao contingenciamento, parcela significativa das rendas petrolíferas está sendo bloqueada em uma conta denominada Reserva de Contingência, utilizada pelo Governo Federal para cumprir as metas de superávit primário (diferença entre arrecadação e gastos do governo, descontados os juros da dívida). Isso significa que esse dinheiro fica esterilizado, ou seja, sem movimentação e se torna um registro contábil na conta financeira única da União.

A Lei do Petróleo determina que, da parcela total dos *royalties*, um quarto do que exceder a cinco por cento devem ser destinados ao MCT para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo. Esses programas devem ser “consolidados no âmbito do Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor de Petróleo e Gás Natural – CT-PETRO (Fundo Setorial do Petróleo e Gás Natural). Esse fundo foi criado pelo Decreto nº 2.851, de 30

de novembro de 1988, com o objetivo de contribuir para o desenvolvimento sustentável do setor, visando ao aumento da produção e da produtividade, à redução de custos e de preços, à melhoria da qualidade dos produtos e da vida de todos quantos possam ser afetados por seus resultados” (FINEP, 2007, p.2).

O CT-PETRO é administrado por um órgão colegiado, o Comitê de Coordenação, responsável pela definição das diretrizes estratégicas e presidido por um representante do MCT em articulação com o MME e a ANP. Cabe à FINEP, na qualidade de Secretaria Executiva do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, a função de agente técnico-operacional e financeiro do CT-PETRO. Os recursos desse fundo destinam-se exclusivamente a universidades e centros de pesquisa sem fins lucrativos, ambos com a responsabilidade de aplicá-los em produtos, processos e serviços para atender às necessidades dos agentes econômicos envolvidos na cadeia produtiva do segmento de petróleo e gás natural no Brasil.

A principal crítica que recai sobre o CT-PETRO diz respeito ao contingenciamento de suas verbas, ou seja, a não utilização integral dos recursos financeiros arrecadados e que deveriam ser destinados para implementar as atividades estratégicas previstas no Plano Plurianual de Investimentos²⁷. Essas atividades estratégicas representam o foco de interesse da cadeia produtiva de petróleo e gás natural e estão subdivididas em treze áreas temáticas (FINEP, 2010): Águas Profundas; Novas Fronteiras Exploratórias; Recuperação Avançada de Petróleo; Engenharia de Poço; Dutos; Refino; Gás Natural; Produtos Derivados de Petróleo; Novos Materiais; Instrumentação; Controle de Processos e Metodologias de Detecção; Monitoração e Conservação do Meio Ambiente²⁸; Conservação e Uso Racional de Energia; Informação e Planejamento.

Para ilustrar o contingenciamento das rendas petrolíferas pelo Governo Federal, utilizamos as informações disponibilizadas no site oficial do MCT sobre a destinação dessas rendas. Os números revelam que em 2009 a arrecadação líquida do CT-PETRO foi da ordem de R\$ 804 milhões. Desse total, apenas 12% (R\$ 94 milhões)

²⁷ Em consulta à página na internet da FINEP, acessada em 06 de dezembro de 2010, o Plano Plurianual de Investimentos disponibilizado é referente ao período 1999/2000, que considera uma programação financeira de dispêndio até o ano 2003. Não foi possível identificar na página pesquisada, se há uma versão mais atualizada do referido Plano.

²⁸ Inclui, dentre outros: tratamento de efluentes; monitoramento do ar, monitoramento oceânico e costeiro, sistemas de gestão ambiental e sensoriamento remoto.

tenham sido empenhados, ou seja, tiveram seu pagamento comprometido. Do montante empenhado, foram gastos R\$ 51 milhões. Além disso, 36% (R\$ 286 milhões) do valor arrecadado pelo CT-PETRO naquele ano foram transferidos para a rubrica “Reserva de Contingência”, cujo saldo acumulado registrava a cifra de R\$ 454 milhões ao final de 2009. Como ressalta Valle (2008, p. 141), “essa é uma situação que vem se repetindo ano após ano e, mais grave ainda, é o fato de não haver mecanismos transparentes que permitam conhecer onde esses recursos contingenciados serão empregados”. Certamente, e como demonstra a análise histórica, as rendas petrolíferas cabíveis ao MCT e contingenciadas pelo Governo Federal serão utilizadas mais uma vez para compor o superávit primário²⁹.

Segundo Furtado (2008), o contingenciamento dos recursos do CT-PETRO ocorre de forma sistemática, tendo piorado bastante a partir de 2001, ano a partir do qual “houve um decréscimo brutal do valor investido no programa, apesar do aumento de arrecadação”. Entre 1999 e 2007 esse fundo arrecadou R\$ 4 bilhões e investiu somente R\$ 663 milhões, conforme ilustrado no Gráfico 7.

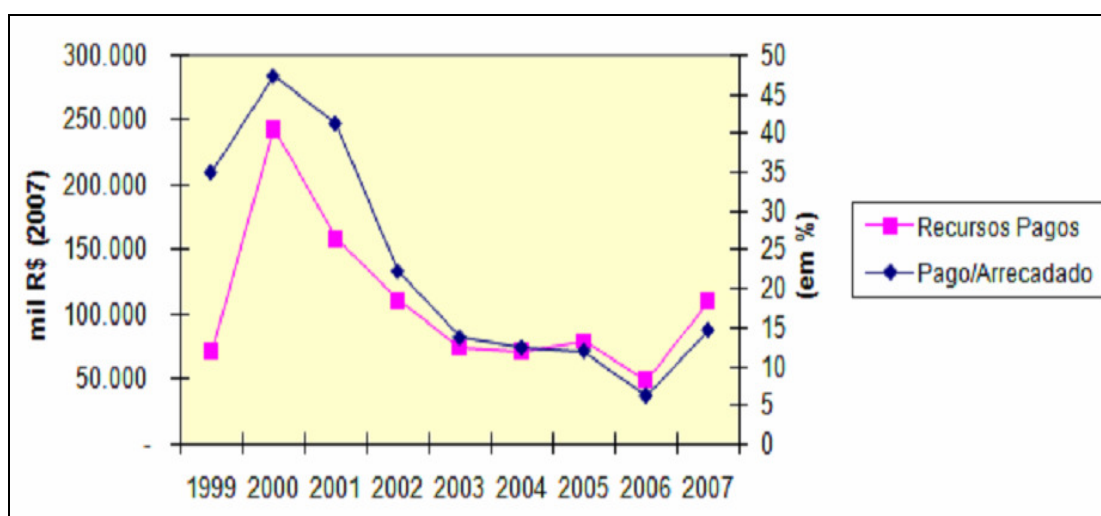


Gráfico 7 - Valores pagos e arrecadados pelo CT-PETRO.
Fonte: FURTADO, 2010.

Os dados acima permitem concluir que está acontecendo uma desvinculação entre a arrecadação e a alocação das rendas petrolíferas cabíveis ao Governo Federal, sendo

²⁹ Diferentes artigos de jornais e outras publicações, tais como da ONG Contas Abertas, indicam que situação similar é verificada nas demais instituições da União beneficiadas com rendas petrolíferas. Entretanto, ao contrário do MCT, tanto o MMA, como o MME e o Comando da Marinha não disponibilizam em suas páginas da internet informações sobre a utilização das rendas petrolíferas.

que estas podem ser utilizadas em desacordo com o estabelecido na legislação e, portanto, de forma discricionária. Em relação ao CT-PETRO, nem o próprio setor de petróleo e gás natural está sendo contemplado integralmente com esses vultosos recursos, o que no mínimo é lastimável. Não seria o caso então de, por exemplo, alocar as rendas petrolíferas em tecnologias e processos produtivos da própria cadeia produtiva do petróleo e do gás natural, que resultassem em menores impactos ambientais ou, ainda, que ajudassem a mitigá-los através da redução das emissões de gases de efeito estufa provenientes da produção de hidrocarbonetos?

De acordo com informações obtidas na página da internet da FINEP (2010), no período entre 2001 e 2009 foram realizadas onze Chamadas Públicas (editais e cartas-convite) referentes a projetos a serem financiados pelo CT-PETRO. Em apenas três Chamadas é previsto algum tipo de projeto voltado para a temática ambiental. Entretanto, não é possível identificar quanto será investido nas ações relacionadas ao meio ambiente, bem como não é explicitada nos documentos disponibilizados a descrição das atividades a serem desenvolvidas com objetivos exclusivamente ambientais, isto é, o que se pretende fazer. Por exemplo, a Chamada Pública 01/2009 prevê, na Linha de Ação nº 1, a destinação de recursos para o desenvolvimento de P&D em monitoramento ambiental e “inteligência socioambiental estratégica” (o que exatamente isso significa, não é explicado). Ademais, não é possível saber que tipo de monitoramento ambiental será feito, onde e como, nem tampouco a inteligência socioambiental que se pretende criar. Ao se ler os documentos referentes a cada uma das Chamadas Públicas, percebe-se claramente que no âmbito dos projetos financiados o meio ambiente é considerado de forma marginal, com relevância e prioridade muito inferiores às demais linhas de pesquisas financiadas.

Ainda com relação a alocação dos recursos do CT-PETRO, alguns questionamentos tornam-se pertinentes, dentre os quais destacam-se:

- Sendo os royalties uma compensação financeira pelas atividades de E&P, incluindo as externalidades negativas causadas pela indústria do petróleo, sobretudo as ambientais, não seria de supor uma ênfase maior na destinação dos recursos financeiros do CT-PETRO para mitigar essas externalidades?
- Esse fundo tem destinado recursos para inovação e formação de RH voltados para o setor de petróleo. Seria esse o papel do CT-PETRO? As empresas estatais e privadas que exploram as atividades de E&P no Brasil dispõem de recursos

suficientes para tanto, já que esse é setor da economia que exhibe elevadas taxas de rentabilidade em qualquer parte do mundo, inclusive no Brasil;

- Por que não são criados mecanismos transparentes de divulgação ao público dos resultados dos projetos financiados pelo CT-PETRO? Por exemplo, poderiam ser elaborados relatórios padronizados informando, para cada instituição beneficiada, aspectos como: valor obtido, ações desenvolvidas, metas atingidas etc.

Como visto neste Capítulo, é significativa a magnitude de recursos financeiros arrecadados e distribuídos sob a forma de rendas petrolíferas no Brasil. De um lado, verifica-se que os governos beneficiários (federal, estaduais e municipais) não têm demonstrado uma maior preocupação em alocar esses recursos em projetos direcionados para garantir o desenvolvimento econômico e social quando as atividades de E&P de petróleo e gás natural começam a declinar. Por outro lado, uma quantidade tão expressiva de dinheiro e com um fluxo de receita muito elevado, mas de recebimento finito e com forte grau de volatilidade, como as rendas petrolíferas em análise, não pode simplesmente ser administrada pelos gestores públicos sem planejamento alocativo de longo prazo, sem critérios claros e transparentes de aplicação e como se fossem receitas inesgotáveis (VALLE, 2008, p. 141).

No caso brasileiro, a proposição de Hartwick (1977, p. 973) para alocação dos *royalties* em acumulação de bens de capital e diversificação da economia se mostra pouco adequada, sobretudo no que tange aos estados e municípios, que estão livres para utilizar esse dinheiro sem restrição de qualquer natureza, exceto para despesas com pessoal e pagamento de dívidas. Além do mais, é público e notório que a maioria dos governantes dos entes subnacionais administram e planejam os recursos públicos considerando um horizonte de quatro anos, período de tempo este coincidente com os seus respectivos mandatos e a realização de novas eleições. Desse modo, e com raras exceções, as rendas petrolíferas no Brasil não estão sendo alocadas para promover a justiça intergeracional.

Contudo, considerando os critérios atuais de distribuição e alocação das rendas petrolíferas estabelecidos na Lei do Petróleo, e sem discutir o mérito se os mesmos são justos ou não, esta dissertação preconiza que essas rendas terão probabilidade maior de virem a beneficiar a totalidade da sociedade brasileira se, e somente se, forem efetivamente alocadas por um ente federativo com capilaridade e capacidade de intervenção em âmbito nacional, qual seja, a União através das ações do Governo

Federal. Para que a União possa empreender essa tarefa, não são necessárias mudanças na Lei do Petróleo, mas sim vontade política e maior pressão social. Dentre essas ações, a temática da preservação ambiental – e por extensão, os aspectos relacionados às emissões de gases de efeito estufa e aos efeitos das mudanças climáticas – se apresenta como uma possibilidade promissora, visto que atinge todos os cidadãos indistintamente: diminuição da poluição, melhoria da qualidade das águas e do solo, proteção do patrimônio natural etc.

Neste sentido, um Fundo de Redução de Emissões (FRE) além de servir ao propósito acima poderá ser um instrumento pelo qual sejam consolidados e gerenciados, em uma única instância, os recursos financeiros de programas e projetos desenvolvidos por diferentes órgãos do Governo Federal e que, direta ou indiretamente, têm influência positiva sobre as emissões e as mudanças do clima, tais como: programas de eficiência energética (CONPET e PROCEL), metas de redução do desmatamento na Amazônia, Plano Nacional sobre Mudança do Clima, entre outros. Ademais, a instituição de um FRE poderá evitar os problemas identificados nesta análise, ou seja, falta de transparência, contingenciamento dos recursos e ausência de critérios de alocação e de investimento das rendas petrolíferas.

3 Petróleo e Gás Natural no Brasil: inserção na matriz energética, produção e emissões de CO₂ derivadas

Este Capítulo tem por objetivo analisar a emissão de CO₂ resultante da produção nacional de petróleo e gás natural no Brasil, sobretudo a partir da promulgação da Lei do Petróleo. Antes, porém, será traçada uma visão geral da matriz energética brasileira, suas características principais e a respectiva participação daqueles hidrocarbonetos na oferta interna bruta de energia³⁰.

3.1 Panorama da Matriz Energética Brasileira

3.1.1 Estrutura da Oferta Interna Bruta de Energia no Brasil

A matriz energética brasileira caracteriza-se pela elevada participação de fontes renováveis em comparação com o resto do mundo e com os países da OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico. Analisando a série histórica para o período entre 1970 e 2009, verifica-se que as fontes renováveis apresentam uma participação média de 47,2% na oferta interna de energia ao longo dos últimos quarenta anos, conforme pode ser visto no Gráfico 8. A partir de meados da década de 2000, as fontes não renováveis vêm diminuindo gradativamente seu peso relativo na composição total de nossa matriz energética.

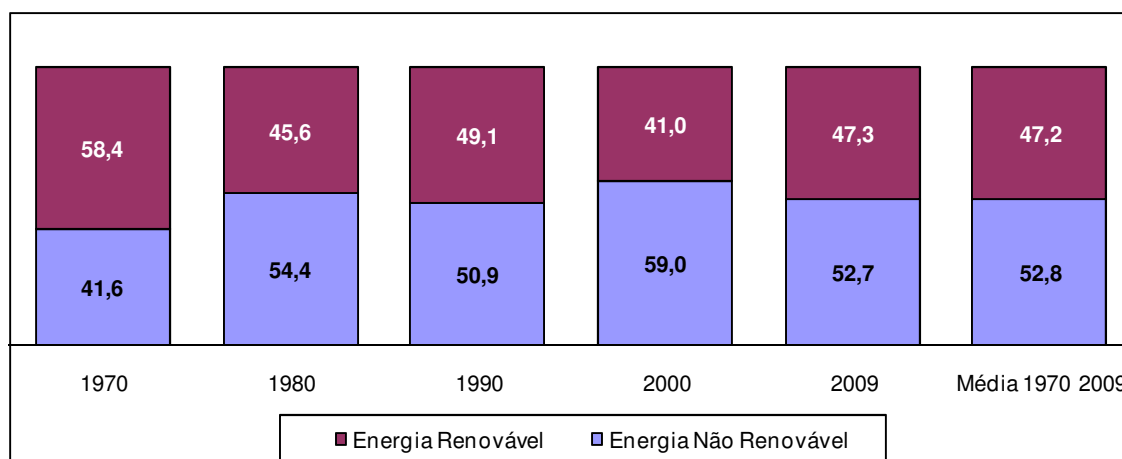


Gráfico 8 – Participação (%) de fontes renováveis na oferta interna de energia brasileira. Elaboração própria a partir de dados do MME (Matriz Energética – Série Histórica).

³⁰ A oferta interna bruta de energia (OIE) representa a quantidade de energia que se coloca à disposição no país para ser transformada e/ou consumida. De acordo com o BEN 2010 (MME, 2010, p.194), a OIE é expressa como segue: OIE = produção (+) importação (+) ou (-) variação de estoques (-) exportação (-) não-aproveitada (-) reinjeção.

A oferta interna bruta de energia (OIE) no Brasil alcançou o montante de 243,7 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 2009, o que corresponde a cerca de 2% da energia mundial. A matriz energética brasileira difere do padrão mundial, particularmente das economias da OCDE (composta por 30 países membros, em sua maioria economias desenvolvidas). Enquanto que no Brasil a presença de fontes renováveis na matriz de energia registra 47,2% de participação (2009), nos países da OCDE³¹ a média é de 7,2% (2007) e no mundo (2007) esse índice alcança 12,7%, o que realça o perfil mais limpo e sustentável da matriz brasileira (Gráfico 9).

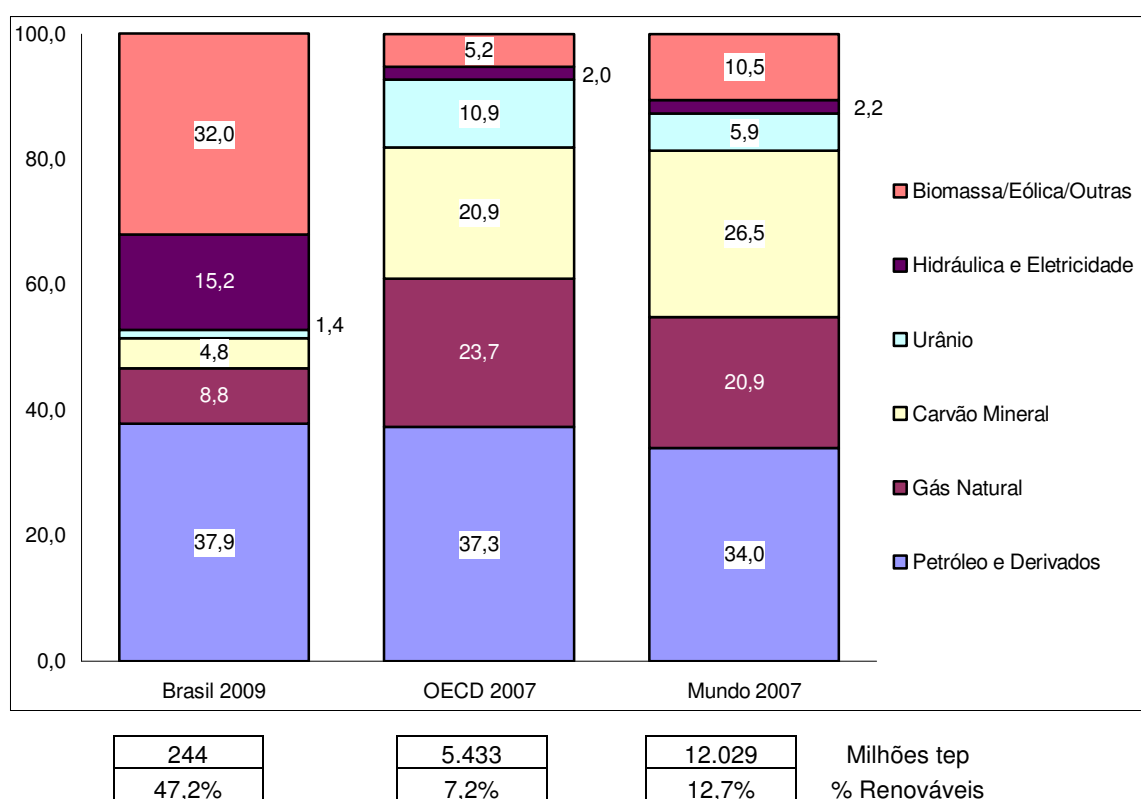


Gráfico 9 – Comparação da estrutura da matriz energética do Brasil, OCDE e Mundo em valores percentuais. Fonte MME (Resenha Energética Brasileira: exercício de 2009, p.18).

Nos últimos quarenta anos houve no Brasil forte aumento na participação da energia hidráulica e do gás natural, ao passo que nos países da OCDE houve forte incremento da energia nuclear, seguida do gás natural. Há que se destacar também o uso da

³¹ Em relação ao mundo, os países da OCDE, com apenas 18% da população, respondem por 77% da economia e por 45% da energia (MME, Resenha Energética Brasileira: exercício de 2009, p. 18).

biomassa³² no Brasil, cuja contribuição supera a participação da hidroeletricidade na oferta interna bruta de energia do país. Essa fonte renovável, proveniente em sua maioria da cana-de-açúcar e seus derivados, é responsável por aproximadamente um terço de toda a energia gerada em nosso país, superando em seis vezes o uso verificado nos países da OCDE e em três vezes nos demais países do mundo (CNI, 2008, p. 11).

Em 2009, as hidrelétricas responderam por 15,2% da matriz energética, valor sete vezes maior que a média mundial. Por sua vez, os combustíveis fósseis no Brasil tiveram participação de 51,3% na matriz e no mundo de 81,4%. A contribuição do petróleo na oferta interna bruta de energia brasileira situa-se em 37,9%, superior à dos países da OCDE e à média mundial no ano de 2007 (37,3% e 34%, respectivamente).

Embora inferior aos países da OCDE e do mundo, o gás natural vem registrando uma participação cada vez maior na matriz de energia brasileira. Entre 1970 e 2009, a oferta desse energético passou de apenas 0,3% para 8,7% (ver Gráfico 11). Esse crescimento tende a continuar durante os próximos anos em razão das descobertas de gás associado ao petróleo na camada do Pré-Sal, como também de resultados preliminares obtidos em prospecções recentes, que indicam grandes reservas de gás natural em bacias sedimentares terrestres, a exemplo do que ocorreu no estado do Maranhão no ano de 2010.

3.1.2 Emissões de CO₂ na Geração e Uso de Energia no Brasil

A emissão de gases de efeito estufa configura-se, a cada dia, em uma questão das mais importantes diante da crescente preocupação mundial com as mudanças climáticas globais, em particular o aquecimento do planeta, cujos níveis vêm aumentando desde a Revolução Industrial. De acordo com o Banco Mundial (2009, p. 4) as concentrações atmosféricas globais de CO₂, o mais importante gás do efeito estufa, ficaram na faixa de 200 a 300 partes por milhão (ppm) durante 800.000 anos, mas saltaram para cerca de 387 ppm nos últimos 150 anos, principalmente por causa da queima de combustíveis fósseis.

³² Em 2009, as fontes biomassa/eólica/outras eram compostas pelos seguintes energéticos: lenha (10,1%), produtos da cana (18%) e outras (3,8%).

Nesta dissertação é considerada somente a emissão de CO₂, já que este, dentre os gases de efeito estufa, é o que apresenta o maior volume de emissão. Não foi utilizado o Potencial de Aquecimento Global (GWP, na sigla em inglês), que agrega as emissões de outros gases para produzir dióxido de carbono equivalente, “visto que essa variável não representa de forma adequada a contribuição relativa dos diferentes gases de efeito estufa à mudança do clima. Além disso, o uso do GWP enfatiza sobremaneira e de modo errôneo a importância de gases de efeito estufa de vida curta, especialmente a do metano” (MCT, 2009, p. 14).

São estimadas no setor de energia todas as emissões antrópicas devidas à produção, à transformação e ao consumo de energia. Inclui tanto as emissões resultantes da queima de combustíveis³³, quanto as emissões resultantes de fugas³⁴ na cadeia de produção, transformação, distribuição e consumo de energia (MCT, 2009, p. 3).

De acordo com o MME (Resenha Energética Brasileira: exercício de 2009, p. 7), a expressiva participação da energia hidráulica e o uso representativo de biomassa na matriz energética brasileira proporcionam indicadores de emissões de CO₂ bem menores do que a média mundial e dos países desenvolvidos. De fato, nos últimos 35 anos, a participação das hidrelétricas no fornecimento de energia elétrica manteve-se em torno de 85%, o que resulta em baixos índices de emissões de gases de efeito estufa.

Além disso, o Brasil ainda apresenta baixo consumo *per capita* de energia elétrica se comparado aos países desenvolvidos, o que resulta, em parte, do nível de renda no país ser um terço mais baixo que o da renda média daqueles países. No ano de 2006, o consumo de eletricidade por habitante no Brasil era equivalente a um sexto do consumo médio nos Estados Unidos, a um quarto no Japão e a 70% da média de consumo mundial *per capita* (CNI, 2008, p. 21). Com relação à demanda total de energia *per capita* (tep/10⁶ habitantes), esta evoluirá de 1,19 verificado em 2005, para 2,33 em 2030 (MME, 2007, p. 247).

³³ Considera a queima de combustíveis nos subsetores energético, industrial, transporte, residencial, agricultura e outros setores (MCT, 2009, p.3).

³⁴ No setor de energia, as emissões fugitivas ocorrem durante o processo de mineração, estocagem, processamento e transporte de carvão mineral e durante o processo de extração, transporte e processamento de petróleo e gás natural. Com relação ao petróleo e gás natural consideram-se as emissões de CO₂ por combustão não útil (*flaring*) nas plataformas de extração e nas unidades de refinaria desses hidrocarbonetos (*Ibid*).

A emissão per capita na produção e uso de energia também coloca o país em uma situação bastante favorável no cenário internacional. Em 2006, a média mundial foi de 4,3 toneladas de CO₂ equivalentes por habitante. No Brasil, a emissão média foi de 1,8 toneladas de CO₂ equivalente por habitante, ou seja, 60% menor do que a média mundial. A principal diferença do Brasil está na “grande utilização de hidroelétricas na geração de energia elétrica. Países de grande emissão de GEE [gases de efeito estufa] utilizam principalmente combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica” (CNI, 2008, p. 25).

O cálculo oficial mais recente sobre o inventário brasileiro de emissões de gases de efeito estufa tem como base o ano de 2005. Foi elaborado pelo MCT (2009) como parte da Comunicação Nacional à Convenção Quadro da ONU sobre Mudança do Clima. Os dados das emissões no Brasil foram obtidos tendo por diretrizes técnicas os documentos elaborados pelo Painel Intergovernamental de Mudança Global do Clima (IPCC) “Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories”, publicado em 1997; o documento “Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories”, publicado em 2000; e o documento “Good Practice Guidance for Land Use, Land Use Change and Forestry”, publicado em 2003. Algumas das estimativas já levam em conta informações contidas no documento “2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”, publicado em 2006 (MCT, *op. cit.*, p. 2).

De acordo com o inventário brasileiro, em 2005 foram emitidas 1,6 bilhões de toneladas de dióxido de carbono no Brasil. Desse montante, 76% (Gráfico 10) resultam de mudanças no uso da terra e de florestas, sobretudo em razão do desmatamento e de queimadas. Naquele mesmo ano, o setor de energia respondeu por 22% das emissões totais e o setor de processos industriais pelos 2% restantes (MCT, *op.cit.*, p. 6).

Analisando especificamente o setor de energia, a queima de combustíveis fósseis – em sua maioria derivados do petróleo e gás natural – no subsetor de transporte é o fator que mais contribui para as emissões totais de CO₂, respondendo por 8,6% (136 milhões t CO₂), seguido pelo subsetor industrial, cuja participação é de 7,3% do total (115 milhões t CO₂).

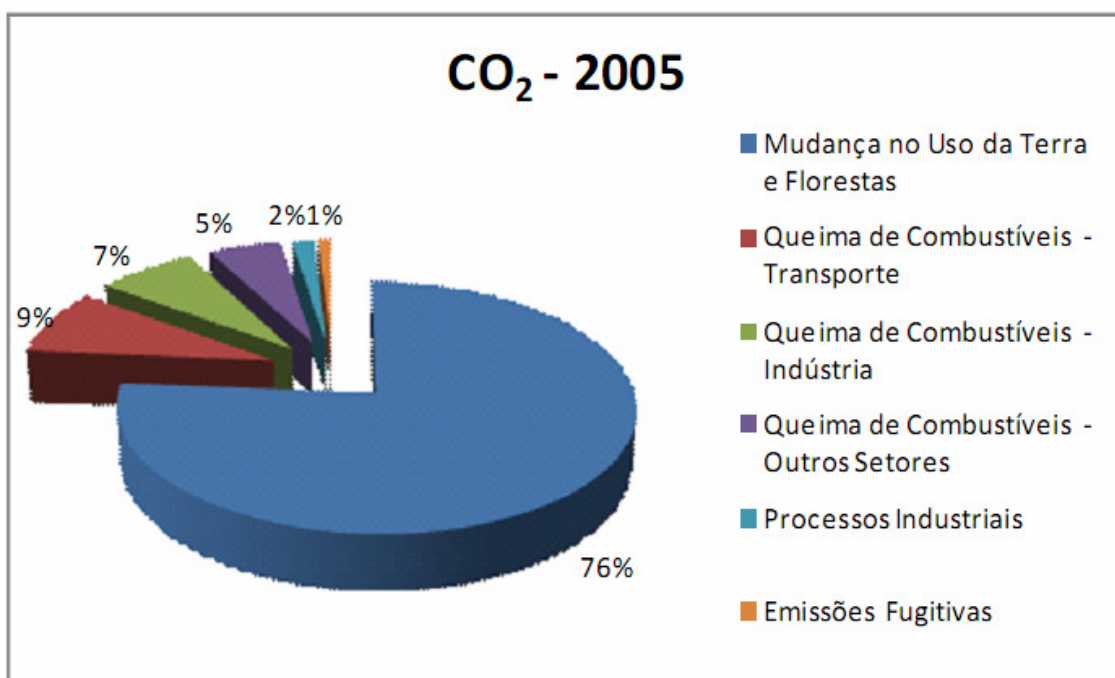


Gráfico 10 - Emissões de CO₂ no Brasil. Fonte: MCT (2009).

Segundo projeções contidas no Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030 (MME, 2007, p. 259), mesmo considerando o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira, o nível de emissões deverá se ampliar em 2030. No total, projetam-se emissões de aproximadamente 970 milhões de t CO₂ oriundas do setor energético nacional para aquele ano. Os derivados de petróleo (óleo diesel, gasolina, GLP e querosene) serão os maiores contribuintes para as emissões totais do setor energético em 2030, com cerca de 50% de participação.

Como visto anteriormente, a matriz energética brasileira é composta em grande parte por fontes renováveis de energia, ao contrário da matriz mundial, que possui uma pequena participação desse tipo de fonte, conforme ilustrado no Gráfico 9. Contudo, isso não significa, obviamente e por diferentes razões, que o Brasil não deva empreender esforços sistemáticos para reduzir as suas emissões de gases de efeito estufa. Em primeiro lugar, como integrante dos Países não-Anexo I da Convenção-Quadro das Nações Unidas para Mudanças do Clima – UNFCCC, na sigla em inglês, e que tem como objetivo estabilizar as concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera num nível que impeça uma interferência antrópica perigosa no sistema climático –, o Brasil compartilha do princípio da responsabilidade comum, porém diferenciada entre países, pelo qual, mesmo sem a obrigatoriedade de estabelecerem metas quantitativas de redução de emissões de gases de efeito estufa, os Países não-

Anexo I se comprometem a implementar programas nacionais de mitigação dos efeitos adversos das mudanças climáticas.

Em segundo lugar, o desmatamento e as queimadas têm colocado o Brasil na condição de liderança entre os países em desenvolvimento que mais emitem gases de efeito estufa (CDES, 2010, p. 12). Para fazer frente a essa incômoda situação, o país anunciou durante a realização da Conferência das Partes em Copenhague – COP 15, realizada em novembro de 2009, metas voluntárias de redução de emissões a serem atingidas em 2020 que variam de 36,1% a 38,9%, percentuais estes mais ambiciosos que as metas apresentadas por países do Anexo I da Convenção-Quadro, como por exemplo os Estados Unidos (CDES, *op.cit.*, p. 12).

Essa proposta brasileira, elogiada mundialmente, foi incorporada à Lei 12.187, de 29 de dezembro de 2009, que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC. Entretanto, a questão que suscita muitas dúvidas refere-se às fontes de recursos que serão utilizadas para viabilizar financeiramente essa proposição³⁵, já que os custos envolvidos nas ações de mitigação referentes ao desmatamento e às queimadas são substanciais, segundo estimativas preliminares de instituições que lidam com as questões ambientais no país.

Visando definir recursos para o enfrentamento das mudanças climáticas, o Governo Federal instituiu o Fundo Amazônia (Decreto 6.527, de 1 de agosto de 2008) e o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima – FNMC (Lei 12.114, de 09 de dezembro de 2009). Pelo fato de ser capitalizado por meio de doações recebidas em espécie, questiona-se se o Fundo Amazônia terá recursos suficientes para ações de prevenção, monitoramento e combate ao desmatamento e de promoção da conservação e do uso sustentável no bioma amazônico, uma vez que não é possível prever o montante, a periodicidade e a perenidade dessas doações. Com relação ao FNMC, não há definição quanto ao montante que deverá ser repassado anualmente para esse fundo, o que dificulta definir objetivos e projetos de longo prazo. Além disso, os recursos do FNMC estão sujeitos a contingenciamento. Neste sentido, esse problema de financiamento poderá vir a ser equacionado caso o Governo Federal crie um Fundo de Redução de Emissões, destinando parcela das rendas petrolíferas a que tem direito com a exploração e produção de petróleo e gás natural para as ações

³⁵ O próprio Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social (2010, p. 13), entidade vinculada diretamente à Presidência da República, admite que ainda não há uma “quantificação dos custos envolvidos nas ações de mitigação, nem detalhamento das metas”.

previstas na Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC, tema este que será enfatizado no Capítulo 5.

Finalmente, as projeções sobre a composição da matriz energética nos próximos anos indicam que haverá uma estabilidade na participação das fontes renováveis *vis-à-vis* as fontes não renováveis, o que se constitui em fator adicional para que o Brasil tenha compromissos efetivos para reduzir a emissão de gases de efeito estufa. Pelos dados do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019 (MME, 2010), as fontes renováveis sairão do patamar de 47,2% em 2009, para 48,4% em 2019, o que não é um incremento significativo. Além disso, há estudos recentes que apontam para uma aceleração da tendência crescente de utilização de termelétricas movidas a derivados de petróleo e gás natural para suprir a oferta e garantir a segurança energética nos próximos anos, o que será visto no item 3.2 a seguir.

3.2 Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil

3.2.1 Participação do Petróleo e do Gás Natural na Oferta Interna Bruta de Energia

As participações relativas do petróleo e do gás natural na oferta interna bruta de energia entre 1970 e 2009 apresentam comportamentos diferentes. Enquanto que o gás natural vem tendo uma participação sempre crescente ao longo desses 40 anos, passando de 0,3% em 1970 para 8,7% em 2009, a contribuição do petróleo na oferta interna bruta de energia tem oscilado bastante, registrando em 2009 praticamente a mesma participação ocorrida em 1970, 37,9% e 37,7%, respectivamente. Os valores em percentual são apresentados no Gráfico 11.

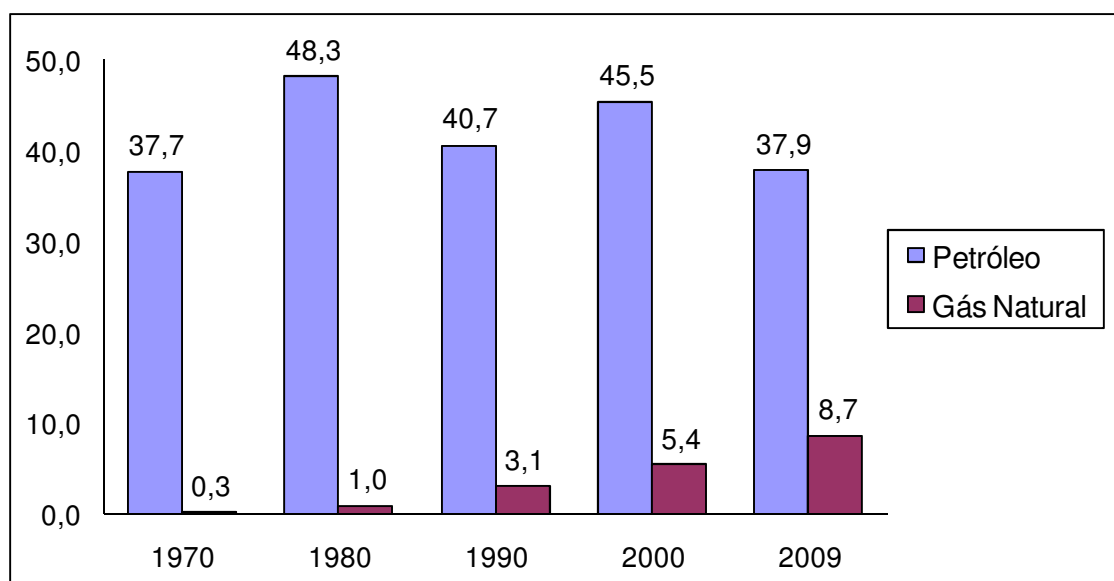


Gráfico 11 – Participação (%) do petróleo e do gás natural na oferta interna bruta de energia no Brasil. Elaboração própria a partir de dados do MME (Matriz Energética – Série Histórica).

A partir do ano 2000 verifica-se que a participação do petróleo sofre uma forte redução, o que se deve, em boa medida, a políticas de incentivo à utilização de fontes renováveis, sobretudo hidrelétricas; à maior penetração dos biocombustíveis líquidos (álcool e biodiesel) na matriz de consumo final energético, reduzindo a importância relativa dos derivados de petróleo, em particular da gasolina; bem como da expansão do gás natural no setor industrial, que compete diretamente com o óleo combustível, primordialmente através dos preços relativos do óleo e do gás natural (MME 2010: PDE 2019, p. 13).

Contudo, a tendência de queda relativa do petróleo na oferta interna bruta de energia ainda é uma incógnita para os próximos anos em razão das grandes descobertas de hidrocarbonetos na camada do Pré-Sal, cujas reservas deverão ser exploradas comercialmente a partir de 2016, de acordo com previsões otimistas. As próprias estimativas oficiais começam a incorporar lentamente a possibilidade de aumento na participação do petróleo e derivados. O PDE 2019 (MME, 2010) prevê que em 2019 essa participação corresponderá a 31%, superior, portanto, à previsão contida no PNE 2030 (MME, 2007), pela qual em 2030 esse percentual seria de 29%. Ou seja, há uma clara revisão do planejamento energético do Governo Federal entre os três anos que separam as publicações do PNE 2030 e do PDE 2019, uma vez que as estimativas mais recentes já contemplam uma queda menos acentuada na contribuição relativa do petróleo na oferta interna bruta de energia.

Com relação ao gás natural, o aumento crescente e continuado dessa fonte na oferta interna bruta de energia, particularmente a partir de meados dos anos 1990, se deve a uma conjunção de fatores, dentre os quais destacam-se: a extração de gás associado ao petróleo nos campos da plataforma continental; expansão da malha de gasodutos; uso cada vez mais intensivo desse energético para fins industriais, automotivos e para a geração termelétrica; importação do gás natural boliviano, sobretudo a partir do ano 2000 e, mais recentemente, importação de gás natural liquefeito (GNL). Segundo o PDE 2019 (MME, 2010), a participação do gás natural na oferta interna bruta sairá do patamar de 8,7%, verificado em 2009, para 12,1% em 2019, um aumento de aproximadamente trinta e nove por cento.

Em termos absolutos, medidos em toneladas equivalentes de petróleo, é notório o aumento do gás natural, que passa de 170 mil tep em 1970, para 21 milhões de tep em 2009, uma variação de 12.352%. Ao mesmo tempo, o petróleo apresenta uma variação absoluta de 368%, saindo de 25 milhões de tep em 1970, para 92 milhões de tep em 2009, conforme mostrado no Gráfico 12. Além dos fatores mencionados no parágrafo anterior, há um elemento adicional para explicar essa colossal variação do gás natural, qual seja, a redução significativa no volume de gás natural reinjetado e queimado em *flares*. Se em 1970, isso correspondia a cerca de 86% do volume total produzido de gás natural no país, a partir dos anos 1990 esse índice situa-se, na média, em torno de 34%³⁶. Desse modo, quanto menor a queima e a reinjeção, maior a quantidade de gás natural a ser disponibilizada para atender o suprimento da demanda energética nacional.

³⁶ Cálculo efetuado pelo autor tendo por base o Balanço Energético Nacional 2010 (MME, 2010).

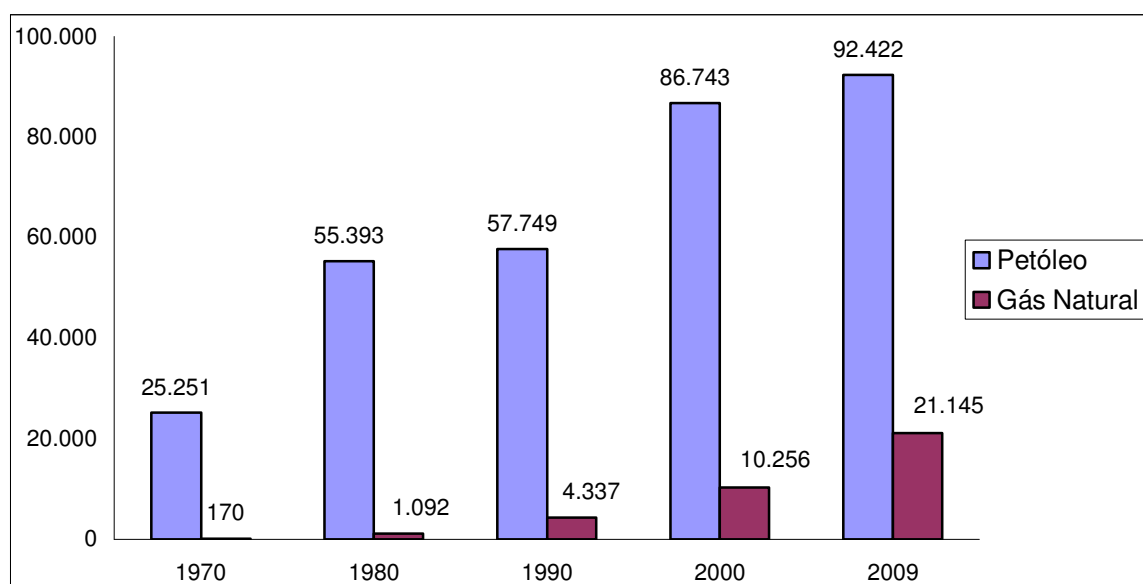


Gráfico 12 – Oferta interna bruta de petróleo e gás natural no Brasil (10^3 tep). Elaboração própria a partir de dados do MME (Matriz Energética – Série Histórica).

Com respeito à participação do petróleo e do gás natural na oferta interna bruta de energia brasileira, o significado mais importante que se pode extrair dos números apresentados nos Gráficos 11 e 12 é a constatação de que há uma forte tendência de alta na utilização energética do gás natural *vis-à-vis* ao petróleo e, portanto, a uma maior emissão de CO_2 resultante do uso crescente daquela fonte em nosso país. Por outro lado, em termos de emissões de gases de efeito estufa esse é um dado positivo, uma vez que o gás natural emite menos que o petróleo.

3.2.2 Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil

Neste item serão investigadas as quantidades, em tonelada equivalente de petróleo, relativas à produção primária nacional de petróleo e gás natural no Brasil, de modo que posteriormente possa ser calculada a emissão de CO_2 dela decorrente. Não inclui, portanto, o cálculo da produção dos derivados do petróleo tais como gasolina, diesel etc., visto que a incidência de *royalties* e participações especiais se dá sobre o volume resultante das atividades de exploração e produção primária de petróleo e gás natural.

Ademais, esta dissertação tem como um de seus pressupostos o fato de que é a produção nacional que, em última instância, permite mensurar a **responsabilidade exclusiva** de um determinado país no montante global de CO_2 emitido em razão da

exploração e produção de recursos energéticos. Por responsabilidade exclusiva entende-se a emissão de CO₂ provocada, única e exclusivamente, pela produção interna de determinada fonte de energia, não podendo, portanto, ser compartilhada com nenhum outro país. Neste sentido, difere do conceito de responsabilidade comum, porém diferenciada, preconizado pelo Protocolo de Quioto (ver item 3.1.2).

Ao contemplar a importação e a exportação de energéticos, a oferta interna bruta não espelha concretamente a responsabilidade exclusiva de um país nas emissões globais de CO₂ associadas à exploração e à produção de recursos não renováveis como o petróleo e o gás natural. Isto porque, a oferta interna bruta mede o consumo aparente, a despeito da demanda de determinado energético ser suprida internamente ou não. Assim, no caso de países com importação e exportação zero de determinada fonte primária de energia, a sua emissão pelo uso dessa fonte será mensurada unicamente pelo montante produzido internamente para atender as suas necessidades energéticas. Por exemplo, o Brasil consome a totalidade da lenha produzida internamente para fins energéticos. Portanto, a emissão de CO₂ pelo uso da lenha é de responsabilidade exclusiva do nosso país, não podendo ser compartilhada com nenhuma outra nação.

Ao contrário, se um país exporta a quase totalidade da sua produção primária de petróleo, como no caso das nações árabes, a sua responsabilidade pela emissão de CO₂ resultante dessa produção é transferida para o país importador, uma vez que o montante exportado é subtraído do cálculo da oferta interna bruta de energia (ver nota de rodapé número 27), bem como do cálculo das emissões efetuado de acordo com a metodologia *top-down* utilizada pelo IPCC, conforme será descrito no item 3.3. Se fossem consideradas apenas as emissões originadas da produção interna de petróleo, com certeza os países árabes exportadores apresentariam nas estatísticas internacionais uma contribuição maior para as emissões de CO₂ verificadas no planeta.

Segundo dados da Agência Internacional de Energia (2010), os balanços energéticos da Arábia Saudita e dos Estados Unidos no ano de 2007 apresentam as seguintes informações com relação à oferta interna bruta de petróleo (Quadro 6).

Oferta Interna (10³ tep)	Arábia Saudita	Estados Unidos
Produção	496.202	317.454
Importação	0	597.914
Exportação	-344.820	-5.830
Energia embarcada em <i>bunkers</i> internacionais	0	0
Variação de estoques	0	1.381
Oferta Interna Bruta Total	151.382	910.919

Quadro 6 – Oferta interna bruta de petróleo da Arábia Saudita e dos Estados Unidos no ano de 2007. Elaboração própria a partir de dados da Agência Internacional de Energia, 2010.

Se forem consideradas as emissões desses dois países tendo por base somente os valores da oferta interna bruta de petróleo e o cálculo preconizado pela metodologia *top-down* do IPCC, não resta dúvida que os Estados Unidos emitem substancialmente mais CO₂ do que a Arábia Saudita, visto que importam 66% do petróleo necessário para atender ao seu consumo interno. Ao contrário, se a base de cálculo a ser levada em conta se referir somente à produção doméstica de petróleo e não à sua oferta interna bruta, a situação se inverte, ficando a Arábia Saudita à frente dos Estados Unidos no quesito emissões de CO₂ resultantes da exploração desse hidrocarboneto, uma vez que a produção daquele país é 56% superior à produção americana.

Retornando ao caso específico do Brasil, de 1970 até 1990, importávamos muito mais petróleo do que poderíamos produzir para atender a demanda interna (Gráfico 13). Em 1980 as importações atingem seu ponto máximo, representando 80% de todo o petróleo disponibilizado no país para consumo. Com a entrada em operação dos campos da Bacia de Campos, essa participação vem se reduzindo de forma permanente nos últimos trinta anos, quando a importação passa a representar 21% da oferta interna bruta de petróleo no ano de 2009. Essa transição de país importador para produtor tende a se consolidar ainda mais com a exploração das reservas do Pré-Sal, que coloca para o Brasil a perspectiva de se tornar um exportador líquido de petróleo na próxima década (Boletim do PDE 2019, MME 2010).

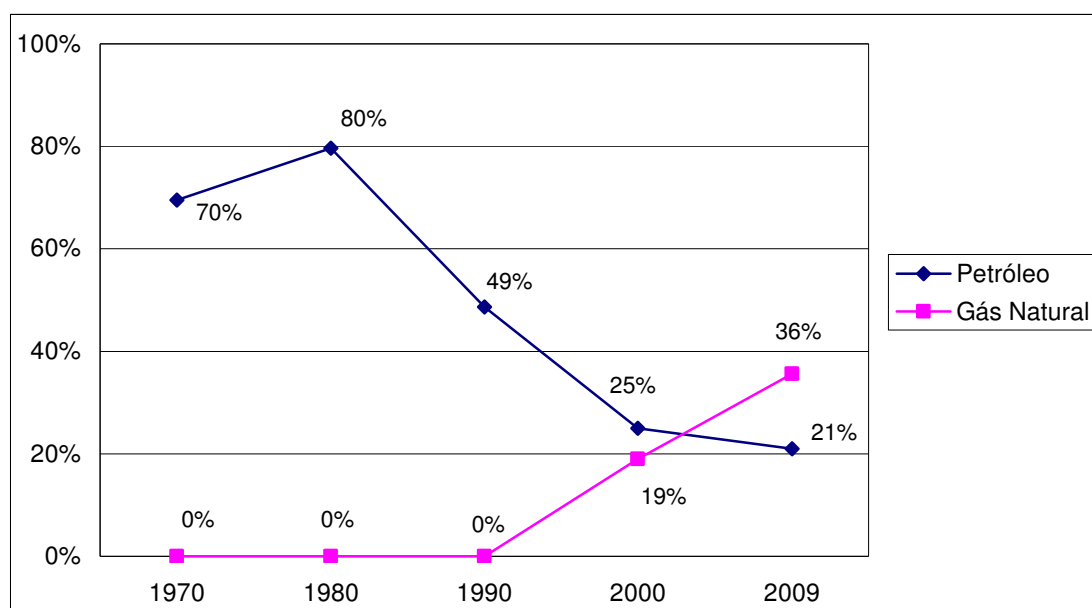


Gráfico 13 – Relação (%) entre importações e oferta interna bruta de petróleo e gás natural no Brasil. Elaboração própria a partir de dados do MME (Balanço Energético Nacional -2010).

Levando em conta a metodologia do IPCC, que considera a oferta interna bruta de energia, e os valores do Gráfico 13, conclui-se *a priori* que a responsabilidade pela emissão de CO₂ atribuída ao Brasil no período 1970-1990 em razão do petróleo, decorre não somente da produção em si, mas principalmente da utilização desse hidrocarboneto, cujo volume importado é bastante superior ao volume produzido nacionalmente. Em outras palavras, cabe ao Brasil nas estatísticas históricas internacionais uma responsabilidade pela emissão de dióxido de carbono que não é de todo coerente, posto que transfere ao nosso país o ônus pelo uso do energético importado, não explicitando claramente a emissão devida apenas à produção nacional, uma vez que a divulgação das emissões pelo método do IPCC é feita considerando a oferta interna bruta.

Nessas condições, o país exportador e, portanto, produtor, debita na conta do Brasil a responsabilidade pela emissão de CO₂ do petróleo que ele produziu internamente e posteriormente ofertou no mercado brasileiro. Por conseguinte, quem simultaneamente produz, pouco consome e exporta determinada fonte primária de energia – como no caso da Arábia Saudita – está praticamente “isento” da sua contribuição pelas mudanças climáticas, posto que transfere ao país importador a responsabilidade pela emissão correspondente à parcela que foi exportada.

Contudo, à medida que o Brasil vai gradativamente aumentando a sua produção de petróleo e, concomitantemente, diminuindo a importação desse hidrocarboneto, maior será a sua cota de responsabilidade exclusiva pela emissão de dióxido de carbono associada a essa fonte, haja vista que a produção interna passa a ser o componente maior na composição da oferta interna bruta, como verificado a partir de 1990 (Gráfico 13). Por conseguinte, ao se consultar os resultados das emissões calculadas com base na metodologia *top-down* do IPCC, não é possível distinguir o *quantum* de emissão adicional que o Brasil está efetivamente gerando como resultado do aumento da sua produção interna de petróleo, uma vez que não há a separação nítida entre as emissões derivadas do que é produzido internamente daquelas correspondentes ao que é importado, mas tão somente a divulgação das emissões totais.

Quanto ao gás natural, a dinâmica é um pouco diferente da que foi descrita para o petróleo. Até 1990, a oferta interna bruta dessa fonte era suprida integralmente pela produção nacional, ou seja, o país não apresentava dependência externa. Desse modo, a emissão de CO₂ associada ao gás natural era de responsabilidade exclusiva do Brasil. Com o incremento expressivo da oferta interna bruta de gás natural a partir de 1990, momento em que a importação de gás boliviano começa a ser feita em larga escala, o país passa também a se responsabilizar pela emissão de CO₂ resultante da utilização da parcela importada, que em 2009 representou 36% da oferta interna bruta desse energético. Assim, pela metodologia do IPCC, há um aumento das emissões do gás natural, aumento este que não reflete claramente o *quantum* de dióxido de carbono está sendo lançado na atmosfera que é de responsabilidade exclusiva (produção interna) do Brasil.

As considerações anteriores servem para ilustrar a importância de ser feita a diferenciação entre as emissões de CO₂ decorrentes da oferta interna bruta daquelas originadas da produção primária de energia, de modo a permitir um entendimento mais claro sobre a responsabilidade exclusiva de cada país nesse processo. Em termos de emissões globais e efeitos sobre as mudanças climáticas, pouco importa se determinado energético foi produzido no país A e consumido no país B. No balanço final, as emissões se concretizarão de qualquer jeito, posto que já está dada a quantidade de dióxido de carbono que será liberada na atmosfera, uma vez que a produção do energético não poderá mais ser revertida. É somente uma questão de tempo e de espaço (território) para que isso aconteça.

A título de exemplo, há o caso do óleo combustível – obtido nas refinarias brasileiras como derivado do petróleo e largamente utilizado como combustível industrial em caldeiras e fornos – que historicamente vem sendo exportado na sua quase totalidade. Por não ser praticamente consumido internamente, as emissões de CO₂ referentes ao óleo combustível³⁷ aparecem com sinal negativo no Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa (Rosa *et. al.* 2006), que utiliza a metodologia *top-down* do IPCC como base de cálculo. Por conseguinte, a responsabilidade do Brasil por essa emissão é transferida para o país importador.

O uso de térmicas a óleo combustível no país é condenado de forma veemente pelos ambientalistas, visto que são mais poluentes que as térmicas movidas a outros combustíveis, como o gás natural. Entretanto, se a preocupação central é quanto ao aquecimento global, qual a diferença entre a queima do óleo combustível no Brasil ou fora dele? Os gases de efeito estufa não serão lançados na atmosfera do planeta do mesmo jeito? Para o crítico desatento e que toma por base a metodologia do IPCC, a “culpa” pelas emissões de CO₂ do óleo combustível deve recair inicialmente sobre quem consome e não sobre quem produz esse óleo. Nesta situação, que princípio deverá prevalecer: poluidor-pagador ou usuário-pagador? Contudo, para não fugir ao objetivo desta dissertação, essa é uma questão que poderá ser analisada com maior profundidade em estudos posteriores³⁸.

As contribuições relativas do petróleo e do gás natural para a produção de energia primária no Brasil são apresentadas no Gráfico 14. Após o advento da segunda crise internacional do petróleo, em 1979, o país passou a empreender esforços crescentes com o objetivo de reduzir a sua dependência externa, o que culminou com a descoberta e a exploração econômica de campos gigantes de petróleo situados na plataforma continental, particularmente daqueles localizados na Bacia de Campos. Como reflexo da política continuada de investimento em E&P, a participação do petróleo na produção brasileira de energia primária mais que dobra no período 1980-1990, saindo do patamar de 13,9% para 30,2 % nesses dez anos e mantendo-se crescente a partir de então, atingindo o índice de aproximadamente 42% em 2009.

³⁷ As fontes secundárias só interessam à metodologia *top-down* quando são importadas, exportadas ou apresentam variação de estoques (Rosa, *et. al.*, 2006, p. 58). Isso é feito para evitar dupla contagem, uma vez que já foram contabilizadas as emissões durante a produção primária do combustível que, posteriormente, poderá vir a ser ou não processado para dar origem a derivados, como no caso do óleo combustível obtido pelo processo de refino do petróleo.

³⁸ No Capítulo 6 são sugeridas outras linhas de estudos futuros a serem desenvolvidos em maior profundidade, incluindo esse tema.

Considerando que a quase totalidade da produção de gás natural no Brasil está associada à exploração do petróleo, não é de surpreender que o volume produzido internamente de gás natural acompanhe, em escala menor, o comportamento apresentado por aquele hidrocarboneto. Por conseguinte, a participação do gás natural na produção brasileira de energia primária também aumenta de forma sustentada a partir de 1980, passando de 3,3% para 8,7% em 2009.

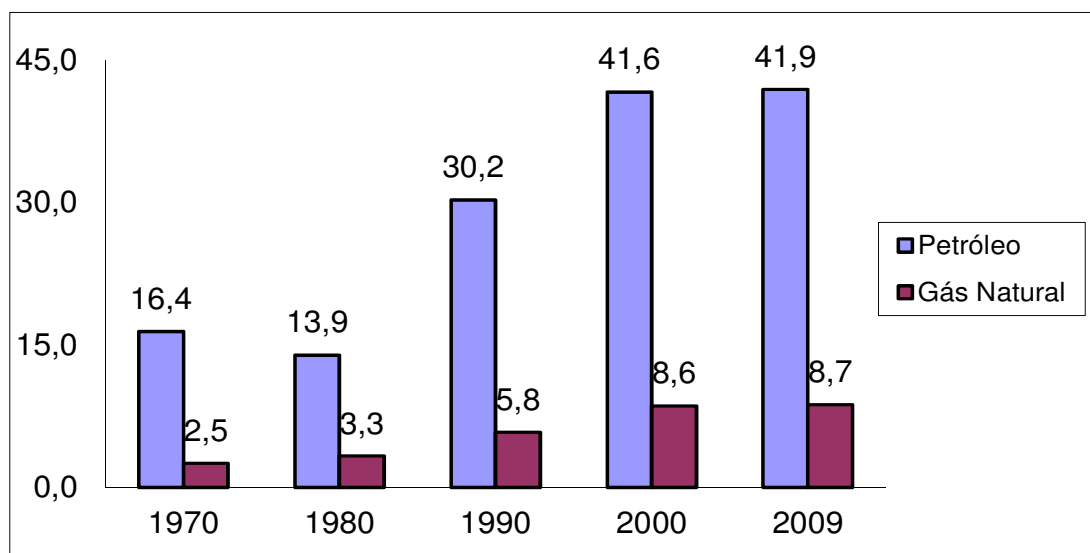


Gráfico 14 – Participação (%) do petróleo e do gás natural na produção primária de energia no Brasil. Elaboração própria a partir de dados do MME 2010 (Matriz Energética – Série Histórica).

Comparando as informações referentes à participação relativa do petróleo e gás natural na composição da oferta interna bruta de energia (Gráfico 11) e na produção primária (Gráfico 14), depreende-se que no primeiro caso o petróleo apresenta uma variação oscilante e com forte tendência de queda a partir do ano 2000, ao passo que pelo Gráfico 14, verifica-se que a produção interna de petróleo é sempre crescente a partir de 1980. Uma vez mais, isso apenas reforça a importância de ser feita a distinção entre as emissões de CO₂ oriundas da oferta interna bruta de energia, daquelas que são geradas em decorrência da produção primária de determinada fonte energética, de forma que seja possível identificar com precisão a responsabilidade exclusiva de um determinado país nas emissões globais. O gás natural, por sua vez, exibe um padrão uniforme de crescimento contínuo nos dois gráficos.

Já foi mencionado nos parágrafos anteriores, sobretudo no que respeita ao petróleo, que somente a análise dos dados da oferta interna bruta de energia, tomados como base para calcular o montante de dióxido de carbono emitido, poderá levar a

conclusões precipitadas quanto ao real impacto dessa fonte nas emissões globais. Se em termos relativos a participação do petróleo decresce na oferta interna bruta de energia, tornando nossa matriz energética mais limpa (utilização crescente da biomassa de produtos da cana, por exemplo), por outro lado, a participação desse energético na produção brasileira primária de energia, tanto em valores relativos (Gráfico 14) como absolutos, vem aumentando consistentemente nos últimos trinta anos.

Conforme mostrado no Gráfico 15, a produção primária brasileira de petróleo e gás natural apresenta uma trajetória ascendente nas últimas quatro décadas. Entre 1970 e 2009, o montante produzido de petróleo salta de 8,2 milhões de tep para 101 milhões de tep, variando 1.238% , ou seja, taxa de crescimento médio de aproximadamente 32% ao ano. No mesmo período, o gás natural variou 1.672%, cuja quantidade produzida aumentou de 1,3 milhões de tep para 21 milhões de tep, registrando assim um crescimento médio de 43% ao ano. Tanto na oferta interna bruta de energia como na produção primária, o gás natural cresce a um ritmo maior do que o petróleo.

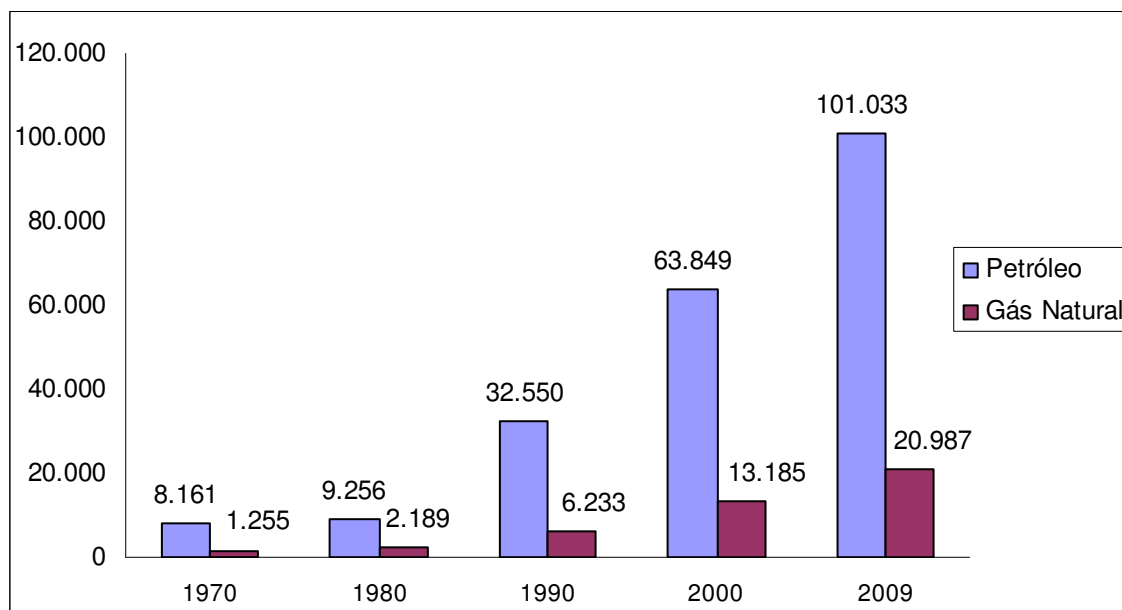


Gráfico 15 – Produção primária de petróleo e gás natural no Brasil (10³ tep). Elaboração própria a partir de dados do MME (Matriz Energética – Série Histórica).

O Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030 (MME, 2007, p. 250) previa que a produção diária de petróleo atingiria 2,96 milhões de barris em 2020 e se manteria nesse patamar até 2030, como resultado da política continuada de investimento em exploração e produção. Entretanto, essas projeções já foram largamente superadas. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019 (MME, 2010, p.

176) a produção de petróleo passará de aproximadamente 2,3 milhões de barris/dia em 2010 para 5,1 milhões de barris/dia em 2019, uma taxa média de crescimento de 13,5% ao ano. Todo esse crescimento futuro se deve ao anúncio das descobertas de óleo na camada do Pré-Sal:

“Prevê-se, para o próximo decênio, um papel mais relevante para o Brasil no mercado mundial de petróleo, atuando como exportador líquido, não só de petróleo, como também de derivados, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção dos campos descobertos na área do Pré-Sal (Áreas Contratadas até a 10ª Rodada de Licitações da ANP), assim como da expansão do parque nacional de refino” (MME, op. cit. p. 13).

Com base nos dados do Boletim do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019 (MME, 2010, p. 177), a produção nacional de gás natural se expandirá de 80,1 milhões de m³/dia em 2010, para 230,8 milhões de m³/dia em 2019, com crescimento médio de 21% ao ano nesse período. Esses volumes já consideram uma maior utilização do gás natural associado ao petróleo decorrente da exploração dos campos do Pré-Sal. Pelas informações do Governo Federal, essa produção será destinada prioritariamente para atender aos segmentos industrial, residencial, comercial e automotivo, com praticamente pouca ou nenhuma utilização para fins de geração de energia elétrica, exceto de forma residual para abastecer as usinas termelétricas já existentes.

Assim, de acordo com todas as projeções governamentais, a produção nacional de petróleo e gás natural tende a aumentar de forma considerável na próxima década. Além do Pré-Sal, contribuem para promover essa expansão o crescimento previsto da economia – e o conseqüente incremento da demanda de energia dele decorrente – bem como a necessidade de garantir a segurança do suprimento energético.

Concomitante ao aumento da produção primária de petróleo e gás natural, o planejamento do Governo Federal referente ao sistema energético brasileiro destaca a necessidade de ser feita uma expansão substancial na capacidade instalada para os próximos dez anos, visto que é esperado um forte crescimento de setores intensivos em energia, como aço e celulose, por exemplo, voltados para exportação e também para atender o mercado interno. Consta no Boletim do PDE 2019 (MME, 2010) que a capacidade instalada nacional de geração elétrica chegará a 177,9 GW de potência em 2019 (inclusive autoprodutor cativo), com expansão de 71,3 GW sobre 2009. Por

consequente, está previsto para o horizonte decenal 2010-2019 um incremento de aproximadamente 70% sobre a potência instalada de 2009 (106,6 GW), ou seja, o governo brasileiro tem como meta ampliar em dez anos uma potência nominal de energia elétrica que o país levou praticamente cem anos para construir. Como isso será possível?

Ainda segundo o Boletim do PDE 2019, a partir de 2014 essa expansão da capacidade instalada se dará exclusivamente por intermédio de fontes renováveis (hidrelétricas, biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas) e por térmica nuclear. Se for considerado apenas o Sistema Interligado Nacional (SIN) – sem autoprodutor cativo – “a potência instalada em 2019 atinge 167,1 GW, com expansão de 63,5 GW. A hidráulica responde por 62% da expansão (39,3 GW). Biomassa e eólica respondem por 17% da expansão (10,6 GW)”, conforme apresentado no Quadro 7.

Fontes	2009	2014	2019
Hidro (*)	80,6	89,7	116,7
Nuclear	2,0	2,0	3,4
Gás Natural	8,9	11,5	11,5
Carvão	1,5	3,2	3,2
Óleo (diesel + óleo combustível)	2,8	10,1	10,1
Gás Industrial	0,1	0,7	0,7
PCH	3,7	5,6	7,0
Biomassa	3,3	7,4	8,5
Eólica	0,6	4,4	6,0
Total	103,6	134,6	167,1

Quadro 7 – Expansão da oferta de potência do SIN (GW).

Fonte: Boletim do PDE 2019 (MME, 2010).

(*) Inclui importação (Itaipu-Paraguai).

Entretanto, diferentes estudos, tanto do segmento energético como inclusive de instituições governamentais, ressaltam que é tecnicamente inviável suprir com segurança a demanda de energia elétrica para a próxima década apenas com fontes renováveis e energia nuclear, prescindindo de térmicas movidas a combustíveis fósseis, particularmente daquelas que utilizam o gás natural, menos poluente e cujo preço é menor que o do óleo combustível e do diesel.

O Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA (2010), instituição vinculada à Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, realizou uma análise sobre os desafios e oportunidades do setor elétrico brasileiro na qual avalia, entre outros aspectos, a capacidade do sistema hidrelétrico brasileiro em atender ao

consumo de eletricidade sem o apoio de centrais térmicas. A conclusão desse estudo é que, dada a incerteza do regime hidrológico, “o apoio das térmicas é indispensável para evitar o racionamento de energia” (IPEA, *op. cit.*, p. 8), que funcionariam basicamente para geração complementar nos períodos de estiagem³⁹. Além disso,

O gás natural apresenta-se como a melhor fonte alternativa de combustível para o país desenvolver seu parque térmico. Sendo assim, a estruturação de regras que permitam a gestão combinada dos reservatórios das hidrelétricas com os reservatórios de gás natural é essencial para a garantia de confiabilidade do suprimento de eletricidade do Brasil. (IPEA, *op. cit.*, p.12).

De acordo com o relatório do CDES (2010, p. 12), críticos da política energética atual ressaltam que o Governo Federal terá dificuldades para cumprir as metas de expansão das hidrelétricas previstas nos planos Nacional (PNE 2030) e Decenal (PDE 2019) de energia, visto que:

A expansão da oferta [de energia] se dará basicamente na Amazônia e haveria extrema dificuldade para obtenção de licenças ambientais porque algumas das novas usinas planejadas inundariam terras indígenas. Essa dificuldade resultaria em aumento da participação de energias não renováveis na matriz energética brasileira mediante aceleração da tendência recente de construção de usinas termoeletricas movidas a derivados de petróleo.

Tancredi (2010, p. 39) ressalta que a matriz de geração de energia elétrica nos últimos anos vem apresentando um comportamento oposto ao da matriz brasileira de energia como um todo, ou seja, as fontes não renováveis estão aumentando mais que as renováveis, posto que “as termelétricas movidas a diesel, a óleo combustível, a carvão mineral e a gás natural estão, gradativamente, ocupando o lugar das hidrelétricas, notadamente de 2005 para cá”. Nos leilões de compra e venda de energia realizados entre 2005 e 2008 para abastecer o mercado no período 2009-2013, a energia proveniente de fontes térmicas foi a mais ofertada, somando 15.400 MW, contra 8.216 MW de geração hidrelétrica, incluindo pequenas centrais (TANCREDI, *op. cit.*, p. 39).

Tomando por base o trabalho de Tancredi e o estudo do IPEA conclui-se que ambos indicam que as termelétricas a combustíveis fósseis terão sua participação ampliada

³⁹ Especialistas do setor energético estimam que, na média, a relação entre o consumo de metros cúbicos de gás natural (m³GN) pelas térmicas e o megawatt hora (MWh) a ser gerado, é de 236 m³GN /MWh para térmicas a motores, e de 195 m³GN /MWh para térmicas a ciclo combinado (POLI, 2010).

na matriz elétrica brasileira da próxima década, a despeito do que é preconizado no PDE 2019. Dentre os principais fatores que embasam as projeções sobre o aumento das térmicas contidas naquelas duas publicações, destacam-se:

- a) Tendo em vista atender a critérios ambientais, a maioria dos empreendimentos hidrelétricos licitados a partir de 2005 contemplaram usinas praticamente a fio d'água, isto é, sem reservatório para armazenamento de água nos períodos mais favoráveis de chuvas para gerar energia elétrica nos períodos secos⁴⁰. Belo Monte, por exemplo, embora tenha capacidade instalada de 11 mil MW, o que a tornará a segunda maior hidrelétrica do país, tem energia firme (que pode ser assegurada já prevendo os períodos de seca) de apenas 4,4 mil MW, ou seja, 40% da sua capacidade.
- b) Por paradoxal que possa parecer, o licenciamento ambiental de empreendimentos hidrelétricos recentes no Brasil são mais difíceis de serem concedidos do que para termelétricas. De fato, a usina de Belo Monte, licitada em abril de 2010, somente em junho de 2011 é que obteve a sua licença ambiental de instalação, demora esta resultante da ação de movimentos ambientalistas, indígenas e do poder Judiciário, entre outros atores contrários à obra. Enquanto isso, todas as termelétricas vencedoras dos últimos leilões de energia não encontraram nenhum problema para obterem seus respectivos licenciamentos ambientais em prazo inferior a seis meses, ainda que sejam muito mais poluentes do que as usinas hidrelétricas.
- c) Combinado com os dois fatores mencionados anteriormente, quais sejam, usinas hidrelétricas a fio d'água e dificuldade no licenciamento ambiental das mesmas, está a importante questão da segurança do abastecimento, que visa garantir o equilíbrio entre a oferta e demanda de energia sem riscos de interrupção no fornecimento, como por exemplo, blecautes ou apagões. Num sistema hidrotérmico como o brasileiro, as termelétricas são utilizadas como uma fonte para atuar como energia de reserva do sistema elétrico, ou seja, somente funcionam (despacham) “quando faltar geração hidrelétrica ou, preventivamente, em função de um dado nível de risco pré-dimensionado, sob o qual opera o sistema” (TANCREDI, 2010, p. 10). Em face da sazonalidade dos ventos e da

⁴⁰ No jargão técnico isso é conhecido como capacidade de regularização plurianual do sistema hidrelétrico. De acordo com Veiga e Kelman (*apud* TANCREDI, 2010, p. 29), entre 2010 e 2020 haverá uma perda da ordem de 10% nessa capacidade de regularização com a entrada em operação das usinas hidrelétricas já programadas para serem construídas nos próximos anos. Para esses autores, essa perda terá que ser compensada pela construção de usinas termelétricas, de sorte a não comprometer a segurança do abastecimento de energia elétrica.

colheita de cana de açúcar, empreendimentos eólicos e térmicas a biomassa não são adequados para serem utilizados como energia de reserva e, portanto, como fontes a serem despachadas imediatamente na eventualidade de risco de interrupção no fornecimento das hidrelétricas.

Se for confirmada essa hipótese de aumento na utilização de fontes térmicas movidas a combustíveis fósseis no sistema elétrico brasileiro para os próximos anos, é de supor que haverá uma maior utilização do gás natural para atender a essa finalidade, uma vez que esse energético é menos poluente que o carvão mineral, o óleo combustível e o diesel. Por conseguinte, haverá um aumento no consumo e na produção nacional de gás natural superior às previsões do PDE 2019, uma vez que as térmicas movidas por esse combustível desempenharão um papel fundamental para assegurar a confiabilidade da segurança do sistema elétrico brasileiro⁴¹. Desse modo, maior será a responsabilidade exclusiva do país pela emissão de CO₂ derivada da produção local de gás natural.

Portanto, e coerente com o princípio da responsabilidade exclusiva descrito no item 3.2.2, o Brasil, ao produzir cada vez mais petróleo e gás natural, estará aumentando progressivamente, por conta própria e por decisão governamental estratégica, as suas emissões globais. Por certo, não se advoga nesta dissertação uma visão simplista de que devemos deixar de utilizar nossas riquezas naturais para fins econômicos em face tão somente da necessidade de se reduzir as emissões de CO₂ na atmosfera, como se preservação ambiental e desenvolvimento econômico fossem elementos antagônicos. Muito pelo contrário, o que se pretende, na verdade, é chamar a atenção para o fato de que, ao mesmo tempo em que o país dispõe (ou disporá) de quantidades maiores de hidrocarbonetos para produzir, maior será a sua capacidade de contribuir para as emissões e o aquecimento global do planeta, independente do fato de o petróleo e o gás natural virem a ser consumidos internamente ou não.

Desse modo, é premente que o Brasil disponha de instrumentos para compensar e/ou mitigar as emissões originadas da produção brasileira de petróleo e gás natural, posto que esses hidrocarbonetos não apenas terão, como devem – em função do Pré-Sal,

⁴¹ Em 2009, o consumo médio de gás natural no setor elétrico atingiu 8,0 milhões m³/dia, o que representa queda de 54,4% ante 2008, em decorrência da crise econômica que atingiu a economia brasileira, principalmente no primeiro semestre de 2009. (MME, BEN 2010). Com a retomada gradativa da economia, em setembro de 2010, esse consumo saltou para 29,9 milhões de m³/dia. Atualmente a geração elétrica com térmicas a gás é da ordem de 6.500 megawatts (MW) médios. Essa geração maior de eletricidade via usinas térmicas está sendo feita para preservar os reservatórios das usinas hidrelétricas no período seco (baixa incidência de chuvas), que vai até novembro. (Ordoñez, 2010).

da necessidade de suprir a demanda interna, de garantir a segurança energética nacional, de viabilizar o crescimento econômico projetado para os próximos anos, bem como de reduzir a dependência externa – serem explorados mais intensamente no futuro.

3.3 Emissões de CO₂ Derivadas da Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil

3.3.1 Metodologia para o Cálculo das Emissões de CO₂ Resultantes da Produção Brasileira de Petróleo e Gás Natural

Para calcular as emissões de dióxido de carbono resultantes da produção nacional de petróleo e gás natural, utilizou-se como base de referência nesta dissertação o trabalho elaborado por Rosa (*et. al.*, 2006) – cristalizado na publicação do Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa – no qual é utilizada a metodologia *top-down* desenvolvida pelo IPCC no ano de 1996 e adotada pela Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima. Segundo Rosa (*op. cit.*, p. 29),

A metodologia supõe que, uma vez introduzido na economia nacional, em um determinado ano, o carbono contido num combustível ou é liberado para a atmosfera ou é retido de alguma forma (como, por exemplo, através do aumento do estoque do combustível, da incorporação a produtos não energéticos ou da sua retenção parcialmente inoxidado). A grande vantagem da metodologia *top-down*, portanto, é não necessitar de informações detalhadas de como o combustível é utilizado pelo usuário final ou por quaisquer transformações intermediárias que ele passa antes de ser consumido.

Entretanto, conforme será visto a seguir, foi necessário realizar uma pequena adaptação na metodologia estabelecida pelo IPCC, visto que esta calcula as emissões de CO₂ para a oferta interna bruta (ou consumo aparente) de determinado energético, ao passo que interessa para esta dissertação mensurar somente as emissões associadas à produção primária brasileira de petróleo e gás natural.

A utilização da metodologia *top-down* do IPCC abrange as seguintes etapas:

- 1) Determinação do consumo aparente dos combustíveis, nas suas unidades de medida originais;
- 2) Conversão do consumo aparente para uma unidade de energia comum, terajoules (TJ);
- 3) Transformação do consumo aparente de cada combustível em conteúdo de carbono, mediante a sua multiplicação pelo fator de emissão de carbono do combustível;
- 4) Determinação da quantidade de carbono de cada combustível destinada a fins não energéticos e a dedução dessa quantidade do carbono contido no consumo aparente, para se computar o conteúdo real de carbono possível de ser emitido;
- 5) Correção dos valores para se considerar a combustão incompleta do combustível, para se computar a quantidade de carbono realmente oxidada na combustão;
- 6) Conversão da quantidade de carbono oxidada em emissões de CO₂.

As etapas acima estão apresentadas na Figura 1.

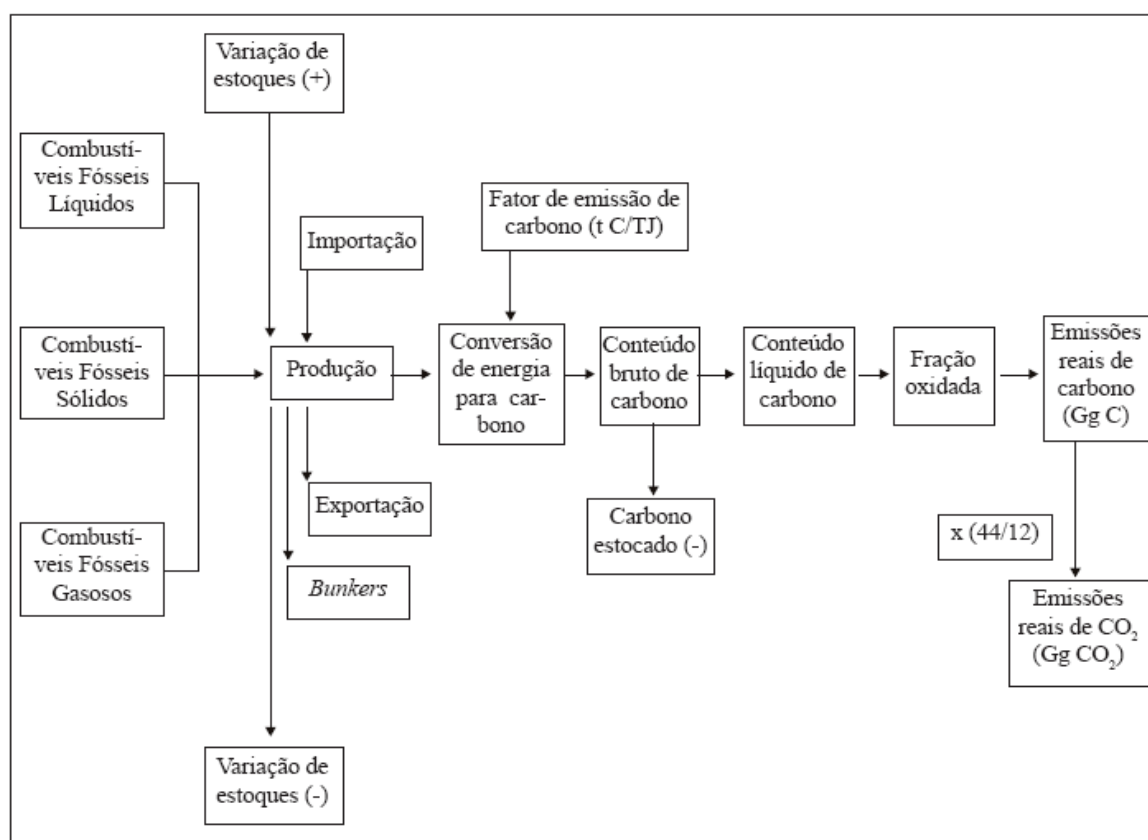


Figura 1 – Fluxograma simplificado da metodologia *top-down* para cálculo das emissões de CO₂ para o sistema energético.
Fonte: Rosa *et. al.*, 2006, p. 52.

A equação abaixo mede a emissão de CO₂ resultante da utilização de uma determinada fonte de energia:

$$\omega = 10^{-3} \cdot \{[(\alpha + \beta - \chi - \delta - \varepsilon) \cdot \varphi \cdot \gamma] - \eta\} \cdot \lambda \cdot 44/12 \text{ (Equação 1).}$$

Onde:

ω = emissão anual real de CO₂ (Gg CO₂);

α = produção anual doméstica de energia primária, medida em unidade original;

β = importação anual de energia primária e secundária, medida em unidade original;

χ = exportação anual de energia primária e secundária, medida em unidade original;

δ = energia anualmente embarcada em *bunkers* internacionais, medida em unidade original;

ε = variação anual dos estoques de energia (positiva, caso haja aumento dos estoques) medida em unidade original;

φ = fator de conversão da unidade original para terajoules (TJ/unidades originais);

γ = fator de emissão de carbono por unidade de energia contida no combustível (t C /TJ);

η = quantidade anual de carbono estocada em produtos não energéticos (t C);

λ = fração do carbono realmente oxidado na combustão.

A determinação do consumo aparente (oferta interna bruta) para os combustíveis primários, ou seja, a quantidade de combustível para uso interno no país, é calculada por meio da seguinte equação:

$$\text{Consumo Aparente} = \theta = \alpha + \beta - \chi - \delta - \varepsilon \quad \text{(Equação 2),}$$

onde os termos dessa equação foram definidos na Equação 1.

Como nesta dissertação serão calculadas somente as emissões de CO₂ decorrentes da produção brasileira de petróleo e gás natural, os termos β , χ , δ e ε da Equação 2 não serão considerados. Assim, as etapas para o cálculo dessas emissões tiveram que ser adaptadas e compreenderão:

- 1) Determinação da produção primária nacional de petróleo e gás natural, nas suas unidades de medida originais;
- 2) Conversão da produção nacional primária de petróleo e gás natural para uma unidade de energia comum, terajoules (TJ);

- 3) Transformação da produção nacional primária de petróleo e gás natural em conteúdo de carbono, mediante a sua multiplicação pelo fator de emissão de carbono do respectivo combustível;
- 4) Determinação da quantidade de carbono do petróleo e do gás natural destinada a fins não energéticos e a dedução dessa quantidade do carbono contido na produção primária, para se computar o conteúdo real de carbono possível de ser emitido;
- 5) Correção dos valores para se considerar a combustão incompleta do petróleo e do gás natural, para se computar a quantidade de carbono realmente oxidada na combustão de cada um desses energéticos;
- 6) Conversão da quantidade de carbono oxidada em emissões de CO₂.

Visando manter a mesma periodicidade observada para a arrecadação e distribuição de rendas petrolíferas, os dados sobre a produção nacional de petróleo e gás natural abrangerão o período entre os anos de 2000 e 2009. A determinação sobre a quantidade produzida de petróleo foi obtida diretamente do Balanço Energético Nacional – BEN 2010 (MME, 2010), visto que mantém a mesma classificação do IPCC.

Consoante com a metodologia estabelecida pelo IPCC, as emissões de CO₂ derivadas da produção nacional de gás natural serão calculadas como sendo o resultado do somatório das parcelas de líquidos de gás natural e de gás natural seco. Ambos são combustíveis que podem ser obtidos do BEN, mas que exigem um cálculo suplementar. Assim, os valores que serão apresentados no Quadro 8 sobre o montante de gás natural produzido internamente tornam-se diferentes daqueles que foram evidenciados no Gráfico 15 desta dissertação. Segundo explica Rosa *et. al.* (2006, p. 56):

O IPCC distingue entre Líquidos de Gás Natural (LGN) e Gás Natural Seco (GNS). Essa distinção, entretanto, não é feita explicitamente no BEN. A produção de gás natural (GN) a que se refere a metodologia do IPCC não corresponde à produção de gás natural do BEN (GN*). Para o IPCC, a produção de gás natural não inclui o gás que é reinjetado e o não aproveitado (liberado para a atmosfera ou queimado em *flares*), sendo portanto igual à produção nacional de gás natural subtraída das quantidades de gás reinjetado (Gre) e não aproveitado (Gna), como mostra a equação abaixo.

$$GN = GN^* - Gna - Gre$$

Equação 3.

A produção de líquidos de gás natural (LGN), no entanto, pode ser obtida a partir do BEN. Ela é a soma do fluxo de gás natural que é processado nas plantas de gás natural (GNplan) para a produção de derivados líquidos com a quantidade destinada a outras transformações (GNtran).

$$\text{LGN} = \text{GNplan} + \text{GNtran} \quad \text{Equação 4.}$$

A energia contida nos líquidos de gás natural deve então ser subtraída da energia total do gás natural produzido para fornecer o conteúdo energético do gás natural seco.

$$\text{GNS} = \text{GN} - \text{LGN} \quad \text{Equação 5.}$$

Portanto, **nesta dissertação a produção nacional de gás natural será expressa como sendo: LGN + GNS**, conforme os termos definidos nas Equações 4 e 5, respectivamente.

O Quadro 8 apresenta a produção brasileira de petróleo e gás natural entre os anos 2000 e 2009, e o Gráfico 16 a sua evolução temporal ao longo desse período. Verifica-se que o volume produzido de gás natural apresenta, até 2008, um crescimento ligeiramente mais uniforme do que o demonstrado pelo petróleo.

A crise econômica internacional, os preços elevados do gás natural no mercado interno e um período de chuvas favoráveis em 2009, afetaram sobremaneira a produção nacional dessa fonte, que assim interrompe o seu movimento de crescimento contínuo desde o ano 2000. O consumo industrial recuou 14,2% e o consumo na geração elétrica diminuiu 54,8 (Resenha Energética do MME, 2010, p. 14). Por sua vez, a produção interna de petróleo foi sempre crescente a partir de 2004.

Fonte	ANO																			
	2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009	
	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%	Mtep	%
Petróleo	63,7	88,5	66,7	88,7	75,1	88,1	77,6	87,6	76,8	86,7	84,3	87,0	89,2	87,2	90,8	87,4	94,0	85,5	101,0	88,1
Gás natural	8,3	11,5	8,5	11,3	10,1	11,9	11	12,4	11,8	13,3	12,6	13,0	13,1	12,8	13,1	12,6	15,9	14,5	13,6	11,9
Total	72	100	75,2	100	85,2	100	88,6	100	88,6	100	96,9	100	102,3	100	103,9	100	109,9	100	114,6	100

Quadro 8 – Produção brasileira de petróleo e gás natural (milhões de tonelada equivalente de petróleo – Mtep). Elaboração própria a partir de dados do MME (2010).

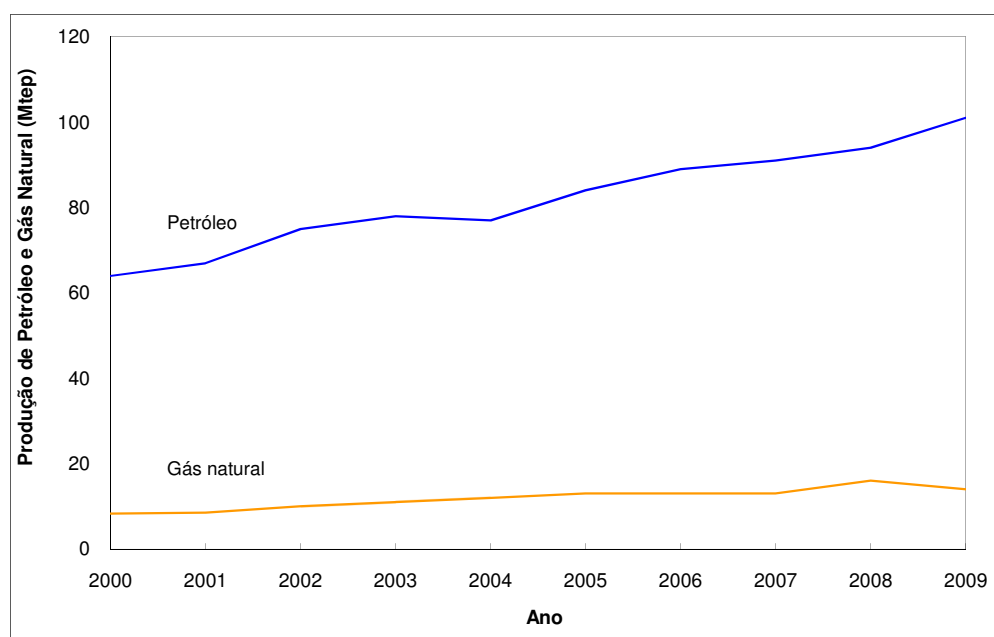


Gráfico 16 – Evolução da produção brasileira de petróleo e gás natural (milhões de tonelada equivalente de petróleo – Mtep). Elaboração própria a partir de dados do MME (2010).

Entre os anos de 2000 e 2009, a produção de petróleo passou de 63,7 Mtep para 101 Mtep, enquanto que o volume de gás natural produzido internamente saltou de 8,3 Mtep para 13,6 Mtep, correspondendo a uma variação de 58,6% e de 63,9%, respectivamente (ver Quadro 9). A variação total desses dois combustíveis foi de 59,2% no período analisado.

Fonte	ANO									
	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2000-2009
	Variação (%)									
Petróleo	4,7	12,6	3,3	-1,0	9,8	5,8	1,8	3,5	7,4	58,6
Gás natural	2,4	18,8	8,9	7,3	6,8	4,0	0,0	21,4	-14,5	63,9
Total	4,4	13,3	4,0	0,0	9,4	5,6	1,6	5,8	4,3	59,2

Quadro 9 - Variação anual da produção brasileira de petróleo e gás natural. Elaboração própria a partir de dados do MME (2010).

A evolução da produção total não ocorreu de forma uniforme, apresentando crescimento nulo em 2004. Essa evolução também não foi uniforme para os tipos de combustíveis analisados, onde se verifica um maior crescimento da produção de gás

natural entre os anos 2007 e 2008 (21,4%), e do petróleo no período compreendido entre 2001 e 2002 (12,6%), conforme apresentado no Gráfico 17.

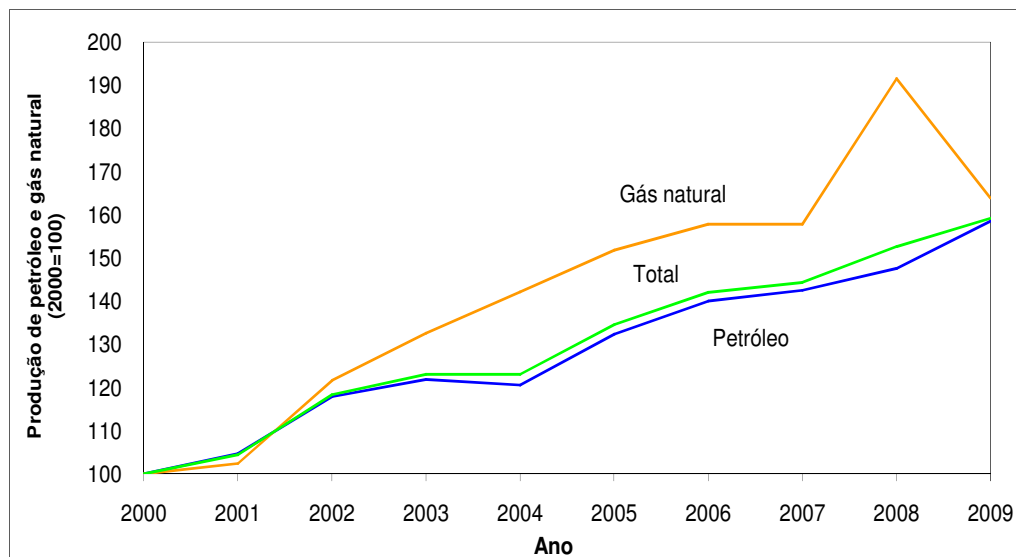


Gráfico 17 - Evolução da produção anual de petróleo e gás natural (2000 = 100). Elaboração própria a partir dos dados do MME (2010).

Cabe registrar que em 2006 o Brasil alcançou a autossuficiência na produção de petróleo, ou seja, as exportações de petróleo e derivados foram maiores do que as importações. A entrada em operação de novas plataformas na Bacia de Campos, além de assegurar ao país a manutenção da liderança na produção mundial de óleo em águas profundas (*offshore*), permitiu atingir essa autossuficiência, proporcionando uma produção média diária de dois milhões de barris.

Entretanto, essa autossuficiência tem que ser analisada com cautela, pois ela refere-se ao fato de que há uma oferta maior de petróleo do tipo pesado com relação à sua demanda no mercado interno, cujo excedente tem que ser exportado, uma vez que as refinarias do país não têm estrutura para refinar esse excedente. Assim, o Brasil ainda importa derivados do petróleo, sobretudo óleo diesel e gasolina, bem como importa petróleo leve (de melhor qualidade) para ser processado nas refinarias instaladas no país.

Conhecidos os volumes da produção interna de petróleo e gás natural, esta última já ajustada à metodologia estabelecida pelo IPCC, é possível calcular as emissões de

CO₂ resultantes das atividades de exploração e produção desses hidrocarbonetos no país, conforme será apresentado no próximo item desta dissertação.

3.3.2 Emissões de CO₂ Resultantes da Produção Brasileira de Petróleo e Gás Natural

É inegável a contribuição dos combustíveis fósseis, em especial do petróleo e do gás natural, para o desenvolvimento econômico e para o conforto da população em geral, gerando serviços de energia indispensáveis à sobrevivência humana e sem os quais a vida contemporânea seria extremamente difícil, tais como eletricidade, aquecimento, transporte etc.

Por outro lado, a exploração desses combustíveis também gera diferentes tipos de poluições que impactam negativamente o meio ambiente e a saúde humana, seja em nível local, regional, ou global. Dentre os problemas principais das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural destaca-se a emissão de gases de efeito estufa, sobretudo de dióxido de carbono, principal agente causador do aquecimento global, e cujas consequências podem, no limite, inviabilizar o próprio desenvolvimento de atividades econômicas em diversas partes do mundo: chuva ácida, *smog* urbano, inundações, desertificação de extensas áreas, redução da diversidade e degradação de ecossistemas (ROBERTS, 2005, p. 46). No Capítulo 5 desta dissertação serão analisados mais detidamente esses impactos, especificamente no item que trata das justificativas que suportam a criação de um Fundo de Redução de Emissões.

Embora recursos finitos, o petróleo e o gás natural ainda serão os principais combustíveis em utilização no mundo nas próximas décadas⁴² e, portanto, os que mais contribuirão para a emissão de gases de efeito estufa e para o aquecimento global do planeta resultante das ações antropogênicas. No Brasil, com a descoberta do Pré-Sal, pode-se afirmar que somente agora o país está entrando na sua era

⁴² Mundialmente, não se sabe precisamente quanto ainda existe de petróleo e gás natural no subsolo e debaixo do fundo dos mares. Muito se especula acerca do tempo em que o petróleo irá se esgotar, o que depende do consumo, da relação reservas provadas/produção e do que resta por descobrir. De acordo com Roberts (2005, p. 41) o relatório Limites do Crescimento, elaborado pelo Clube de Roma em 1972, previa que os recursos petrolíferos seriam consumidos até 2022, previsão esta que se mostrou equivocada. Atualmente, dependendo da fonte a ser utilizada, há projeções para 2040, 2060 e assim por diante, além de teorias defendendo que o petróleo não é de origem fóssil e que, portanto, seria inesgotável.

petrolífera de fato, uma vez que, além dos 14 bilhões de barris já confirmados pela Petrobras nos blocos licitados do Pré-Sal da Bacia de Santos, especula-se que esses blocos ainda podem conter entre 15 e 20 bilhões de barris adicionais, isso sem contar com as reservas potenciais dos campos ainda a serem descobertos ao longo do litoral brasileiro e dos poços em terra.⁴³

É muito pouco provável que recursos dessa dimensão deixem de ser explorados e produzidos nas próximas décadas, apesar de todas as questões e consequências ambientais subjacentes. Portanto, o desafio que se impõe é como compatibilizar a utilização de toda essa riqueza, fundamental para o desenvolvimento econômico, tecnológico e social do país, com critérios e princípios de mínimo impacto ambiental. Por conseguinte, há a necessidade premente de que sejam formulados e implementados, o quanto antes, instrumentos especificamente concebidos para esse fim, ou seja, mitigar e/ou compensar as externalidades negativas inerentes à produção de petróleo e gás natural no país.

Ademais, ainda não se tem um sistema de aferição sistemática e continuada das emissões de CO₂ (e seus respectivos impactos) decorrentes da produção de petróleo e gás natural na quase totalidade dos países grandes produtores desses hidrocarbonetos. No Brasil, isso se deve em grande medida a fatores como custos elevados de obtenção e armazenamento de dados, carência de legislação e desinteresse das empresas do setor em levantar e fornecer tais informações (Rosa *et al.* 2006, p. 10). Desse modo, torna-se tarefa árdua definir com acuidade as ações a serem tomadas pelo país para mitigar com efetividade os impactos ambientais da produção desses energéticos, a não ser que sejam destinados recursos financeiros para tal e, mais importante, definidas as regras pelos quais os mesmos serão administrados e alocados em consonância com princípios de governança, imunes a ingerências políticas, por exemplo.

Utilizando-se os volumes produzidos de petróleo e gás natural no país apresentados no Quadro 8, foram calculadas as emissões de CO₂ correspondentes. Os resultados detalhados de como os valores dessas emissões foram obtidos encontram-se nas planilhas do Anexo I desta dissertação.

⁴³ As reservas provadas de petróleo no Brasil passaram de 2 bilhões de barris em 1985, para 14 bilhões de barris em 2007, ano do anúncio da descoberta do Pré-Sal.

Observando os dados indicados no Quadro 10, verifica-se que as emissões totais de dióxido de carbono decorrentes da produção dos combustíveis em análise nesta dissertação passaram de 217, 8 Mt CO₂ em 2000, para 346,9 Mt CO₂ em 2009, o que representa um aumento de 59,3%, ou seja, uma média anual de 6,6%. Aproximadamente 90% dessas emissões são provenientes da produção de petróleo, e os restantes 10% estão relacionados à produção de gás natural.

Fonte	ANO																			
	2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009	
	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%	Mt CO ₂	%
Petróleo	198,7	91,2	208,2	91,4	234,3	91,1	242	90,5	239,7	89,8	263	90,0	278,2	90,1	283,1	90,2	293,2	88,8	315,1	90,8
Gás natural	19,1	8,8	19,6	8,6	23	8,9	25,5	9,5	27,3	10,2	29,3	10,0	30,6	9,9	30,6	9,8	37,1	11,2	31,8	9,2
Total	218	100	227,8	100	257,3	100	267,5	100	267	100	292	100	308,8	100	313,7	100	330,3	100	346,9	100

Quadro 10 – Emissões de CO₂ da produção brasileira de petróleo e gás natural (milhões de tonelada de dióxido de carbono – Mt CO₂). Elaboração própria.

Ao longo do período 2000-2009 as emissões de CO₂ da produção nacional de gás natural variaram 66,5%, média anual aproximada de 7,4%, ao passo que as emissões de dióxido de carbono da produção de petróleo variaram 58,6%, o que implica em média anual de 6,5% (Quadro 11). Como salientado anteriormente, a participação do gás natural na matriz energética brasileira vem aumentando proporcionalmente mais do que a do petróleo.

Fonte	ANO									
	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2000-2009
	Variação (%)									
Petróleo	4,8	12,5	3,3	-1,0	9,7	5,8	1,8	3,6	7,5	58,6
Gás	2,6	17,3	10,9	7,1	7,3	4,4	0,0	21,2	-14,3	66,5
Total	4,6	12,9	4,0	-0,2	9,4	5,7	1,6	5,3	5,0	59,3

Quadro 11 – Variação anual das emissões de CO₂ da produção brasileira de petróleo e gás natural. Elaboração própria.

Ao serem comparados os valores da variação anual da produção nacional de petróleo e gás natural com a variação anual das emissões de dióxido de carbono desses combustíveis, apresentados nos Quadros 9 e 11, respectivamente, nota-se que ambos apresentam o mesmo padrão de comportamento. Naturalmente, e como não poderia deixar de ser diferente, isso vem apenas reforçar o fato de que as emissões são diretamente proporcionais ao volume de combustível produzido. Assim, nos anos do

período analisado, os percentuais de aumento ou diminuição das emissões de CO₂ do petróleo e gás natural são praticamente idênticos aos verificados para a produção desses combustíveis. Para uma melhor visualização dessa afirmativa é interessante comparar também os Gráficos 17 e 18.

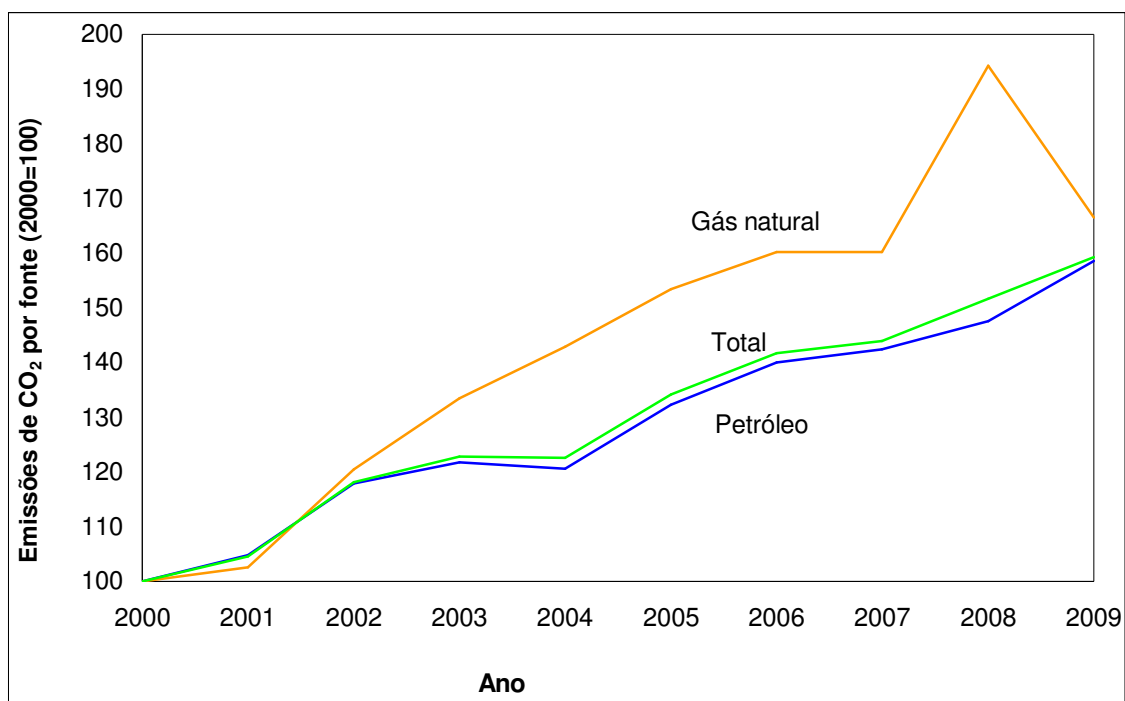


Gráfico 18 - Evolução das emissões de CO₂ derivadas da produção brasileira anual de petróleo e gás natural (2000 = 100). Elaboração própria.

Pelas projeções do Plano Nacional de Energia – PNE 2030 (MME, 2007, p. 259) o gás natural, a despeito de apresentar fatores de emissão menores do que os demais combustíveis fósseis, expandirá sua contribuição para aproximadamente 17% do total das emissões de CO₂ do sistema energético brasileiro em 2030, resultado da maior penetração dessa fonte na indústria, bem como para geração de energia elétrica.

Além disso, o processo de transferência de parte da indústria “pesada” – intensiva em energia, como alumínio, aço e outros metais – dos países ricos para os países em desenvolvimento, impõe a estes últimos a necessidade de expandir seu parque gerador de energia. “O Brasil é um dos países que absorveu parte da indústria pesada, evidenciado no aumento da participação da indústria no consumo final de energia, de 29,8% em 1973 para 34,7% em 2009” (MME, Resenha Energética Brasileira, 2010, p. 19).

Por conseguinte, há uma tendência de aumento da intensidade energética da indústria no Brasil, enquanto os países desenvolvidos caminham cada vez mais no sentido contrário. “Essa tendência está relacionada à crescente importância dos setores energo-intensivos na pauta de produção da indústria brasileira: metalurgia, papel e celulose, química, mineração e petróleo” (CNI, 2008, p. 23). Tais fatores reforçam a hipótese aventada no item 3.2.2 desta dissertação quanto a possibilidade de expansão da geração térmica a gás natural para garantir a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro, o que certamente redundará em elevação da produção nacional dessa fonte e, portanto, a maiores emissões de CO₂.

Os dados mostrados no Quadro 12 evidenciam a participação setorial no total de emissões de gases de efeito estufa (megatonelada de dióxido de carbono equivalente) em razão da queima de combustíveis fósseis para fins energéticos ao longo do período decenal 2010-2019⁴⁴. Em valores absolutos, os setores industrial e de transportes são os que mais contribuem para essas emissões, apresentando variações de 83% e 51% respectivamente, para os próximos dez anos. De acordo com o PDE 2019 (MME, 2010, p. 319),

Em 2010, cerca de 71% das emissões com fins energéticos serão provenientes desses dois setores. **Espera-se que essa tendência permaneça durante todo o horizonte decenal** [grifo do autor], em parte devido à continuidade da prevalência do modal rodoviário no setor de transportes e também devido à forte expansão industrial para o período decenal.

Setor	2010	2014	2019	Variação 2010-2019
Energético	31	49	49	58%
Elétrico	26	50	51	96%
Residencial	18	20	23	28%
Comercial	2	3	3	50%
Público	2	2	3	50%
Agropecuário	18	22	27	50%
Transportes	167	196	252	51%
Industrial	123	174	225	83%
Emissões Fugitivas	20	30	41	105%
TOTAL (Mt CO_{2e})	407	546	674	66%

Quadro 12 – Emissões de gases de efeito estufa (Mt CO_{2e}) por setor devido à queima de combustíveis fósseis para fins energéticos no período 2010-2019.

Fonte: adaptado do PDE 2019 (MME 2010, p. 319).

⁴⁴ Infelizmente, o PDE 2019 não analisa as emissões de CO₂ específicas à produção interna de petróleo e de gás natural.

Considerando que os principais combustíveis fósseis utilizados no país são os derivados de petróleo (óleo diesel, gasolina, querosene e gás liquefeito de petróleo) e o gás natural, que juntos representam 47% da matriz energética brasileira (ver Gráfico 8), e que a dependência externa desses hidrocarbonetos deixará de existir quando os campos do Pré-Sal estiverem em operação econômica, é mais do que razoável supor que a demanda interna por esses combustíveis nas próximas décadas será atendida integralmente pela produção nacional. Como corolário, ter-se-á um aumento nas emissões de CO₂ derivadas dessa produção. Mesmo considerando a inserção cada vez maior de biocombustíveis líquidos no setor de transportes (biodiesel, álcool anidro e álcool hidratado) em substituição aos combustíveis fósseis, estes ainda serão predominantes no atendimento da demanda interna nas próximas duas décadas (MME 2007, PNE 2030, p. 245).

Outro fato importante a registrar é que os níveis de CO₂ nos campos do Pré-Sal são maiores do os apresentados pelos campos atualmente em exploração. As concentrações de 8% a 12% de CO₂ verificadas para o gás associado do Pré-Sal são maiores que em outros campos petrolíferos, que apresentam uma concentração média de 5%. Segundo SZKLO (*apud* Lima, 2009, p. 17), estimativas indicam a existência de 3,1 bilhões de toneladas de CO₂ nas áreas já descobertas do Pré-Sal, isso sem considerar o CO₂ que será liberado com a queima do petróleo e gás quando esses campos estiverem em operação.

Com o objetivo de avaliar a intensidade de carbono proveniente da produção brasileira de petróleo e gás natural, foi feita uma comparação entre as emissões de CO₂ derivadas dessa produção com as emissões verificadas nos Estados Unidos da América (EUA) – país cuja economia é a mais energo-intensiva do planeta – para os mesmos tipos de combustíveis. Para tanto, utilizou-se o ano base de 2008 e os seguintes indicadores de desempenho⁴⁵:

- a) Razão entre as emissões de CO₂ e a produção interna de petróleo e gás natural;
- b) Razão entre as emissões de CO₂ e o Produto Interno Bruto (PIB);
- c) Razão entre as emissões de CO₂ e a população (emissão de CO₂ *per capita*);
- d) Razão entre a produção de petróleo e gás natural e o Produto Interno Bruto (PIB);

⁴⁵ Foi adotada a mesma tipologia de indicadores de desempenho utilizados por Rosa *et. al.* (2006, p. 109) para comparar as emissões de CO₂ entre os sistemas energéticos brasileiro e americano.

- e) Razão entre a produção de petróleo e gás natural e a população (produção *per capita*);
- f) Razão entre o PIB e a população (renda *per capita*).

O Quadro 13 apresenta os dados de referência empregados para o cálculo dos indicadores brasileiros exibidos no Quadro 14.

PARÂMETRO	2008
Produção de petróleo e gás natural (Mtep) ^a	110
Emissões totais de CO ₂ de petróleo e gás natural (Mt CO ₂) ^b	330
Produto interno bruto (US\$ bilhões) ^c	1.636
População (milhões) ^c	190

Quadro 13 – Produção de petróleo e gás natural, emissões de CO₂, produto interno bruto e população brasileiros. Elaboração própria.

^a Calculadas (ver Quadro 8).

^b Calculadas (ver Quadro 10).

^c Fonte: IBGE, 2010.

INDICADOR DE DESEMPENHO	2008
Emissão total de CO ₂ /produção de petróleo e gás natural (t CO ₂ /tep)	3,00
Emissão total de CO ₂ /PIB (t CO ₂ /US\$ mil)	0,20
Emissão total de CO ₂ <i>per capita</i> (t CO ₂ /hab.)	1,74
Produção de petróleo e gás natural/PIB (ktep/US\$)	0,07
Produção de petróleo e gás natural <i>per capita</i> (tep/hab.)	0,58
Renda <i>per capita</i> (US\$ mil/hab.)	8,61

Quadro 14 – Indicadores de desempenho para as emissões de CO₂ derivadas da produção brasileira de petróleo e gás natural. Elaboração própria.

No Quadro 15 são mostrados os dados a partir dos quais foram calculados os indicadores dos EUA apresentados no Quadro 16.

PARÂMETRO	2008
Produção de petróleo e gás natural (Mtep) ^a	786
Emissões totais de CO ₂ de petróleo e gás natural (Mt CO ₂) ^b	2.050
Produto interno bruto (US\$ bilhões) ^a	11.742
População (milhões) ^a	305

Quadro 15 – Produção de petróleo e gás natural, emissões de CO₂, produto interno bruto e população americanos. Elaboração própria.

^a Fonte: Estatísticas da IEA, 2010.

^b Calculadas (ver Anexo II).

INDICADOR DE DESEMPENHO	2008
Emissão total de CO ₂ /produção de petróleo e gás natural (t CO ₂ /tep)	2,61
Emissão total de CO ₂ /PIB (t CO ₂ /US\$ mil)	0,17
Emissão total de CO ₂ <i>per capita</i> (t CO ₂ /hab.)	6,72
Produção de petróleo e gás natural/PIB (ktep/US\$)	0,07
Produção de petróleo e gás natural <i>per capita</i> (tep/hab.)	2,58
Renda <i>per capita</i> (US\$ mil/hab.)	38,50

Quadro 16 – Indicadores de desempenho para as emissões de CO₂ derivadas da produção americana de petróleo e gás natural. Elaboração própria.

Ao se comparar a relação entre a emissão total de CO₂ e a produção interna de petróleo e gás natural dos dois países, verifica-se que a produção brasileira é mais carbono-intensiva do que a americana: a brasileira é de 3,0 t CO₂/tep, ao passo que a americana é de 2,61 t CO₂/tep. Esses índices mostram que a produção brasileira emitiu, em 2008, 15% mais CO₂ por unidade produzida de petróleo e gás natural do que o sistema americano. Tal fato pode ser explicado pela maior participação do gás natural na produção interna americana (em 2008 foram produzidas 472 M tep de gás natural e 314 M tep de petróleo⁴⁶).

Considerando-se a emissão de CO₂ da produção de petróleo e gás natural por unidade de produto interno bruto, verifica-se que o Brasil emite 0,20 t CO₂/US\$ mil, valor superior ao americano, de 0,17 t CO₂/US\$ mil. Para uma produção total de petróleo e gás natural 7 vezes maior, o sistema americano emite, em valores absolutos, 6 vezes mais que o brasileiro.

Em termos de emissão de CO₂ *per capita*, os EUA apresentam aproximadamente 6,72 t CO₂/hab, para uma produção interna de petróleo e gás natural *per capita* de 2,58 tep/hab, enquanto o Brasil emite cerca de 1,74 t CO₂/hab, para uma produção interna de petróleo e gás natural *per capita* de 0,58 tep/hab. Em outras palavras, embora a produção de petróleo e gás natural *per capita* americana seja cerca de 4,5 vezes maior, a emissão *per capita* dos EUA é apenas 3,8 vezes superior do que a brasileira.

Em conjunto, todos esses indicadores permitem concluir que a produção brasileira de petróleo e gás natural emite, em termos relativos, mais CO₂ do que a americana. Entretanto, essa aparente desvantagem comparativa do Brasil sob a ótica das

⁴⁶ Os fatores de emissão de carbono representam a quantidade de carbono contida no combustível por unidade de energia: petróleo = 20; líquidos de gás natural = 17,2 e gás natural seco = 15,3 (ROSA *et. al.*, 2006, p. 62)

emissões derivadas da produção interna desses combustíveis deve ser melhor contextualizada, de forma a refletir diferenças significativas entre os sistemas energéticos dos dois países. Em primeiro lugar, o sistema energético americano como um todo é reconhecidamente mais carbono-intensivo do que o brasileiro: a participação das fontes renováveis na matriz energética do Brasil situa-se, na média, em torno de 47%, enquanto que nos EUA essa participação é da ordem de 5,4%⁴⁷. Em segundo lugar, as importações de petróleo e gás natural representaram cerca de 48% da oferta interna bruta desses combustíveis nos EUA em 2008, enquanto que no Brasil essa participação foi de aproximadamente 25% no mesmo ano. Ou seja, a produção brasileira de petróleo e gás natural tem um peso relativo maior no atendimento do consumo final desses energéticos do que nos EUA.

As emissões de CO₂ no país causadas pela produção desses hidrocarbonetos apresentam uma trajetória de crescimento contínuo, conforme apresentado no Quadro 10. Contudo, e como conclusão deste Capítulo, enfatiza-se o fato de que todas as projeções, seja estas oficiais ou não, apontam para um aumento significativo da produção brasileira de petróleo e gás natural nas próximas décadas. Por conseguinte, haverá também um aumento expressivo das emissões originadas desses hidrocarbonetos. Assim, a questão chave com relação ao aquecimento global e às mudanças climáticas refere-se ao que fazer, a partir de agora, para mitigar o aumento dessas emissões. Por exemplo, que fontes de recursos já disponíveis no país poderão ser utilizadas imediatamente, sem necessidade de alterações legais, para mitigar e/ou compensar os impactos ambientais e os efeitos negativos das emissões de dióxido de carbono derivadas do petróleo e do gás natural produzidos no Brasil? Além disso, como esses recursos deverão ser administrados e alocados? As respostas a essas indagações serão tratadas no Capítulo 5, que tratará de discutir o estabelecimento de um Fundo de Redução de Emissões a ser financiado com recursos das rendas petrolíferas distribuídas à União.

⁴⁷ Calculado com base nas informações das estatísticas da IEA (2010). Inclui energia geotérmica, hidráulica, combustíveis renováveis e resíduos.

4 Experiências Internacionais na Alocação das Rendas Petrolíferas: Fundos de Petróleo

Em linhas gerais, pode-se dividir os países grandes produtores e/ou exportadores de petróleo em dois grupos: de um lado, encontram-se os países que utilizam os recursos petrolíferos em prol da melhoria dos níveis socioeconômicos de suas respectivas populações; de outro, aqueles que apresentam grandes desigualdades sociais, a despeito de toda a riqueza gerada pelo petróleo. No primeiro grupo destaca-se uma minoria de países, como a Noruega e, embora não seja um país, o estado americano do Alasca, que é um exemplo internacional de sucesso na alocação das rendas petrolíferas. No segundo grupo encontra-se a grande maioria dos países cujas economias têm como locomotiva propulsora a produção e exportação de petróleo, como no caso da Nigéria, Venezuela e algumas nações árabes.

4.1 Paradoxo da Abundância ou Maldição dos Recursos Naturais

Segundo Stiglitz (2005, p. 13), boa parte dos países ricos em recursos naturais⁴⁸ como o petróleo, diamantes e outros minerais, apresenta níveis de desenvolvimento econômico inferior do que nações com menores quantidades desse tipo de recursos. Os economistas denominam esse fenômeno de “paradoxo da abundância” ou “maldição dos recursos naturais”, cujo traço mais marcante está no fato de que, embora ricos em recursos naturais valorizados no mercado internacional, a sociedade desses países é marcada por grandes desigualdades, cristalizada na situação de pobreza em que vive a maioria de suas populações. Nas palavras de Stiglitz (op. cit., p. 14):

⁴⁸ Considera-se que uma região ou país é rico em hidrocarbonetos e/ou recursos minerais com base nos seguintes critérios: 1) a arrecadação fiscal proveniente desses recursos responde, em média, por no mínimo 25% da arrecadação fiscal total ou 2) a receita de exportação dos hidrocarbonetos e/ou recursos minerais responde, em média, por no mínimo 25% da receita total de exportação (FMI, 2005, p. 5).

Dois terços da população da Venezuela – país membro da OPEP – vivem na pobreza porque os frutos da abundância petrolífera do país vão para uma minoria. Uma vez que o imposto arrecadado dos produtores de petróleo poderia ser utilizado para criar uma sociedade mais igualitária, dever-se-ia esperar menos e não mais desigualdades em países como a Venezuela, um dos maiores países exportadores de petróleo da América Latina... Em particular, hoje entendemos que o problema [a maldição dos recursos naturais] é, em grande parte, político por natureza.

Nos últimos cinquenta anos, uma parcela significativa de países que dependem do petróleo para a sua sobrevivência – Angola, Nigéria, Venezuela, Iraque, e Líbia, entre outros – encontra-se em um estágio de desenvolvimento inferior ao que seria razoável tendo em vista o afluxo de riqueza obtido com a exportação desse hidrocarboneto. Isso se reflete e transparece em “crescimento econômico menor do que o esperado, fraca diversificação econômica, indicadores sociais desanimadores, altos níveis de pobreza e de desigualdade e impactos ambientais devastadores ao nível local” (KARL, 2005, p. 22).

Em síntese, define-se a maldição dos recursos naturais como sendo a relação inversa entre a elevada dependência do recurso natural e as taxas de crescimento econômico. Diferentes estudos mostram que países em desenvolvimento ricos em recursos naturais estão entre os que tiveram fracos desempenhos quanto ao crescimento econômico, apesar de possuírem grande capacidade de investimento e importação (KARL, *op. cit.*, p. 23). Nas palavras de Dodd (2005, p. 93), essa maldição ocorre

Quando os abundantes recursos naturais de um país causam distorções na economia e resultam em uma utilização menos eficiente dos recursos, poucos investimentos e pouca perspectiva de crescimento (especialmente no setor de manufaturas e outros setores de mercadorias comercializáveis). A distorção econômica pode surgir na forma de corrupção, de uma taxa de câmbio supervalorizada, de empréstimos estrangeiros excessivos, de insustentáveis salários elevados [para uma minoria privilegiada], e gastos imorais realizados pelo governo.

Contudo, deve-se frisar que o fato de uma nação possuir abundância de recursos naturais não significa que ela estará inexoravelmente fadada à maldição dos recursos naturais e, por conseguinte, com tendência a apresentar baixos níveis de desenvolvimento econômico e social. Se assim fosse, países como Noruega, Canadá e Estados Unidos não teriam atingido patamares elevados de prosperidade econômica

e de atendimento com qualidade das necessidades básicas de suas populações, quando comparados com outras nações ao redor do mundo.

É notório que em muitos países em desenvolvimento (ou em vias de) e grandes exportadores de petróleo, a posse desse hidrocarboneto não tem se revertido, na mesma proporção e velocidade em que são geradas receitas com a venda desse produto no mercado internacional, em melhoria no padrão de vida da maioria de suas populações. Em outras palavras, ao invés de representar uma benção, o “ouro negro” pouco tem contribuído para superar, no todo ou em grande medida, problemas que assolam há décadas esses países e que os colocam em situação desfavorável nas estatísticas e indicadores internacionais: pobreza acentuada, fortes desigualdades sociais, elevadas taxas de mortalidade infantil, má nutrição etc. No limite extremo, alguns países apresentam frequentemente, além de todos os problemas mencionados, conflitos étnicos e guerras civis.

A Nigéria, maior produtor de petróleo da África Sub-Saariana, com reservas comprovadas de mais de 30 bilhões de barris e tendo ganho mais de US\$ 300 bilhões entre os anos de 1975 e 2000, é um exemplo extremo do paradoxo da abundância: embora os petrodólares correspondessem a 83% da renda governamental federal e a aproximadamente 40% do PIB no ano de 2002, mais que 70% da população vivia com menos de um dólar por dia e a mortalidade infantil encontrava-se entre as mais altas do mundo. “A má gestão e o *rent-seeking* [comportamentos oportunistas] generalizaram-se de tal forma que, infelizmente, a Nigéria praticamente se tornou sinônimo de corrupção” (CRS, 2003, pp. 5, 25). Em 1989, apenas 39% da população urbana desse país tinha acesso a saneamento básico, índice que recuou para 36% no ano de 2008. (BANCO MUNDIAL, 2010).

Dentre os possíveis fatores que se encontram na raiz do fenômeno da maldição dos recursos naturais (ou do paradoxo da abundância), destacam-se o descontrole dos gastos públicos (projetos faraônicos, superfaturamento de obras, desvio de recursos etc.), favorecimento econômico a determinados grupos de interesse, endividamento externo elevado tendo como garantia receitas futuras do petróleo, descontrole fiscal, instituições da sociedade pouco sólidas e corrupção política⁴⁹. Existem inúmeras propostas (KARL, 2005, P. 25) formuladas com o objetivo de evitar esse tipo de fenômeno: maior transparência das ações governamentais, políticas fiscais

⁴⁹ Para um detalhamento maior sobre as razões para a ocorrência da maldição dos recursos naturais, consultar CRS, 2003, pp. 21 a 23.

responsáveis, investimentos mais eficientes em programas sociais (educação, saúde, capacitação etc.) e a criação de Fundos de Petróleo para alocar as rendas petrolíferas, sendo que esta última proposta será abordada a seguir, em conformidade com os objetivos preconizados nesta dissertação.

4.2 Fundos de Petróleo como Instrumento de Alocação das Rendas Petrolíferas – Análise Geral no Plano Internacional

Comumente, pode-se afirmar com elevado grau de precisão que a economia dos países que dependem substancialmente do petróleo caracteriza-se por ciclos de altos e baixos: “fluxos de produção e de receita muito elevados e de rápido crescimento mas de curta duração... Combinados a uma administração falha, a posse dessas riquezas dá ampla margem a políticas ineficientes, comportamento arbitrário e corrupção flagrante, e todos esses fatores contribuem para o mau desempenho econômico e, em última instância, para a dilapidação da riqueza nacional do petróleo” (FMI, 2005, p. 5).

Tais ciclos se devem à volatilidade dos preços dessa commodity no mercado internacional, cujas causas encontram-se não apenas em fatores relacionados ao equilíbrio entre a oferta e a demanda, como também pelo uso muitas vezes político que os grandes produtores de petróleo, sobretudo os países da OPEP, dão a essa mercadoria, utilizando-a como moeda de troca para mediar interesses nem sempre associados a aspectos econômicos, tais como as questões geopolíticas subjacentes aos conflitos ocorridos no Oriente Médio nas últimas décadas e que resultaram nos choques do petróleo ocorridos em 1973 e 1979.

Os ciclos de “*booms*” e de baixas afetam até mesmo os exportadores de petróleo mais ricos do mundo. Isso é particularmente verdade para aquelas nações que não conseguem converter a riqueza do petróleo em outras formas mais permanentes de desenvolvimento sustentável, de modo a tornarem-se menos sujeitas às flutuações associadas ao fluxo financeiro incerto que caracteriza a economia que sobrevive

basicamente às custas do recebimento de petrodólares⁵⁰. Como descrito no Relatório o Fundo do Barril (CRS, 2003, pp. 20 e21),

Especialmente no princípio, a exploração de petróleo traz resultados positivos; os rendimentos *per capita* podem subir rapidamente e os relatórios financeiros parecem extraordinariamente favoráveis. A história mostra que a aplicação de petrodólares na maioria de países exportadores de petróleo conduziu a aumento nas oportunidades de emprego, melhor nutrição, saúde e infraestrutura. Telecomunicações, estradas pavimentadas e capacidade de gerar energia aumentaram consideravelmente... Mas os resultados positivos são afetados por mais e mais *rent-seeking*. À medida que as economias se tornam cada vez mais dependentes de um recurso cada vez menor, que os recursos são mal geridos por pressões de *rentier* e que o crescimento diminui enquanto pressões demográficas aumentam, os exportadores de petróleo saem de regozijantes *booms* para cair em dolorosas fossas.

Para se protegerem contra os ciclos da economia do petróleo, de ingerências políticas sobre a destinação da riqueza gerada pelos petrodólares, da maldição dos recursos naturais e garantir a justiça intergeracional por meio da promoção de políticas públicas de desenvolvimento econômico sustentável, capazes de garantir às gerações futuras o usufruto da riqueza gerada no presente com a exploração das atividades petrolíferas, diferentes países instituíram Fundos de Petróleo (FP) com o intuito de fazer frente a esses desafios, os quais, diga-se de passagem, não são simples de serem transpostos, posto que dependem fundamentalmente de vontade política e rígida disciplina fiscal, requisitos estes nem sempre verificados na maioria dos países e entes subnacionais cujas economias são ricas em petróleo e gás natural.

Internacionalmente, verifica-se que nos últimos anos tem havido um crescimento no número de nações – cujos orçamentos são altamente dependentes de receitas provenientes de recursos naturais não renováveis, como o petróleo e o gás natural – que estão adotando mecanismos voltados para mitigar os efeitos relacionados à instabilidade dos preços e às flutuações das receitas oriundas das exportações de recursos naturais. Como será discutido mais adiante, em alguns países esses mecanismos têm funcionado adequadamente, enquanto que em outros não.

⁵⁰ Este raciocínio se aplica não apenas a países exportadores de petróleo, mas também a entes nacionais e/ou subnacionais que auferem quantias consideráveis a título de rendas petrolíferas, tal como verificado no Brasil (União, estados e municípios que recebem *royalties* e participações especiais).

Normalmente denominados fundos de estabilização ou “fundos para os tempos difíceis” (STIGLITZ, 2005, p. 16), esses mecanismos são instituídos com a finalidade precípua de amortecer os impactos das flutuações nos preços internacionais dos recursos naturais. Podem, também, ser uma garantia para evitar a propensão dos governos em gastar todos os recursos à sua disposição, para compensar o esgotamento dos recursos naturais em investimentos voltados para aumentar o capital físico e humano e para garantir a transparência na alocação do dinheiro, reduzindo ou limitando comportamentos oportunistas (STIGLITZ, op. cit., p. 16).

Em essência, os fundos de estabilização são utilizados para equilibrar o orçamento do governo em situações de volatilidade dos preços das *commodities* e baseiam-se na seguinte regra de funcionamento: quando os preços das commodities estão elevados, os ganhos excedentes podem ser transferidos para um fundo de estabilização; quando esses preços estão baixos, o fundo de estabilização pode transferir ativos novamente para o orçamento do governo. Para que essa regra seja efetiva, é necessário que os ativos do fundo de estabilização não sejam utilizados como aval para a expansão da dívida pública a ser contraída com baixo lastro do orçamento governamental próprio, isto é, sem considerar o saldo não petrolífero. Além disso, o fundo de estabilização precisa ser administrado por uma liderança profissional, com autonomia suficiente para neutralizar pressões governamentais de curto prazo para a obtenção de recursos adicionais, sobretudo nos períodos em que os preços baixos do recurso natural gerarem déficits orçamentários.

Dodd (2005, p. 99) fornece dois exemplos de fundos de estabilização: um bem sucedido e outro com resultado insatisfatório. No primeiro caso situa-se o Fundo do Cobre do Chile, estabelecido em 1985 e que tem ajudado o governo chileno a evitar déficits fiscais. No segundo caso, inclui-se o Fundo de Investimento e Estabilização Macroeconômica (FIEM) da Venezuela, “onde a ausência de regras orçamentárias rígidas permitiu ao governo tomar empréstimos garantidos por ativos acumulados [no fundo] para aumentar o dispêndio, assim como atrasar os pagamentos agendados para o fundo”.

A Noruega, considerado internacionalmente um caso de sucesso na alocação das rendas petrolíferas, criou um Fundo de Petróleo com dupla finalidade: estabilização da economia e poupar recursos para as gerações futuras, garantindo padrões de sustentabilidade econômica e social quando da exaustão das atividades de exploração

e produção de petróleo. Por conseguinte, os Fundos de Petróleo podem ser classificados segundo suas regras de utilização como sendo (Boletín Económico, agosto de 2006):

- **Fundos de Poupança**, no qual é alocada, segundo regras rigorosas de retiradas, uma porcentagem fixa das rendas petrolíferas objetivando acumular recursos para as gerações futuras quando do esgotamento das reservas de petróleo e gás natural. De acordo com Dodd (2005, p. 99),

Um fundo de poupança difere de um fundo de estabilização por seu propósito fundamental de poupar dinheiro para o futuro. Ele tanto pode ser usado para poupar para os “dias difíceis” quando o governo estiver precisando urgentemente de verbas, ou pode ser usado para as futuras gerações. Este fundo é especialmente recomendável para recursos naturais não renováveis que podem ser exauridos pelas gerações presentes.

- **Fundos de Estabilização**, cujo objetivo é evitar a vulnerabilidade orçamentária provocada pela volatilidade das rendas petrolíferas, como visto anteriormente; e
- **Fundos de Financiamento**, no qual é mantida uma porcentagem das rendas petrolíferas com o objetivo de financiar gastos públicos em épocas de redução de receitas. São empréstimos que devem ser devolvidos, podendo servir tanto como fundo de poupança como fundo de estabilização.

A literatura e a experiência internacional têm demonstrado que os fundos petrolíferos são constituídos basicamente para fomentar a capacidade de poupança e/ou estabilizar a economia dependente de rendas petrolíferas de caráter instável e imprevisível. Enquanto os fundos de poupança visam garantir dinheiro para o futuro, os fundos de estabilização atuam como um “colchão” financeiro para suavizar as oscilações orçamentárias. Em comum, esses fundos possuem a característica de evitar, durante os períodos de elevada disponibilidade financeira, o gasto público irresponsável em projetos que em outras circunstâncias não seriam viáveis, bem como equilibrar o orçamento público, minimizando a ingerência política sobre o uso das rendas petrolíferas e evitando a contração de dívidas e o aumento de impostos (MORENO, 2005, p. 7).

Embora os Fundos de Petróleo não sejam, *per se*, uma garantia de que as rendas petrolíferas serão adequadamente gerenciadas⁵¹, eles podem, desde que acompanhados por uma política fiscal responsável, austera e por sólida execução orçamentária, ser uma ferramenta útil para poupar parte das rendas petrolíferas para as gerações futuras (desafio da poupança) e impedir que a instabilidade dessas rendas corroa os alicerces da economia (desafio da estabilização), ou ambos objetivos ao mesmo tempo. O fato é que os governos beneficiários dessas rendas precisarão acumular ativos para manter sua riqueza e garantir o saldo fiscal não relacionado a recursos naturais quando estes estiverem se esgotado (FMI, 2005, p. 57). Nesse sentido, os fundos petrolíferos são mecanismos estratégicos para financiar políticas de sustentabilidade econômica e administrar as rendas petrolíferas ao longo do tempo.

Para que os Fundos de Petróleo tenham sucesso e cumpram minimamente seus objetivos, se faz necessário o atendimento de alguns pressupostos básicos de gerenciamento. De acordo com estudos internacionais, os principais deles são:

1. Garantir a transparência e criar mecanismos de prestação de contas sobre as operações do fundo;
2. Tal como acontece na Noruega, toda a renda petrolífera deve ser acumulada no fundo petrolífero, bem como os rendimentos dos investimentos financeiros obtidos com a aplicação desses recursos. Essa medida tem por objetivo evitar o uso discricionário das rendas petrolíferas. Quando necessário, essas rendas são utilizadas para cobrir eventuais déficits fiscais do governo. A lógica por trás disso (Figura 2) é a de que toda a renda petrolífera e os lucros dos investimentos financeiros decorrentes devem ser acumulados no FP, e “as transferências deste para o orçamento limitam-se ao necessário para financiar o déficit do governo⁵² que é definido de acordo com os objetivos de política fiscal anuais, de médio e de longo prazos” (FMI, 2005, p. 51);

⁵¹ “A experiência bem sucedida de uma série de países, incluindo a Austrália e o Reino Unido, indica que é possível lidar com fluxos grandes e voláteis de receita de recursos sem recorrer a um fundo de estabilização ou poupança” (FMI, 2005, p. 51).:

⁵² O déficit orçamentário ocorre quando o valor das despesas de um governo é maior que as suas receitas. No caso em análise, as rendas petrolíferas não são consideradas no cômputo das receitas governamentais.

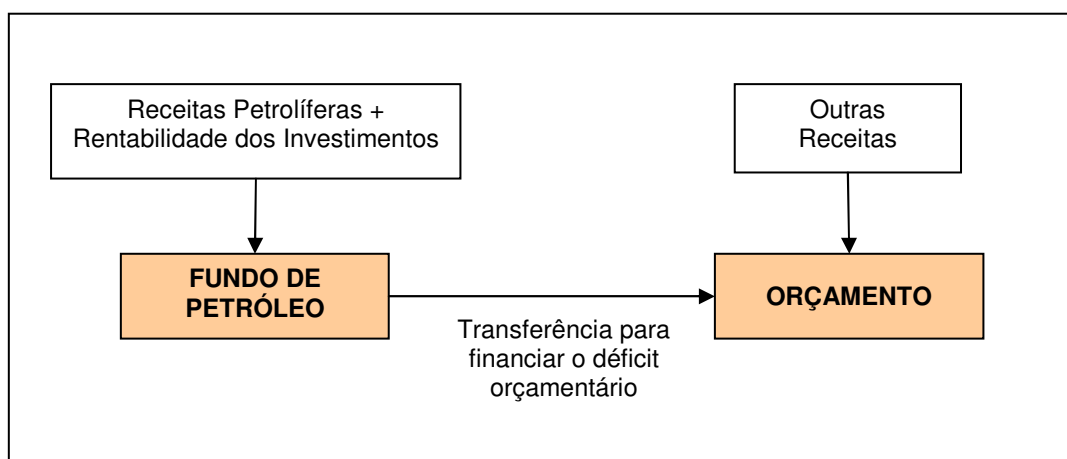


Figura 2 - Fundo de Petróleo e orçamento público. (Adaptado de Ministério do Plano e das Finanças, 2004, p. 12).

3. Sobretudo nos casos de Fundos de Petróleo criados para fins de estabilização, devem ser estabelecidas regras para evitar que o “excedente do fundo seja utilizado como garantia para aumentar a tomada de empréstimos e, conseqüentemente, anular o efeito de estabilização ao aumentar o dispêndio e o déficit” (DODD, 2005, p. 98). Sem isso, pode-se chegar a uma situação permanente de déficits orçamentários crescentes a serem cobertos com recursos disponíveis no fundo, inviabilizando a sustentabilidade do mesmo. Dessa forma, é recomendável que seja definida na política fiscal o percentual máximo a ser retirado do fundo juntamente com os setores prioritários a serem financiados com tais recursos, o que evitaria transformar o FP em um fator de estímulo para o descontrole do gasto público e, por conseguinte, do déficit fiscal;
4. Definir gestores profissionais para administrar, em nível operacional, os recursos financeiros do fundo, visando protegê-lo de pressões políticas imediatas;
5. Estabelecimento de um adequado marco regulatório que defina, em lei, as regras de movimentação e de prestação de contas dos recursos do fundo, as metodologias de gestão e fiscalização, a responsabilização e os limites de competência dos gestores, ou seja, os princípios de governança aos quais o fundo terá que ser submetido. A ausência de um marco regulatório apropriado tem resultado no uso discricionário, pouco efetivo e dirigido para a efetivação de políticas de curto prazo e de alcance limitado, tornando os FP ineficazes enquanto instrumento de poupança e/ou de estabilização, visto que os objetivos de reduzir os impactos voláteis e imprevisíveis das rendas petrolíferas no orçamento público não estão sendo plenamente alcançados, como nos casos do Equador (Boletín

Econômico, 2006, p. 4) e do México (QUIROZ, 2004, p. 56), países onde as regras de operação e gestão dos ativos do fundo têm sofrido constantes mudanças de acordo com as circunstâncias e os interesses políticos locais.

Nos países bem sucedidos na operação de Fundos de Petróleo verifica-se que os ativos do fundo são investidos em conformidade com a estratégia de políticas fiscais traçadas pelo governo para o curto, médio e longo prazos, e em alinhamento com as metas de poupança e/ou estabilização. A formulação da política de gestão dos ativos deve ser feita pela autoridade governamental, podendo a gestão operacional desses ativos ser feita por uma outra instituição. A experiência internacional tem demonstrado que os recursos do FP são normalmente investidos em capital físico e humano (educação, hospitais, infraestrutura, segurança etc.) e em ativos financeiros (depósitos bancários, títulos e capitais) preferencialmente de baixo risco.

A determinação do quanto deverá ser aplicado em ativo físico ou financeiro depende de diversos fatores, tais como: o grau de desenvolvimento da economia local, as demandas sociais a serem supridas prioritariamente, o nível de pobreza existente, a precariedade da infraestrutura física existente, o perfil das políticas fiscal e de desenvolvimento concebidas pelos governos beneficiários de rendas petrolíferas. Dada a capacidade limitada de absorção dos investimentos em ativos físicos, e considerando que não raro tais investimentos estão sujeitos à ingerência política e processos licitatórios pouco transparentes, é recomendável que no médio e longo prazos sejam acumulados ativos financeiros suficientes para garantir a sustentabilidade das rendas petrolíferas para as gerações futuras, sem que isso acarrete, obviamente, no comprometimento do atendimento das necessidades das gerações atuais.

Um exemplo de sucesso na aplicação das rendas petrolíferas como instrumento de poupança para as gerações é dado pelo estado norte americano do Alaska, que em 1976 instituiu um fundo permanente (Alaska Permanent Fund) composto por 25% dos royalties do petróleo (FASANO, 2000, p. 12). O principal objetivo do fundo é estabelecer uma base de investimento financeiro capaz de gerar renda futura para compensar o esgotamento da produção de petróleo.

De acordo com Pacheco (2003, p. 99) o Fundo do Alaska contém uma parcela principal que não pode ser gasta (poupança permanente), a não ser com os votos da maioria da população, e uma outra parcela resultante dos rendimentos financeiros

gerados pela parcela principal. O interessante é que somente os dividendos do fundo são utilizados no presente. “Nos meses de outubro, os administradores do fundo distribuem os dividendos entre os 700 mil moradores do estado. Nos últimos anos foram distribuídos de mil a dois mil dólares ao ano por habitante [nativo ou não], incluindo crianças⁵³. Basta provar que reside no mínimo há um ano no estado para ter direito” (GOLDSMITH, apud CINTRA, 2010). Cria-se, assim, um mecanismo eficaz para garantir a justiça intergeracional e, ao mesmo tempo, servir como fonte de renda mínima para a geração atual.

No Quadro 17 são listados Fundos de Petróleo existentes em alguns países e suas características gerais quanto ao objetivo, os critérios que norteiam a alocação das rendas petrolíferas, a estabilidade das regras de funcionamento e o tipo de fiscalização quanto à utilização e destinação dos recursos financeiros que compõem os ativos desses fundos. Os exemplos abrangem Fundos de Petróleo instituídos em países desenvolvidos e em desenvolvimento localizados em diferentes continentes ao redor do mundo.

País	Objetivo	Alocação	Regras	Fiscalização
Noruega	Estabilização e poupança	Critérios técnicos	Estáveis	Rigorosa
México	Estabilização	Critérios políticos	Instáveis	Pouco transparente
Venezuela	Estabilização	Critérios políticos	Instáveis	Pouco transparente
Alaska (EUA)	Poupança	Critérios técnicos	Estáveis	Rigorosa
Kuwait	Poupança	Critérios políticos	Instáveis	Pouco transparente
Alberta (Canadá)	Poupança	Critérios técnicos	Estáveis	Rigorosa
Chade	Poupança e financiamento de setores prioritários	Critérios políticos	Instáveis	Pouco transparente
Colômbia	Estabilização	Critérios políticos	Instáveis	Pouco transparente
Nigéria	Estabilização	Critérios políticos	Instáveis	Pouco transparente

Quadro 17 – Exemplos de Fundos de Petróleo em países selecionados. Elaboração própria.

O Quadro 18, por sua vez, apresenta em maiores detalhes os principais aspectos que regem os Fundos de Petróleo da Noruega, Alaska e Alberta, considerados como

⁵³ Alguns críticos argumentam que essa é uma forma ineficiente de distribuição da riqueza, uma vez que ricos e pobres recebem exatamente a mesma quantia de dinheiro. Em contraposição a essa opinião, utiliza-se como argumento os elevados custos administrativos que seriam incorridos para distribuir os dividendos de forma segmentada para atender necessidades sociais e econômicas distintas (TSALIK, 2003, p. 25).

modelos internacionais na gestão dos recursos financeiros obtidos com a exploração de petróleo e gás natural.

Aspectos	Fundo do Alaska	Fundo da Noruega	Fundo de Alberta
Quando e como foi criado	Alaska Permanent Fund Corporation – APFC, criado por emenda constitucional, em 1976.	Em 1990, como fundo de petróleo estatal. Em 2005 passou a ser denominado de Government Pension Fund.	Alberta Heritage Savings Trust Fund, criado em 1976 e reestruturado em 1997 a partir de consulta popular.
Qual o objetivo	Prover renda às futuras gerações depois que as reservas de petróleo se esgotarem. Financiar o monitoramento ambiental.	Administrar as receitas do petróleo proveniente da produção do Mar do Norte e assegurar pensões para a população idosa.	Poupar para o futuro; diversificar a economia; melhorar a qualidade de vida dos cidadãos.
Como se financia e investimentos	25% dos rendimentos do petróleo (incluindo <i>royalties</i>) dos campos descobertos antes de 1980, e 50% dos campos descobertos depois de 1980. Aplicações nos mercados financeiros e de capital.	A cada ano as receitas líquidas do petróleo são depositadas no fundo, depois que o déficit do orçamento (não petróleo) é coberto. O total do fundo é investido no exterior.	12% do valor bruto da produção de petróleo. Os recursos são investidos em ações, títulos da dívida, estoques e demais instrumentos financeiros.
Quem gerencia	É gerido por um conselho diretor formado por seis membros, incluindo quatro representantes da população	É administrado pelo governo, por intermédio do Ministro das Finanças e o gerenciamento operacional é feito pelo Banco Central da Noruega.	Tesouro da província. É subordinado diretamente ao Gabinete do Governador ^a
Como são distribuídos os benefícios	Distribuição dos dividendos dos fundos para todos os cidadãos residentes há pelo menos 12 meses	Diretamente, sob a forma de pensões, para as pessoas idosas; e, indiretamente, sob a forma de benefícios sociais, principalmente na área da saúde.	Parte dos recursos é usada para o pagamento da dívida pública da Província. O Fundo é usado também para programas na área de educação e saúde.
Qual o papel do governo no manejo desse fundo	O fundo é independente de outras receitas públicas. Quaisquer mudanças nas leis pertinentes exigem referendo popular. A administração e o uso do fundo estão isentos de injunções políticas.	Igual ao fundo do Alaska. O fundo é também utilizado como estabilizador macroeconômico. Potencializa o sistema de saúde. Fundo pouco sujeito a injunções políticas	O fundo é atrelado às contas públicas, e o governo o utiliza para realizar ajustes necessários nas contas públicas. O fundo está sujeito a injunções políticas.

Quadro 18 – Comparação entre os Fundos Petrolíferos do Alaska, Noruega e Alberta.

Fonte: adaptado de ENRIQUEZ (2006, p. 66). Elaboração própria.

^a Informação obtida de TSALIK (2003, p. 27).

Ainda que existam experiências internacionais bem sucedidas, os Fundos de Petróleo não estão, naturalmente, isentos de críticas. Dentre estas destacamos as mais recorrentes na literatura internacional. São elas:

- Os Fundos de Petróleo não estão livres de influências políticas imediatas, o que pode levar a mudanças em suas regras de funcionamento de acordo com interesses circunstanciais e, não raro, conflitantes com princípios de gestão e de governança;
- Utilização de mecanismos complexos e pouco transparentes de apropriação de receitas e de desembolso de despesas. Em diferentes países a movimentação dos recursos do Fundo de Petróleo acontece sem que haja um processo formal de fiscalização e de auditoria;
- Geração frequente de déficits orçamentários lastreados no ingresso presente e futuro de rendas petrolíferas; quanto maior for o ingresso de rendas petrolíferas, maior a propensão em aumentar os gastos públicos;
- A existência de fundos dessa natureza pode desestimular os esforços de arrecadação própria, tendo em vista a disponibilidade de recursos para cobrir possíveis déficits orçamentários.

A despeito de serem pertinentes, essas críticas podem ser neutralizadas caso sejam verificados os pressupostos básicos de funcionamento apontados anteriormente: transparência, gestão profissional, regras estáveis etc.

4.3 Viabilidade de Fundos de Petróleo no Brasil

Ainda que possível e mesmo recomendável, a criação de Fundos de Petróleo no Brasil está sujeita a inúmeras barreiras tácitas que dificultam a sua efetivação pelos governos beneficiários de rendas petrolíferas, sejam estes entes subnacionais ou o Governo Federal. A principal delas, e tendo em vista os casos de sucesso da Noruega e do Alaska, é que os recursos transferidos para o Fundo de Petróleo estão subordinados a regras rígidas de movimentação e de gestão, não podendo ser utilizados para finalidades outras senão aquelas previstas no estatuto de funcionamento do fundo. Desse modo, as rendas petrolíferas estão isentas de ingerências políticas e protegidas contra o uso discricionário, o que certamente não interessa a diversos governos que hoje são beneficiários dessas rendas em nosso país.

Tampouco é factível supor a criação de um Fundo de Petróleo nacional como o da Noruega, posto que a Constituição Federal assegura às unidades da Federação participação nos resultados da exploração de petróleo e gás natural⁵⁴, o que inviabiliza que a União possa se apropriar de parte dos *royalties* e participações especiais cabíveis aos estados e municípios e transferir esses recursos para um Fundo de Petróleo nacional. Além de sérios conflitos federativos, uma medida dessa natureza exigiria mudanças constitucionais e na legislação atualmente em vigor (Lei 9.478/97).

A implantação de Fundos de Petróleo por estados e municípios brasileiros que recebem rendas petrolíferas esbarra fundamentalmente nos seguintes aspectos que hoje caracterizam a administração públicas desses entes subnacionais: programas sociais de cunho assistencialista; investimentos voltados para resultados de curto e médio prazos, muitos dos quais de prioridade duvidosa; falta de transparência na alocação do dinheiro público; Tribunais de Contas com estrutura de fiscalização deficitária; falta de preocupação com a sustentabilidade futura quando a produção de petróleo e de gás natural começar a declinar; máquina pública ineficiente, com gestão pouco profissional e com forte caráter patrimonialista (confusão entre público e privado, fisiologismo, empreguismo, nepotismo e, não raro, corrupção). A tudo isso, se soma, sobretudo, a falta de vontade política para utilizar as rendas petrolíferas em prol da sociedade atual e das gerações futuras.

A constituição de um Fundo de Petróleo pelo Governo Federal implicaria – considerando os pressupostos de funcionamento de experiências internacionais exitosas – na destinação integral⁵⁵ das rendas petrolíferas cabíveis à União para o referido fundo. Como já visto no Capítulo 2, os *royalties* e participações especiais a que têm direito a União atualmente (Lei do Petróleo) são distribuídos para o MCT, MME, MMA e o Comando da Marinha. É pouco plausível que as rendas petrolíferas sejam retiradas desses órgãos e transferidas na sua totalidade para um Fundo de Petróleo. No mínimo, isso provocaria uma “guerra” intra Poder Executivo de difícil solução política, dado os interesses em jogo e a disputa por verbas do orçamento federal.

⁵⁴ Parágrafo 1º do artigo 20 da Constituição Federal.

⁵⁵ Não faz sentido o Governo Federal criar, no regime atual de concessões, um Fundo de Petróleo com apenas parcela das rendas petrolíferas cabíveis à União, visto que os recursos seriam insuficientes para cumprir as finalidades de poupança e/ou de estabilização. Conforme o Quadro 18, coube à União no ano de 2009 cerca de R\$ 6.5 bilhões de rendas petrolíferas. Somente a totalidade desses recursos é que justificaria estabelecer um Fundo de Petróleo.

Um Fundo de Petróleo torna-se ainda mais difícil de ser estabelecido pelo Governo Federal após a criação, em 2008, do Fundo Soberano Brasileiro (FSB). Com recursos da ordem de R\$ 17 bilhões em 2010, capitalizados com 0,5% do produto interno bruto de 2008 (cerca de R\$ 15 bilhões), esse fundo tem por objetivos ajudar na política antiinflacionária, impedir quedas acentuadas do dólar, garantir superávits nas contas públicas em períodos de retrocesso econômico e financiar empresas brasileiras, sobretudo aquelas com projetos no exterior.

A principal crítica⁵⁶ ao Fundo Soberano Brasileiro é a de que sua concepção peca por não considerar os propósitos de estabilização e/ou de poupança, sendo mais um mecanismo para ajustar as contas do governo no curto prazo (superávit primário), para induzir segmentos industriais específicos (o que é bastante questionável) e para promover ajustes macroeconômicos conjunturais (por exemplo, regular o fluxo e as oscilações cambiais). Coerente com a tradição brasileira de alocação de recursos, o FSB não tem propósitos de longo prazo.

Como será visto no próximo Capítulo, as barreiras que dificultam a criação de um Fundo de Petróleo no Brasil não são, de antemão, obstáculos para a constituição de um Fundo de Redução de Emissões a ser capitalizado com as rendas petrolíferas destinadas à União, sobretudo depois da aprovação do Projeto de Lei que estabelece o Fundo Social.

⁵⁶ Para maiores detalhes sobre a análise crítica do Fundo Soberano Brasileiro, consultar Valle (2008, pp. 6 a 8).

5 – Fundo de Redução de Emissões como Instrumento de Alocação das Rendas Petrolíferas para Mitigar as Emissões de CO₂ no Brasil

Este Capítulo tem início com o objetivo de responder à seguinte contradição aparente: se no item 4.3 foi realçada a dificuldade de serem estabelecidos Fundos de Petróleo no Brasil, por que, então, é factível defender a tese da criação de um Fundo de Redução de Emissões (FRE) como instrumento de alocação das rendas petrolíferas para mitigar as emissões de gases de efeito estufa advindos não somente da produção de petróleo e gás natural, como também daqueles que são provenientes de outros segmentos econômicos?

Em primeiro lugar, o FRE não se caracteriza como um Fundo de Petróleo tradicional, ou seja, não tem objetivo específico de estabilização econômica e/ou de poupança. Quanto a este último aspecto, não é plausível imobilizar a totalidade dos recursos do FRE para tratar de questões ambientais futuras, posto que não é possível postergar soluções para os impactos ambientais que se fazem sentir no presente. Seria o equivalente a deixar para depois a solução dos problemas causados pelo aquecimento global, quando os ecossistemas já tiverem atingido a sua capacidade máxima de suporte. Por exemplo, é importante monitorar de forma permanente o derretimento das camadas polares que, de acordo com estudos recentes, se deve em grande parte à correlação positiva entre mudanças climáticas e ações antropogênicas. Se, de fato, as emissões decorrentes das atividades humanas estiverem acelerando esse derretimento, não há como adiar ações para evitar que o pior aconteça (elevação do nível do mar, inundações, desaparecimento de países-ilha etc.).

Segundo, os recursos a serem destinados ao FRE já existem à disposição da União e, portanto, não estão sujeitos a conflitos federativos e/ou a disputas orçamentárias entre os entes que atualmente são beneficiados por rendas petrolíferas. Terceiro, o governo brasileiro tem sinalizado, interna e externamente, a sua intenção em combater os efeitos adversos das mudanças climáticas, assumindo metas de reduções de emissões de CO₂ mesmo não estando enquadrado no rol de países que, pelo

Protocolo de Quioto, Anexo I, assumiram compromissos formais de reduzir suas emissões.

Finalmente, dentre os quatro Projetos de Lei acerca da modificação do modelo atual de exploração e produção de petróleo e gás natural – cujo objetivo principal é adotar o regime de partilha de produção para os campos a serem desenvolvidos na camada do Pré-Sal, ao invés do regime de concessões ora em vigor – destaca-se a aprovação pelo plenário da Câmara dos Deputados, na 1ª quinzena de dezembro de 2010⁵⁷, do texto final do Projeto de Lei PL-5.940/09 formulado pelo Governo Federal e pelo qual é instituído o Fundo Social (FS)⁵⁸. Neste sentido, e caso o FS venha de fato a ser criado, o FRE poderá funcionar como um subfundo daquele. Isso evitaria que o dinheiro do FS a ser destinado ao meio ambiente seja desviado para outras finalidades, ou então seja alocado sem a devida *expertise* no assunto.

Resumidamente, as linhas gerais do Fundo Social proposto são:

a) Objetivos

- a.1 Constituir poupança de longo prazo; promover o desenvolvimento regional e social; mitigar a volatilidade de renda e de preços na economia⁵⁹;
- a.2 Desenvolver programas nas áreas de combate à pobreza, educação, cultura, saúde, ciência e tecnologia e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

b) Recursos – receitas obtidas com a exploração das reservas do Pré-Sal, sendo:

- b.1 Blocos do Pré-Sal a serem licitados (contratos de partilha de produção): parcela do bônus de assinatura, parcela dos *royalties* cabíveis à União e receita da comercialização de petróleo;
- b.2 Blocos do Pré-Sal licitados antes de 31/12/2009⁶⁰ (contratos de concessão): totalidade dos *royalties* e participações especiais cabíveis à União.

⁵⁷ Coincidentemente, na mesma época em que estavam sendo tecidas as considerações finais desta dissertação.

⁵⁸ Para que o Fundo Social entre em vigor, é necessário que o Presidente da República sancione esse PL, transformando-o em Lei a ser regulamentada posteriormente por Decreto, como de praxe.

⁵⁹ Quanto a este último aspecto, pretende-se evitar o fenômeno conhecido como “Doença Holandesa”, pelo qual o grande afluxo de divisas estrangeiras obtidas com a exportação de recursos naturais tende a provocar desequilíbrios econômicos em razão da valorização excessiva da moeda local, o que prejudicaria outros setores da indústria, afetando sua competitividade externa, estimulando as importações e desencadeando um processo generalizado de desindustrialização.

- c) **Vinculação e Gestão:** vinculado à Presidência da República. Gerido estrategicamente por um Conselho Deliberativo e operacionalmente por um Comitê de Gestão Financeira, composto pelos Ministros da Fazenda, do Planejamento, do Orçamento e Gestão e pelo Presidente do Banco Central.

Mesmo considerando que o Fundo Social ainda está em fase de projeto, podendo ou não a vir a ser implementado conforme as disposições contidas no Projeto de Lei 5.940/09, algumas reflexões críticas merecem ser destacadas, dentre as quais:

- a) Está prevista a destinação de 50% dos recursos do FS para a área de educação. Entretanto, não há previsão de quanto caberá a cada uma das cinco áreas restantes a serem contempladas com recursos do FS, incluindo mitigação e adaptação às mudanças climáticas;
- b) Não são previstos os percentuais (parcelas) que deverão incidir sobre o bônus de assinatura e sobre os *royalties* cabíveis à União no regime de partilha de produção e que deverão ser transferidos para o FS. Na Noruega, por exemplo, essa é uma decisão tomada anualmente pelo Poder Legislativo (TSALIK, 2003, p. 37) por meio de um amplo debate democrático. Pelo PL 5.940/09, essa é uma decisão que competirá ao Poder Executivo via Comitê de Gestão Financeira do FS;
- c) É questionável o fato de haver setores demais a serem beneficiados pelo FS. Desse modo, isso não resultaria em uma excessiva pulverização dos recursos, para cujo gerenciamento pode ser necessária uma estrutura burocrática pesada, que tenderia levar à consequente perda de foco das inversões do FS e a dificuldades de fiscalização dos projetos e/ou programas a serem atendidos?
- d) O artigo 2º do PL 5.940/09 prevê que o FS deverá constituir poupança pública de longo prazo. Entretanto, o parágrafo único do artigo 6º do referido PL prevê que o Poder Executivo poderá propor, em lei, o uso de parte dos recursos do montante principal depositado para a aplicação nas áreas contempladas pelo FS, na etapa inicial de formação de poupança do fundo. Desse modo, quanto efetivamente deverá ser destinado para fins de poupança? Não seria essa uma forma de usar, de forma discricionária, os recursos do FS? Qual a garantia de que o Poder Executivo não proporá, seguidas vezes em lei e após a fase inicial de formação de poupança, a utilização do montante principal do fundo, uma vez que os artigos 2º e 6º são aparentemente conflitantes?

⁶⁰ Cerca de 28% da área do Pré-Sal já foi licitada de acordo com as regras vigentes (regime de concessão). Estima-se que os campos de Tupi, Iara e Parque das Baleias podem ter um total de 14 bilhões de barris de petróleo.

- e) A prioridade e a destinação dos recursos resgatados do FS serão definidas pelo seu Conselho Deliberativo. Assim, como garantir, por exemplo, que serão alocadas verbas permanentes e na quantidade necessária para as ações de mitigação e de adaptação às mudanças climáticas?
- f) Serão criados mecanismos para evitar que os recursos a serem transferidos pelo FS não sejam contingenciados pelos ministérios beneficiários, tal como acontece atualmente com os recursos dos Fundos Setoriais de Ciência e Tecnologia, a exemplo do CT-PETRO? Como será feita a fiscalização para checar se os recursos estão sendo efetivamente aplicados nos setores a serem beneficiados pelo FS?
- g) Expectativas otimistas preveem que os blocos do Pré-Sal já licitados (antes de 31/12/2009) começarão a produzir comercialmente a partir de 2016. Até lá, os recursos do FS – caso este seja efetivamente criado – virão apenas da transferência de parcela do bônus de assinatura dos blocos que ainda estão por licitar⁶¹ por meio de contratos de partilha de produção. Até que ponto esses recursos serão suficientes para atender a todas as áreas a serem beneficiadas pelo FS? Além disso, dentre as áreas a serem priorizadas, como garantir que haverá recursos para os programas e projetos de mitigação e adaptação às mudanças climáticas antes da entrada em operação efetiva dos campos do Pré-Sal já licitados ou a licitar?

Considerando as informações apresentadas ao longo deste trabalho e os argumentos expostos anteriormente sobre a viabilidade da criação de um Fundo de Redução de Emissões a ser capitalizado com rendas petrolíferas – urgência crescente em combater os efeitos adversos das mudanças climáticas, disponibilidade de recursos financeiros da União, vontade do Governo Federal em promover ações para o enfrentamento dessas mudanças e possibilidade de criação de um Fundo Social – cabe agora detalhar o que seria o FRE: conceituação, justificativas, modelo de gestão, fonte de recursos, operacionalização e tipos de alocação.

5.1 Conceituação e Justificativas do Fundo de Redução de Emissões - FRE

⁶¹ Até a 1ª quinzena de dezembro de 2010 ainda não tinham sido licitados novos blocos do Pré-Sal.

5.1.1 Conceituação do Fundo de Redução de Emissões

No item 2.3.1 comentou-se sobre a publicação de trabalhos de autores nacionais não apenas criticando a má alocação das rendas petrolíferas pelos governos beneficiários, como também apontando algumas alternativas para a destinação dessas rendas, particularmente no que respeita a projetos voltados para fomentar o desenvolvimento endógeno das regiões nas quais as atividades de E&P de petróleo e gás natural ocorrem, o que demonstra uma ênfase na solução de questões que se dão no nível local e/ou regional. Entretanto, em qualquer país dificilmente a influência do setor de petróleo limita-se a espaços subnacionais (PIQUET, 2007, p. 24), apresentando impactos em âmbito nacional, tanto em seus aspectos positivos – geração de emprego e renda, suprimento energético, fonte de divisas, arrecadação de tributos, ampliação do conhecimento em ciência e tecnologia etc. – como também em aspectos associados a externalidades negativas, cristalizadas sobretudo em agressões ao meio ambiente (emissões e desastres ambientais causados ao longo da cadeia produtiva da indústria petrolífera).

Para compensar os efeitos dessas externalidades negativas oriundas da produção de petróleo e gás natural propõe-se a instituição de um Fundo de Redução de Emissões. Este é definido como sendo o instrumento pelo qual deverá ser alocada uma parcela das rendas petrolíferas da União para financiar ações, projetos e programas voltados para mitigar as emissões de CO₂ no Brasil, não somente daquelas derivadas da produção de hidrocarbonetos, como também das emissões provenientes de outras atividades econômicas. Por conseguinte, a alocação de parte dos *royalties* e participações especiais da União no FRE tem por objetivo principal disponibilizar recursos financeiros para tratar das questões ambientais, visto que as emissões de gases de efeito estufa podem vir a se constituir em problema no médio e longo prazo no Brasil.

Conforme apresentado na Figura 3, enquanto as rendas petrolíferas da União são a fonte de recursos, o FRE é o mecanismo financeiro pelo qual estas rendas deverão ser alocadas para reduzir as emissões brasileiras de CO₂, incluindo investimentos para mitigação e adaptação às mudanças climáticas. O FRE configura-se como uma possibilidade real para que sejam tomadas providências concretas e imediatas

voltadas para buscar o equilíbrio entre a produção de riquezas, as necessidades da população por melhor qualidade de vida e o respeito aos limites ambientais do país.

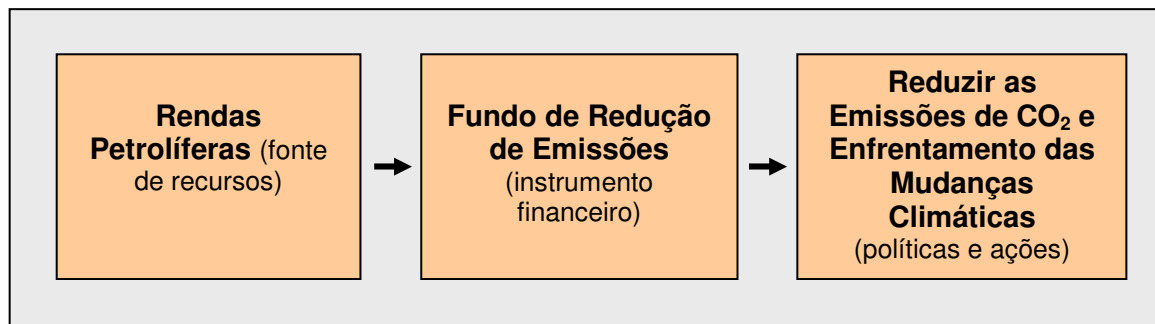


Figura 3 – Rendas petrolíferas para redução das emissões de CO₂ da economia brasileira.

Em linhas gerais, um Fundo de Redução de Emissões é válido para qualquer país ou região que tenha no petróleo e gás natural uma importante fonte de riqueza. Três condições em particular devem ser preenchidas quando do estabelecimento de um FRE:

- Definição do montante de rendas petrolíferas a serem destinadas para combater os efeitos das emissões de CO₂ e das mudanças climáticas;
- Estabelecimento de regras claras de gestão do FRE;
- Emprego de métodos de fiscalização rigorosa e de transparência na gestão e alocação dos recursos do FRE.

O grande benefício de fundos constituídos com receitas advindas da exploração de recursos naturais, tais como o FRE em análise, é que eles servem para estabelecer um pacto entre o governo e seus cidadãos, visto que restringem a apropriação indébita ou a má alocação daquelas receitas (TSALIK, 2003, p. 18). Sendo instituições com quadro de pessoal, mandatos e regulação próprios, a utilização das verbas desses fundos está menos sujeita a interferência do que as verbas do orçamento governamental, podendo ser aplicadas mais efetivamente para finalidades públicas, como por exemplo, melhoria das condições ambientais.

5.1.2 Justificativas para Criação do Fundo de Redução de Emissões

Tendo por base a experiência internacional na destinação das rendas petrolíferas e o posicionamento atual do país no que concerne à temática ambiental – na qual o governo brasileiro, ao contrário de outros países emergentes como a Índia e a Rússia, vem inserindo ao longo da última década o tema da mudança do clima na agenda governamental – descrever-se-á a seguir as principais justificativas para a criação de um Fundo de Redução de Emissões no Brasil pelo Governo Federal.

Garantir a Sustentabilidade Ambiental e Promover a Justiça Intergeracional

O FRE deve prover recursos para compensar os danos ambientais decorrentes das atividades de exploração, produção e consumo do petróleo e do gás natural. Deve promover o que autores como Enriquez (2006, p. 63) descrevem como sustentabilidade sensata, onde “o esgotamento de uma jazida mineral (capital natural) ao longo do tempo só se justifica se a receita obtida com as vendas minerais se transformar em outras formas de capital”, incluindo a dimensão ambiental. A sustentabilidade sensata pressupõe garantir o bem-estar das gerações atual (intrageração) e futura (intergeração). Além disso, há que se ter em conta que as rendas petrolíferas não devem ser empregadas apenas a título de compensação financeira, mas também como uma compensação ambiental.

Particularmente no que se refere à justiça intergeracional, os impactos ambientais da indústria do petróleo e do gás natural, mesmo que não sejam sentidos de imediato – como no caso das emissões de gases de efeito estufa oriundas dessa atividade, e cujos efeitos podem levar algumas décadas para serem de fato perceptíveis e, no limite, se tornarem irreversíveis – o serão vivenciados de forma dramática pelas próximas gerações se não forem combatidos desde já. Por conseguinte, é imprescindível empreender esforços imediatos para evitar que a população que ainda está por nascer pague o preço pelo descaso ambiental do presente.

São inúmeros os impactos e riscos ambientais existentes no ciclo de extração, transporte e consumo de petróleo e gás natural, quer essas atividades aconteçam em terra ou no mar. Dentre esses impactos destacam-se (WELCH, 2005, pp. 111 a 121):

- a) A disposição inadequada de resíduos e de substâncias tóxicas (lascas, lama de perfuração e metais pesados) pode gerar danos significativos para a população

residente, os animais e a vegetação nos locais onde ocorrem as atividades de exploração, perfuração e extração;

- b) A queima de gás natural no poço libera poluentes perigosos na atmosfera (óxidos de nitrogênio e de enxofre);
- c) O gás natural não processado é geralmente lançado na atmosfera, liberando grandes quantidades de metano, um gás que influencia no processo de mudança climática;
- d) Vazamentos de gás e derramamentos de óleo nas fases de produção, transporte e armazenamento podem colocar em risco a sobrevivência de ecossistemas sensíveis (manguezais, áreas costeiras), a saúde humana e a continuidade de atividades econômicas como a pesca;
- e) Na etapa de refino são produzidas quantidades significativas de poluentes atmosféricos, tais como o dióxido de enxofre, um dos componentes principais da chuva ácida;
- f) O consumo de petróleo, seus derivados e de gás natural é um dos fatores que mais contribuem para o aquecimento global em razão do lançamento de grandes quantidades de gases de efeito estufa, sobretudo de dióxido de carbono.

Com a entrada em operação dos blocos do Pré-Sal e as previsões de aumento do consumo do gás natural para geração térmica e uso industrial (ver item 3.2.2 deste trabalho), é de supor que os impactos e riscos ambientais acima mencionados, sobretudo aqueles associados à elevação das emissões de CO₂, tendem a aumentar. Assim, o quanto antes for estabelecido o FRE, maiores as chances de serem mitigados os efeitos das emissões e minimizados os riscos ambientais inerentes à indústria do petróleo e do gás natural.

Contabilizar a Deterioração Ambiental Causada pela Indústria do Petróleo

Stiglitz (2005, p. 16) menciona a importância de se incorporar os recursos naturais e o meio ambiente no cálculo das contas nacionais, na forma de estruturas alternativas chamadas de “PIB Verde”. Da mesma forma que as estruturas contábeis de uma firma levam em conta o equilíbrio entre ativos e passivos, o FRE deve ter como uma de suas premissas básicas incorporar, por um lado, as rendas petrolíferas como ativos e evitar a depreciação dos mesmos e, por outro lado, tratar os danos ambientais

causados pelas atividades de E&P como passivos a serem solucionados visando o bem-estar presente e futuro.

Um desses passivos é a emissão de gases de efeito estufa, principalmente de dióxido de carbono. Por mais avançados tecnologicamente que sejam os processos de exploração e produção de petróleo e gás natural, não há como evitar a emissão de CO₂ resultante da produção desses hidrocarbonetos. Uma vez que estas emissões não podem ser totalmente evitadas, elas podem pelo menos ser mitigadas, desde que devidamente contabilizadas e quantificadas conforme apresentado no Capítulo 3 desta dissertação. Uma vez conhecido o montante de emissões, é possível determinar com maior exatidão as ações a serem tomadas e os recursos necessários para atenuar seus efeitos. Neste sentido, a constituição de um FRE se mostra adequada para esse propósito.

Evitar a Maldição dos Recursos Naturais

O FRE pode ser um instrumento para assegurar a boa gestão financeira e alocativa das rendas petrolíferas, destinando verbas para mitigar as emissões de CO₂ e para o enfrentamento das mudanças climáticas, beneficiando não apenas a população brasileira, mas também mundial. É fazer com que a abundância de recursos represente uma benção e não uma maldição, como descrito no item 4.1 desta dissertação. É evitar, por exemplo, o que ocorre na maioria dos municípios da região Norte do Estado do Rio de Janeiro, um verdadeiro “emirado fluminense” marcado por fortes desigualdades sócio-econômicas, e onde grande parte da população que lá vive não desfruta das riquezas geradas pela produção de petróleo e gás natural.

Fornecer Transparência e Ampliar o Controle Social sobre a Alocação das Rendas Petrolíferas

A criação do FRE, com regras de divulgação pública de suas ações e resultados, é um mecanismo eficiente para dar transparência quanto aos montantes recebidos, permitindo a qualquer cidadão acompanhar como as rendas petrolíferas da União estão sendo empregadas em seu benefício, por meio de programas e projetos financiados com a finalidade de melhorar as condições ambientais em nosso país, socializando, desse modo, parcela da riqueza oriunda da exploração e produção de petróleo e gás natural.

Quanto maior o controle social, maior a possibilidade de serem amortecidas as pressões políticas para que as rendas petrolíferas sejam alocadas em projetos com viés eleitoreiro e/ou assistencialista, e menores as chances de que esses recursos sejam contingenciados ou utilizados de forma discricionária.

Centralizar as Rendas Petrolíferas da União Destinadas ao Enfrentamento das Mudanças Climáticas

A estrutura de gestão e de operação do FRE (descrita no item 5.3) poderá ser utilizada para centralizar as rendas petrolíferas da União que devem ser – como previsto em leis atualmente em vigor – destinadas para financiar ações de enfrentamento das mudanças climáticas. Uma medida desse tipo tem por méritos unificar esforços, evitar a redundância de projetos a serem desenvolvidos e financiados por diferentes instituições do Governo Federal, promover maior integração, coordenação e controle sobre esses projetos, além de economizar recursos com a unificação de diferentes estruturas administrativas hoje existentes no Governo Federal para tratar das emissões de gases de efeito estufa e das alterações climáticas. Como exemplos destacam-se os *royalties* destinados ao CT-PETRO – seguidamente contingenciados e que praticamente não são aplicados em projetos ambientais, como já comentado no item 2.4.5 – e o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima – FNMC, também denominado Fundo Clima.

O Fundo Clima, vinculado ao Ministério do Meio Ambiente – MMA, instituído pela Lei 12.114, de 09 de dezembro de 2009 e regulamentado pelo Decreto Presidencial 7.343, de 26 de outubro de 2010, foi criado para ser o instrumento financeiro da Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC (Lei 12.187, de 29 de dezembro de 2009). De acordo com o artigo 4º da referida Lei, a PNMC visará, dentre outros aspectos: à compatibilização do desenvolvimento econômico-social com a proteção do sistema climático; à redução das emissões antrópicas de gases de efeito estufa em relação às suas diferentes fontes; ao fortalecimento das remoções antrópicas por sumidouros de gases de efeito estufa no território nacional; à implementação de medidas para promover a adaptação à mudança do clima pelas três esferas da Federação; à preservação, à conservação e à recuperação dos recursos ambientais, com particular atenção aos grandes biomas tidos como Patrimônio Nacional.

Para que tais objetivos sejam alcançados, o artigo 12 da Lei 12.187 estabelece que “o País adotará, como compromisso nacional voluntário, ações de mitigação das

emissões de gases de efeito estufa, com vistas em reduzir entre 36,1% (trinta e seis inteiros e um décimo por cento) e 38,9% (trinta e oito inteiros e nove décimos por cento) suas emissões projetadas até 2020”. Como pode ser observado, a implementação e efetivação exitosa da PNMC demandará o estabelecimento de inúmeras ações e medidas que envolvem não apenas um elevado grau de complexidade – posto que deverão ser executadas em âmbito nacional, em contextos socioeconômicos distintos e mobilizarão diversos níveis de responsabilidades e atores da sociedade, fatores esses que pressupõem ampla integração e capacidade de articulação entre as três esferas governamentais, entidades públicas e privadas, comunidade científica, empresarial etc. – mas também recursos financeiros expressivos, os quais deverão ser supridos pelo Fundo Clima para “apoio a projetos ou estudos e financiamento de empreendimentos que visem à mitigação da mudança do clima e à adaptação do clima e seus efeitos” (artigo 1º do Decreto 7.343/2010).

A principal fonte dos recursos previstos para o FNMC advém do percentual de até 60% que poderá incidir sobre as participações especiais destinadas ao MMA e que são oriundas das atividades de exploração de petróleo e gás. Considerando que em 2010 foram transferidos R\$ 1, 2 bilhões ao MMA a título de participações especiais (ANP, 2011), o FNMC poderia receber em 2011 (exercício seguinte ao da apuração feita pela ANP) o valor máximo de R\$ 720 milhões. Entretanto, como o inciso I do artigo 3º da Lei 12.114/09 não especifica o montante mínimo a ser repassado ao FNMC, mas tão somente o percentual de até 60%, para o ano de 2011 foi destinado para este fundo a importância de R\$ 238 milhões (MMA, 2011), ou seja, somente 33% do limite máximo previsto.

Projetando até 2020 uma transferência para o FNMC em torno de 50% do limite de até 60% das participações especiais cabíveis ao MMA⁶², e levando-se em conta a magnitude dos objetivos estabelecidos na Política Nacional sobre Mudança do Clima, cabe indagar se os recursos do Fundo Clima serão suficientes para atingir esses objetivos. Essa imprevisibilidade quanto ao percentual das participações especiais que deverá ser repassado ao Fundo Clima é não apenas um fator complicador para a estimativa de receitas futuras a serem disponibilizadas para esse fundo, dificultando o planejamento alocativo das ações de longo prazo, como também se constitui em uma diferença essencial com relação ao Fundo de Redução de Emissões proposto neste

⁶² Essa é uma mera especulação. Entretanto, a se considerar que ao longo dos últimos anos as participações especiais recebidas pelo MMA são sistematicamente contingenciadas, não é improvável que o FNMC venha a dispor de recursos insuficientes para que possa funcionar adequadamente e atender aos propósitos estabelecidos na Lei 12.114/2009.

trabalho. Conforme descrito no item 5.2.1 a seguir, o FRE terá como fonte de recursos um percentual fixo incidente sobre as rendas petrolíferas a serem distribuídas à União, o que permitirá aos seus gestores planejar com mais segurança e menor grau de incerteza. Outras características distintivas entre o Fundo Clima e o Fundo de Redução de Emissões são apresentadas ao final do item 5.3.2.

Numa perspectiva otimista, espera-se que em breve o Fundo Social venha a ser estabelecido em lei. Assim, é importante que o FRE já esteja em funcionamento o quanto antes, de sorte a acumular o *background* necessário para a gestão eficiente dos vultosos recursos a serem canalizados para o Fundo Social quando da entrada em operação dos blocos do Pré-Sal, recursos estes que deverão ser alocados, em parte, para o enfrentamento das mudanças climáticas.

Vale ressaltar que a proposta de centralização no FRE das rendas petrolíferas da União voltadas para as questões ambientais é, na verdade, apenas um remanejamento de recursos hoje já existentes e que se encontram diluídos por vários órgãos do Governo Federal. Apesar de haver a possibilidade de resistência por parte dos beneficiários atuais, essa consolidação das rendas petrolíferas para fins ambientais se faz necessária tendo em vista obter maior racionalidade e efetividade na alocação desses recursos.

Do contrário, pode-se incorrer em um tipo de erro frequente em nosso país, qual seja, o lançamento de programas, políticas e projetos governamentais muito bem elaborados, com boas intenções, mas que, na prática, se constituem em mais um instrumento de retórica do que em ações concretas, posto que não vêm acompanhados de planejamento alocativo, operacional e, mais importante, não indicam claramente as fontes de recursos financeiros que lhes darão sustentação e viabilidade ao longo do tempo. E quando tais projetos e propostas indicam de onde virá o dinheiro, este muitas vezes se mostra insuficiente para cumprir as finalidades propostas⁶³.

Disciplinar o Uso das Rendas Petrolíferas e Evitar o seu Contingenciamento

⁶³ O Fundo Amazônia tinha disponível em caixa, ao final do exercício de 2009, R\$ 37,1 milhões (FUNDO AMAZÔNIA, 2010). Será esse valor suficiente para enfrentar os problemas ambientais da Amazônia, com toda a sua vastidão territorial e complexidade geográfica?

O FRE pode evitar que as rendas petrolíferas sejam tratadas apenas como sendo mais uma fonte adicional de receitas a engordar o orçamento do Governo Federal, sem guardar qualquer relação com as finalidades pelas quais as mesmas são arrecadadas, a exemplo do que acontece com o contingenciamento das verbas destinadas ao CT-PETRO, utilizadas mais para atender às exigências e às metas de superávit primário do que para financiar projetos e pesquisas previstos no Plano de C&T para o setor de petróleo e gás natural, incluindo investimento em programas ambientais.

Ao ser constituído com regras claras de gestão e de alocação, o FRE se mostra um instrumento eficaz para disciplinar o uso das rendas petrolíferas, canalizando parte das mesmas para ações voltadas para reduzir as emissões e mitigar os efeitos das mudanças climáticas. Ademais, o FRE poderá suprir a lacuna existente na legislação em vigor (Lei do Petróleo), que define os critérios de distribuição dos *royalties* e participações especiais, mas não disciplina a alocação desses recursos.

5.2 Recursos e Finalidades do Fundo de Reduções de Emissões

5.2.1 Fonte de Recursos do FRE

Um dos grandes entraves mundiais para combater as mudanças do clima provocadas pela emissão de gases de efeito estufa é que, embora haja o reconhecimento de que estas mudanças são cada vez mais um fato concreto, tanto pelos governos, quanto pela comunidade científica e determinados segmentos empresariais, ainda há uma grande distância a percorrer entre as intenções e a aplicação efetiva sobre o que fazer para mitigá-las, distância esta diretamente proporcional ao volume estimado de recursos necessários para essa finalidade que, diga-se de passagem, não é um esforço trivial. Sobretudo pelo lado dos governos, há mais retórica do que ação, vide os resultados das últimas Convenções das Partes; pelo lado da comunidade científica, são feitos infindáveis estudos, modelos econômicos e estimativas de custo das

mudanças climáticas, mas são poucos os que realmente apontam, de modo factível⁶⁴, de onde virão os recursos financeiros, bem como os mesmos serão alocados e gerenciados; o segmento empresarial, por sua vez, está mais preocupado com o retorno sobre seus investimentos do que propriamente com as mudanças climáticas, exceto quando estas geram algum tipo de dividendo mercadológico, em especial de marketing.

Embora seja crescente o entendimento de que há uma necessidade premente de se promover esforços no sentido da descarbonização da economia, a questão que tem gerado grande controvérsia é quanto ao grau que essa descarbonização deve atingir e seu respectivo custo. Como exposto por HOURCADE (2008, p. 608), os custos das mudanças tecnológicas mitigadoras a serem introduzidas no sistema energético para evitar que a temperatura global até 2050 aumente menos que 2° C sobre os níveis do período pré-industrial, variam enormemente de acordo com o modelo utilizado para calculá-los: partem do valor mínimo de \$100/tCO₂, aumentam para \$170/tCO₂ e \$205/tCO₂, até atingirem o valor máximo de \$330/tCO₂.

Para os países em desenvolvimento, entretanto, esses custos são muito elevados, mesmo considerando que estes países podem obter alguma vantagem financeira no mercado internacional de créditos de carbono (por exemplo, mecanismo de desenvolvimento limpo). Para esses países, entre \$30-50/tCO₂ já é um encargo considerável (Hourcade, *op.cit.*, p. 611). Ainda que autores como TOL e NORDHAUS (apud Barker, 2008, p. 7) argumentem que as estimativas dos custos para evitar os danos das mudanças climáticas são superestimadas e cercadas de incertezas, há um consenso de que, na média, a descarbonização do sistema energético global custaria o equivalente a \$100/tCO₂, (Barker, *op.cit.*, p. 19). Porém, como e quem arcará com esses custos é um tema que ainda não está claramente explicitado, seja em nível internacional como nacional. Se por um lado não é fácil estimar os custos de mitigação das mudanças climáticas, expressos em \$/tCO₂, por outro lado é mais difícil ainda apontar de onde virão os recursos necessários para arcá-los, particularmente em países em desenvolvimento com enormes desigualdades sociais e econômicas.

Internacionalmente, os mecanismos empregados para controlar as emissões derivadas da produção de combustíveis fósseis concentram-se, quase que

⁶⁴ De forma análoga, MURADIAN et. al. (2010, p. 1202) se refere ao fato de que muitas propostas sobre os payments for environmental services (PES), embora teoricamente consistentes, são de difícil aplicação prática, sobretudo quando se trata de conciliar critérios de eficiência econômica com equidade e inclusão social, particularmente em países em desenvolvimento

exclusivamente, em instrumentos econômicos tradicionais, como as taxas de emissões de carbono. Apesar de ter um Fundo de Petróleo, a Noruega aplica desde 1991 uma taxa de carbono incidente sobre as empresas petrolíferas com o objetivo de induzi-las a investirem em projetos para capturar e armazenar CO₂ liberado na fase de exploração de petróleo. (BUSCATO, 2007, p. 54). Como consequência, as petrolíferas norueguesas estão entre as que menos liberam dióxido de carbono por barril de petróleo extraído.

Outra possibilidade, que não a criação de impostos ou taxas, consiste na adoção de mecanismos do tipo *cap-and-trade*, uma abordagem administrativa para controle da poluição baseada na concessão de incentivos econômicos para aqueles que reduzam suas emissões (GREGÓRIO, 2009). Na prática, o *cap-and-trade* funciona de forma similar aos certificados de poluição negociáveis: as empresas recebem permissões de emissões até um limite (*cap*) e podem vender essas permissões entre si (*trade*). A Califórnia é o primeiro estado a adotar essa medida nos EUA, que entrará em vigor a partir de 2012. A idéia é manter as emissões de CO₂ no mesmo nível de 1990, 15% a menos do que as emissões registradas em 2010. Sob esse mecanismo, as emissões das seiscentas maiores empresas da Califórnia serão limitadas a partir de 2012, e este teto irá cair gradualmente durante oito anos (NISZ, 2010).

Tanto os impostos como o *cap-and-trade* possuem defensores e críticos, o que tem gerado inúmeras controvérsias. Sem entrar na discussão sobre as vantagens e desvantagens de um ou de outro, entende-se que no caso das emissões do setor de petróleo e gás natural brasileiro, não faz sentido a adoção de nenhum desses dois instrumentos de taxação de carbono, na medida em que as rendas petrolíferas já são uma compensação financeira devida ao Estado pelos produtores desses hidrocarbonetos.

Neste sentido, é que se propõe que os recursos do Fundo de Redução de Emissões sejam provenientes das rendas petrolíferas destinadas à União. Ao contrário dos impostos e do sistema *cap-and-trade*, isso não implica em nenhum tipo de taxação adicional e, portanto, custos extras para as empresas, uma vez que as rendas petrolíferas são recursos à disposição do Governo Federal que deveriam ser utilizadas, dentre outras finalidades, para reduzir ou amortecer as externalidades negativas geradas no ciclo de produção e consumo de petróleo, seus derivados e de gás natural. Essa proposta também exclui por completo a possibilidade de embates federativos entre a União, os estados e os municípios recebedores dessas rendas.

De acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entre 2000 e 2009 a União arrecadou, em valores nominais, R\$ 45 bilhões a título de *royalties* e participações especiais (Quadro 19). Corrigidos pelo IGP-DI, esses valores equivaleriam em dezembro de 2009 a aproximadamente R\$ 55 bilhões (média anual de R\$ 5,5 bilhões).

Renda Petrolífera	Distribuição (R\$ mil)	Ano										
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total Geral
Royalties	Comando da Marinha	262	326	467	645	736	930	1.176	1.153	1.711	1.258	8.664
	MCT	228	282	392	542	619	770	947	921	1.346	984	7.031
	Total Royalties	491	608	859	1.186	1.355	1.700	2.123	2.074	3.057	2.243	15.695
Participação Especial	MME	415	689	1.004	1.999	2.109	2.787	3.536	2.871	4.684	3.381	23.476
	MMA	104	172	251	500	527	697	884	718	1.171	845	5.869
	Total Part. Esp.	519	861	1.255	2.499	2.636	3.483	4.420	3.589	5.855	4.226	29.344
Total União		1.010	1.470	2.114	3.685	3.991	5.183	6.543	5.662	8.912	6.469	45.040

Quadro 19 – Distribuição de rendas petrolíferas à União entre 2000 e 2009. Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2010.

De que forma as rendas petrolíferas distribuídas à União seriam repassadas para o FRE? Sugere-se duas possibilidades:

1. Estabelecer uma equivalência entre as emissões de CO₂ da produção nacional de petróleo e gás e as rendas petrolíferas. Supondo que cada tonelada de CO₂ emitida seja equivalente a no mínimo US\$ 3 e a no máximo US\$ 4 de renda petrolífera distribuída à União, e considerando que foram emitidas 347 Mt CO₂ em 2009 (ver Quadro 10), o FRE poderia ter recebido entre US\$ 1 bilhão e US\$ 1,4 bilhões ao final do exercício de 2009⁶⁵;
2. Aplicar um percentual fixo incidente sobre as rendas petrolíferas distribuídas à União e transferir o valor obtido para o FRE. Supondo que este percentual seja de no mínimo 30% e no máximo 40%, e considerando que em 2009 foram

⁶⁵ Ainda que de modo conservador, essa faixa de valores entre US\$ 3 e US\$ 4 foi definida de forma a estabelecer uma paridade entre a participação do setor de petróleo no PIB brasileiro (cerca de 12% em 2010) e o custo médio anual de US\$ 10 bilhões estimado para os esforços de mitigação e adaptação às mudanças climáticas no Brasil (CDES, 2010). Desse modo, o FRE poderá contribuir entre 10% e 14% do total daquele custo, o que corresponde a dois pontos percentuais para baixo ou para cima sobre a participação do setor de petróleo no PIB.

arrecadados US\$ 3,2 bilhões⁶⁶, o montante a ser transferido para o FRE teria variado entre US\$ 960 milhões e US\$ 1,3 bilhões ao final do exercício de 2009⁶⁷.

Pela proposta 1, os recursos do FRE não estão sujeitos às oscilações que caracterizam a arrecadação de rendas petrolíferas, mas atrelados diretamente às emissões derivadas do volume produzido de petróleo e gás natural, ou seja, o dinheiro a ser transferido para o FRE depende somente do que for produzido de hidrocarbonetos e das emissões correspondentes.

Na proposta 2, por sua vez, os recursos do FRE não mantêm relação com o volume de CO₂ emitido, mas sim com o montante de rendas petrolíferas arrecadado pela União. Estas aumentam ou diminuem não somente em função do volume produzido, mas também de acordo com a conjuntura do mercado (flutuação nos preços internacionais do petróleo e do gás natural e oscilações na taxa de câmbio). Pode, inclusive, ocorrer uma situação paradoxal em que as rendas petrolíferas aumentam mesmo havendo uma diminuição da produção de petróleo e gás natural, como no caso de uma elevação súbita nos preços do petróleo no mercado internacional e/ou de uma desvalorização repentina na taxa de câmbio local. As vantagens e desvantagens de cada uma dessas opções estão elencadas no Quadro 20.

Fonte de Recursos do FRE	Vantagens	Desvantagens
Equivalência entre Emissões e Rendas Petrolíferas	– Ingressos proporcionais às emissões. Quanto mais emite, mais o FRE arrecada; – Não sujeita às oscilações nos preços do petróleo e gás natural no mercado internacional; – Medir anualmente a contribuição da produção nacional de petróleo e gás natural no total das emissões brasileiras de CO₂.	Não acompanha o ritmo de crescimento das rendas petrolíferas quando da elevação dos preços do petróleo e do gás natural no mercado internacional.
% Fixo sobre as Rendas Petrolíferas	Proteção contra a especulação na oferta de petróleo e gás natural, tal como observado nas crises do petróleo de 1973 e 1979, onde o volume produzido diminuiu e os preços desses hidrocarbonetos dispararam.	– Sujeita à volatilidade dos preços do petróleo e do gás natural; – Dependente dos valores fixados para a taxa de câmbio local.

Quadro 20 – Comparação entre as propostas de obtenção de recursos para o FRE.

⁶⁶ Sobre o montante em Reais arrecadado pela União em 2009 (Quadro 19), foi aplicada a taxa média de câmbio apurada pelo Banco Central do Brasil para esse mesmo ano (1 US\$ = R\$ 1,9927)

⁶⁷ Esses percentuais foram estabelecidos para que o FRE possa contribuir, no mínimo, com 10% do custo médio anual estimado para os esforços de mitigação e adaptação às mudanças climáticas no Brasil, conforme nota de rodapé 65.

Independente do critério a ser utilizado para calcular as receitas a serem destinadas ao Fundo de Redução de Emissões, seja pela equivalência com relação à quantidade de emissão, seja pela aplicação de um percentual fixo sobre as rendas petrolíferas, ou ainda, pela alternativa que for maior a cada ano, os repasses de recursos deverão ser feitos diretamente pela Agência Nacional de Petróleo para uma conta específica do FRE no mesmo momento em que esta Agência for transferir para a União o total de *royalties* e participações especiais, já descontada desse montante a parcela destinada ao Fundo. Tal procedimento evitaria trâmites burocráticos e garantiria o provimento em tempo hábil dos recursos necessários ao funcionamento do FRE.

Quer seja adotada a proposta 1 ou a proposta 2, a destinação de recursos da União para o FRE não impacta preços, pois não significa nenhum tipo de imposto adicional sobre os produtores de petróleo e gás. É apenas uma realocação de parte do dinheiro que cabe ao Governo Federal como resultado da concessão para que sejam realizadas as atividades de E&P. Também não significa, como poderá vir a ser argumentado, retirar recursos de áreas prioritárias como educação e saúde, visto que essas áreas já dispõem de recursos contemplados pelos orçamentos dos estados, dos municípios e do próprio Governo Federal.

Adicionalmente, o FRE pode proporcionar uma utilização mais racional e de menor custo dos recursos que hoje são destinados pelo Governo Federal para ações de redução de gases de efeito estufa, recursos estes que se encontram dispersos em diferentes órgãos ou instâncias do governo, o que implica, além de custos administrativos elevados, não raro em redundância de projetos, falta de coordenação entre essas instâncias e perda de foco e efetividade dos projetos propostos. Finalmente, a inversão em atividades voltadas para promover uma economia de baixo carbono traz retornos econômicos e sociais, tais como os citados no relatório Towards a Green Economy (UNEP, 2011).

5.2.2 Finalidades do FRE

Os ativos do Fundo de Redução de Emissões devem ser utilizados para duas finalidades: poupança e investimento em projetos estratégicos relacionados ao meio

ambiente. Por hipótese, adotar-se-iam as seguintes regras de destinação desses recursos:

- a) Parcela de 20% ou 30% a ser destinada para a formação de uma carteira diversificada de investimentos financeiros (ações, títulos públicos etc.) de baixo risco no exterior e que não pode ser gasta (poupança permanente), a não ser em situações excepcionais, tais como conter derramamentos de óleo e combater catástrofes naturais e situações de calamidade pública provocadas por fatores ambientais (inundações, incêndios florestais etc.). Uma parte dos dividendos dessas aplicações⁶⁸ pode ser revertida para uma destinação específica – por exemplo, manter as Unidades de Conservação (Áreas de Proteção Ambiental, Reservas Ecológicas etc.) sob a responsabilidade da União – e o restante que sobrar reinvestido no próprio FRE;
- b) Parcela de 70% ou 80% a ser destinada para investimento em projetos, programas e ações que resultem em redução das emissões de gases de efeito estufa e ajudem no enfrentamento das mudanças climáticas. Esse dinheiro pode ser utilizado para: financiar projetos de empresas públicas ou privadas a juros subsidiados, um pouco abaixo dos praticados no mercado; emprestar recursos a fundo perdido, sobretudo para instituições que desenvolvam ações de pesquisa, desenvolvimento e inovação ambiental; financiar projetos públicos ou privados mediante a exigência de contrapartidas.

Utilizado para fins de poupança, o FRE tem por objetivo acumular no médio e longo prazos ativos financeiros suficientes para garantir recursos ambientais para uso das gerações futuras. Parafraseando Tsalik (2003, p. 21), pode-se afirmar que a quantia a ser poupada significa transformar os ganhos obtidos com recursos não renováveis em rendimentos renováveis (aplicação financeira) para as próximas gerações. O Alaska Permanent Fund é uma referência internacional na aplicação bem sucedida das rendas petrolíferas para fins de poupança. Em junho de 2010, esse fundo possuía ativos de US\$ 33,3 bilhões aplicados no exterior, sendo: 36% em ações; 23% em títulos públicos; 12% no mercado imobiliário; 3% em infraestrutura; 6% em *private equity* e os restantes 20% diluídos em diferentes ativos (APFC, 2010, p. 4).

⁶⁸ No Alaska, os dividendos a serem distribuídos anualmente à população são calculados tendo por base a média dos rendimentos líquidos obtidos nos últimos cinco anos com a aplicação dos recursos do fundo de poupança (APFC, 2010, p. 4).

O emprego do FRE para investimentos em projetos, programas e ações para o enfrentamento das mudanças climáticas visa atender as necessidades da geração atual e prevenir impactos ambientais que podem vir a comprometer a qualidade de vida nas próximas décadas (justiça intergeracional). No item 5.4 deste Capítulo são descritas diferentes possibilidades de investimentos desse tipo a serem feitos com os recursos do FRE.

5.3 Gestão do Fundo de Redução de Emissões

Gerenciar a riqueza gerada pelo petróleo não é tarefa fácil, sobretudo em países cujas instituições ainda não estão plenamente consolidadas: sistemas legais independentes, serviços estatais e autoridades fiscais eficientes, sociedades civis ativas e informadas, processos de definição de políticas abertos e transparentes, entre outros aspectos (CRS, 2003, p. 19). Por envolver vultosos investimentos e grandes margens de lucros, o desenvolvimento econômico no qual o petróleo tem papel importante exige, para ser bem sucedido, estados capacitados e com relativamente elevados padrões de governança. Como adverte Karl (2005, p. 25), se as instituições públicas são deficientes

O influxo de rendas do petróleo tende a produzir um estado rentista – um estado que vive dos lucros do petróleo. Em estados rentistas, a influência econômica e o poder político são especialmente concentrados, os limites entre o público e o privado muito confusos, e o comportamento oportunista [*rent-seeking*⁶⁹] como estratégia para a criação de riquezas é desmedido. Os governantes tendem a ficar no poder através do desvio de receitas para si próprios e para aqueles que os apoiam, por meio de subsídios, proteção, criação de cargos públicos e gastos excessivos.

Embora viva sob um regime democrático, o Brasil não está imune, como qualquer outro país, seja este desenvolvido ou não, de problemas para executar políticas dirigidas para a boa gestão de suas rendas petrolíferas e que resultem em alocação eficiente desses recursos, em benefícios concretos para a população e que evitem que as rendas petrolíferas se tornem alvo da cobiça e da ganância política. Quanto a este último aspecto, a discussão atual no Congresso Nacional (ver item 2.3.2) em torno das

⁶⁹ “O *rent-seeking* é um comportamento generalizado, que tem por objetivo a captura de petrodólares através de meios improdutivos e até mesmo corruptos” (CRS, 2003, p. 19).

regras de distribuição dos *royalties* a incidir sobre as riquezas futuras do Pré-Sal é ilustrativa, posto que está colocando em lados opostos estados produtores e não produtores de hidrocarbonetos, particularmente no que concerne à supressão de direitos constitucionais adquiridos por aqueles sob o regime vigente de concessão (Lei 9.478/97). Ademais, é pífia a participação da sociedade nessa discussão.

Nos próximos dois itens deste Capítulo serão abordados alguns pontos que, de acordo com a literatura internacional, são essenciais para evitar o insucesso na gestão das rendas petrolíferas – sejam estas utilizadas para fins de estabilização e/ou de poupança ou, como abordado nesta dissertação, para mitigar os efeitos das emissões de CO₂ – e para prevenir que essas rendas venham a ser utilizadas de forma inadequada, tal como acontece em países como a Venezuela, México, Nigéria e algumas nações árabes.

5.3.1 Modelo de Gestão e de Fiscalização do Fundo de Redução de Emissões

O sucesso do Fundo de Redução de Emissões depende, em grande medida, da qualidade e autonomia da sua gestão, da transparência e da fiscalização na alocação dos seus recursos. Dentre os fundos de recursos naturais bem sucedidos internacionalmente, onde se destacam os do Alaska, Alberta e Noruega, não há um modelo de gestão uniforme. O Alberta Heritage Savings Fund (AHSF) é administrado pelo Tesouro da Província e subordinado ao gabinete do Governador, o que torna esse fundo suscetível a injunções políticas diretas do poder público e a mudanças frequentes em suas regras de funcionamento e de investimentos.

A gestão estratégica do Fundo de Petróleo da Noruega (Norway's State Petroleum Fund) é feita pelo Ministério das Finanças, enquanto que o Banco Central é responsável pela gestão operacional que, apesar de ser independente nas suas decisões de investimento, deve seguir as diretrizes gerais e os limites de risco determinados pelo Ministério das Finanças. Como a transparência e o controle social são valores enraizados na sociedade norueguesa, o Fundo de Petróleo desse país não sofre ingerência política, mesmo porque a fiscalização das atividades do fundo é feita pelo Parlamento. Em comum, o Fundo de Alberta e da Noruega apresentam o fato de que suas gestões estão subordinadas ao Poder Executivo, embora a

fiscalização em ambos os casos seja feita de forma independente, ou seja, há uma nítida separação de poderes entre quem gerencia e quem acompanha o desempenho desses fundos.

De forma a evitar influências políticas, o Alaska Permanent Fund é gerido por uma instituição desvinculada do Poder Executivo, denominada Alaska Permanent Fund Corporation (APFC). A administração do APFC é exercida por um Conselho composto por seis membros nomeados pelo Governador – quatro pessoas da sociedade e dois da administração pública – para um mandato de quatro anos e cuja presidência é alternada entre eles a cada ano⁷⁰ (TSALIK, 2003, p. 22). Cabe ao Poder Legislativo, por meio das Comissões de Orçamento e de Auditoria, aprovar os investimentos propostos pelo Conselho do APFC, fiscalizar a atuação e aprovar o orçamento operacional anual deste Conselho.

Quanto à gestão do FRE, entende-se que o fundo do Alaska se mostra o mais apropriado como referência a ser utilizada. Embora o Brasil seja a oitava economia mundial e com possibilidades de vir a ocupar a quinta posição nos próximos quatro anos – classificação estabelecida de acordo com o PIB – o país ainda é considerado emergente no cenário internacional, ou seja, não incluído no rol de nações desenvolvidas. Isso se deve – quando a comparação é feita com países que apresentam elevados índices de desenvolvimento humano, sociedade civil informada e atuante, como a Noruega – às fortes desigualdades sócio-econômicas (que vêm diminuindo nos últimos oito anos), aos baixos índices educacionais e de saúde, ao elevado grau de corrupção verificado nas esferas governamentais e a incipiente robustez das instituições brasileiras, posto que é recente o processo de redemocratização do país.

Considerando esses fatores e à luz das lições aprendidas com Fundos de Petróleo que apresentam fraco desempenho – via de regra estabelecidos em países onde a cidadania não é exercida em sua plenitude, em que as decisões governamentais são pouco transparentes, as regras e as leis mudam com certa frequência, o patrimonialismo é traço marcante da gestão pública, o poder é excessivamente concentrado no Executivo e onde a fiscalização no uso do dinheiro público é deficiente

⁷⁰ A seleção dos membros do Conselho é feita de forma rigorosa, de sorte a evitar que os mesmos sejam nomeados de acordo com a conveniência e o favorecimento pessoal do Governador. Além da exigência de que a presidência do Conselho seja exercida em caráter rotativo, a exoneração de quaisquer membros do Conselho pelo Governador deve vir acompanhada de uma declaração escrita e a ser divulgada publicamente contendo os motivos da exoneração.

– é que se preconiza nesta dissertação adotar, com algumas adaptações compatíveis com a realidade brasileira, o modelo de gestão e de fiscalização do Alaska Permanent Fund a ser utilizado pelo FRE, conforme ilustrado na Figura 4.

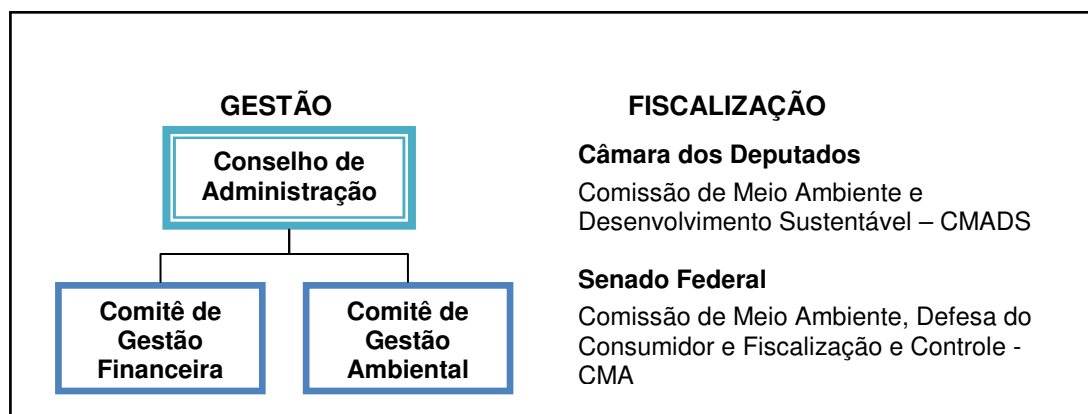


Figura 4 – Modelo de gestão e fiscalização do Fundo de Redução de Emissões.

O Conselho de Administração é a instância máxima do FRE, cuja presidência caberá ao Ministro do Meio Ambiente. Além deste, a composição do Conselho deverá, por hipótese, contemplar os seguintes membros, designados para um mandato de quatro anos e sem direito a remuneração:

- 1 Representante do Ministério da Fazenda;
- 1 Representante da Comissão Interministerial de Mudanças Climáticas;
- 1 Representante do Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social;
- 1 Representante dos Estados;
- 1 Representante dos Municípios;
- 2 Representantes da Sociedade Civil com notório saber no tema, indicados pelo Ministro do Meio Ambiente e a serem aprovados pelas Comissões de Meio Ambiente da Câmara dos Deputados e do Senado Federal.

Competirá ao Conselho de Administração, dentre outras atribuições:

- Definir a forma pela qual parcela das rendas petrolíferas da União deverá ser repassada ao FRE (conforme propostas apresentadas no item 5.2.1 desta dissertação);

- Regularizar as diretrizes gerais de alocação dos recursos do fundo para fins de poupança e de investimento em projetos estratégicos relacionados à mitigação das emissões de CO₂ e ao enfrentamento das mudanças climáticas;
- Aprovar anualmente o plano de trabalho, os programas e projetos a serem desenvolvidos pelos Comitês de Gestão Financeira e de Gestão Ambiental, bem como o orçamento para custear as despesas operacionais desses Comitês;
- Contratar auditores independentes (sem subordinação a órgãos públicos) para avaliar o desempenho do FRE a cada ano, tanto nos aspectos financeiros como ambientais;
- Nomear os membros dos Comitês;
- Submeter anualmente o relatório de desempenho do FRE para aprovação das Comissões de Meio Ambiente da Câmara dos Deputados e do Senado Federal.

A gestão operacional do FRE deverá ser exercida por dois Comitês distintos: o Comitê de Gestão Financeira e o Comitê de Gestão Ambiental. O primeiro terá por objetivo exclusivo administrar os recursos do FRE a serem poupados, cabendo-lhe as seguintes atribuições básicas⁷¹:

- Definir a rentabilidade mínima esperada das aplicações financeiras;
- Estabelecer os níveis máximo e mínimo de risco que poderão ser assumidos na realização dessas aplicações;
- Definir, em conjunto com o Comitê de Gestão Ambiental, os beneficiários que terão direito aos dividendos a serem distribuídos anualmente;
- Eleger os tipos de ativos que comporão a carteira dos investimentos financeiros, e seus respectivos percentuais (máximo e mínimo) sobre o total investido;
- Disponibilizar, via *internet*, acesso público às informações sobre as aplicações realizadas e seus resultados.

Tal como na Noruega, as aplicações financeiras do FRE poderiam ficar sob a responsabilidade do Banco Central, ou então do BNDES. A título de exemplo, o Comitê de Gestão Financeira poderá ser composto por:

⁷¹ Tomou-se como referência para a definição dessas atribuições o artigo oitavo do PL 5.940/09, no qual é definida as responsabilidades do Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social a ser criado.

- 1 Representante do Ministério da Fazenda;
- 1 Representante do Banco Central;
- 1 Representante do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão;
- 1 Representante de uma instituição sem fins lucrativos vinculado ao setor financeiro, tal como a AMBIMA (Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais).

Com relação ao Comitê de Gestão Ambiental, este terá como responsabilidade operacionalizar as ações do FRE referentes à redução das emissões de CO₂ e ao enfrentamento das mudanças climáticas (ver item 5.4 desta dissertação). Dentre as principais atribuições desse Comitê, destacam-se

- Definir os critérios pelos quais deverão ser elegíveis projetos a serem financiados com recursos do FRE;
- Viabilizar, acompanhar e fiscalizar esses projetos; articular e integrar iniciativas dos setores público e privado, bem como de instituições da sociedade civil, visando soluções otimizadas para os problemas decorrentes da mudança do clima causados pela emissão de gases de efeito estufa;
- Centralizar as rendas petrolíferas da União destinadas ao combate das mudanças climáticas, conforme descrito no item 5.1.2 deste trabalho;
- Prover recursos para instituições vinculadas ao Governo Federal na área de mudança do clima, tais como a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima e o Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas;
- Disponibilizar, via *internet*, acesso público às informações sobre as ações realizadas e seus resultados.

O Comitê de Gestão Ambiental poderia ter a seguinte composição:

- 1 Representante do Ministério do Meio Ambiente;
- 1 Representante do IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis;
- 1 Representante da ABEMA – Associação Brasileira de Entidades Estaduais de Meio Ambiente;
- 1 Representante da ANAMMA – Associação Nacional de Órgãos Municipais de Meio Ambiente;

- 1 Representante do FBMC – Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas;
- 1 Representante da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima;
- 2 Representantes da sociedade civil com notório conhecimento da matéria.

De forma a reduzir a possibilidade de uso discricionário dos recursos do FRE pelo Poder Executivo – já atenuado pela previsão de participação de representantes da sociedade no Conselho de Administração e nos Comitês de Gestão, tal como no fundo do Alaska – a fiscalização e a aprovação anual das atividades do fundo devem ficar a cargo do Poder Legislativo. Esta é uma forma democrática de dividir responsabilidades, na medida em que o Parlamento congrega partidos da oposição e da situação, e tem como princípio fundamental representar os interesses da sociedade brasileira. Essa fiscalização seria exercida por meio das seguintes Comissões Legislativas:

- a) Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável – CMADS, composta por vinte e três Deputados Federais;
- b) Comissão do Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle – CMA, composta por dezessete Senadores.

Anualmente, os Comitês de Gestão Financeira e Ambiental prestariam contas ao Conselho Administrativo das atividades realizadas e dos resultados obtidos. Após a análise crítica pelo Conselho, este enviaria o relatório final do FRE, juntamente com o relatório de auditoria elaborado por auditores independentes, para a avaliação e aprovação das Comissões Parlamentares. Como ressalta Tsalik (2003, p. 51), esses diferentes níveis de responsabilização somente funcionam se houver de fato separação de poderes entre as instituições que gerenciam e fiscalizam fundos dessa natureza. Neste sentido, as Comissões podem desempenhar um importante papel para o sucesso e a governança do FRE, funcionando como guardiões do dinheiro público e dos interesses da sociedade, possibilitando que a riqueza obtida com a exploração do petróleo e gás natural possa, de fato, ser utilizada em benefício da população brasileira, tanto das gerações atual como futura.

5.3.2 Fatores Críticos de Sucesso do Fundo de Redução de Emissões

Para que o Fundo de Redução de Emissões cumpra com efetividade seus objetivos de poupança e de investimentos em ações para reduzir as emissões de CO₂ e mitigar os efeitos das mudanças climáticas, se faz necessário o atendimento de alguns fatores críticos de sucesso, ou seja, elementos essenciais para que aqueles objetivos possam ser atingidos satisfatoriamente. Dentre esses fatores, os mais importantes estão elencados a seguir.

Marco Regulatório

Estabelecer um marco regulatório que defina, em lei, os critérios básicos de funcionamento do FRE e de suas instâncias gerenciais (Conselho e Comitês de Gestão). Por exemplo: regras de movimentação de recursos e de prestação de contas; métodos de gestão e de prestação de contas; princípios de governança aos quais o FRE estará submetido – por exemplo, as formas de responsabilização e os limites de competência dos gestores. Estabelecer um marco regulatório é fundamental para evitar, na medida do possível, mudanças de regras e para garantir credibilidade às atividades do fundo⁷².

Transparência e Controle

É imperativo estabelecer mecanismos de transparência e controle sobre as atividades do FRE, de sorte a limitar as possibilidades de uso indevido dos seus recursos, isto é, incompatíveis com os propósitos e prioridades estabelecidas. Ao analisar a utilização das rendas petrolíferas mexicanas, Quiroz (2004, p.64) enfatiza que “somente a transparência e o controle dos recursos permitirão reduzir a corrupção”. Quanto maior a transparência, maior a possibilidade de que as rendas petrolíferas alocadas no FRE sejam utilizadas em prol do interesse público. Diferentes são os instrumentos para prover transparência e controle:

- No Alaska Permanent Fund todas as informações são tornadas públicas, exceto aquelas de caráter confidencial sobre as companhias nas quais o fundo detém participação acionária (TSALIK, 2003, p. 24). Poderão ser disponibilizados na página da *internet* do FRE os relatórios sobre os investimentos financeiros, o detalhamento dos projetos financiados, as rendas petrolíferas transferidas

⁷² O fundo do Alaska foi criado por emenda constitucional, o que lhe garante uma proteção institucional contra mudanças a serem feitas pelo governo que está no poder em determinada época (TSALIK, 2003, p. 21). Já o fundo de Alberta foi criado por ato do poder Legislativo e está subordinado ao Governador da província. Por isso esse fundo está sujeito a ingerência política.

anualmente para o FRE, as resoluções tomadas pelo Conselho de Administração, os ganhos obtidos com as aplicações financeiras, os relatórios de auditores independentes etc.

- As receitas, despesas e o balanço das atividades do FRE devem ser submetidos anualmente às Comissões Parlamentares de Meio Ambiente da Câmara dos Deputados e do Senado Federal;
- As atividades do FRE, tanto financeiras como na área ambiental, devem ser examinadas anualmente por auditores independentes⁷³.

Senso de Propriedade Pública

É importante que a sociedade brasileira perceba que o FRE tem por finalidade precípua beneficiar a todos, revertendo parcela da riqueza gerada pelas rendas petrolíferas para a solução de problemas ambientais que afetam a população. No Alaska e na Noruega, esse sentimento é obtido, respectivamente, com a distribuição de dividendos e com o pagamento de pensão para as futuras gerações (TSALIK, 2003, p. 50). Além disso, nesses países há um forte compromisso em tornar públicas e transparentes as atividades dos seus Fundos de Petróleo que, ao disponibilizam informações completas sobre as suas operações, reforçam no cidadão a percepção de que é ele, em última instância, o verdadeiro dono da riqueza do petróleo.

No caso do FRE, entende-se que a efetivação de políticas públicas voltadas para a solução de questões ambientais amplas seja suficiente para enraizar, gradativamente, esse senso de propriedade pública. Por exemplo: investimentos em recuperação de recursos hídricos poluídos conjugados com investimentos na melhoria do saneamento básico em localidades onde a falta de tratamento de esgotos é a principal causa dessa poluição; reflorestamento de áreas degradadas; melhoria da qualidade do ar nas grandes metrópoles e no entorno de polos industriais; recuperação de encostas em áreas de risco etc. É fazer com que o FRE seja um veículo para implementar pressupostos básicos da economia do meio ambiente, como a compatibilização entre o desenvolvimento econômico e a sustentabilidade ambiental.

⁷³ “Nos países avançados, procedimentos firmemente estabelecidos de administração tributária, declaração e auditoria dão credibilidade aos dados informados. Alguns países em desenvolvimento também publicam dados básicos sobre as receitas do petróleo na documentação orçamentária. Contudo, esses dados nem sempre são monitorados e verificados de forma sistemática” (FMI, 2005, p. 40).

As dimensões ambiental e econômica, quando bem articuladas, integradas e planejadas, podem contribuir significativamente para a melhoria das condições sociais, uma vez que são fatores interdependentes e que perpassam diferentes aspectos da vida humana como saúde, educação e lazer. Manter Unidades de Conservação, incentivar fontes renováveis de energia, preservar ecossistemas, reciclar, dispor e tratar os resíduos sólidos urbanos, poupar e utilizar de forma racional os recursos naturais, são ações que se revertem, inevitavelmente, em benefícios econômicos (emprego e renda) e ambientais e, como corolário desses dois últimos, em benefícios sociais cristalizados em melhor qualidade de vida. Se tais objetivos forem viabilizados – no todo ou em parte – com dinheiro do FRE, maior será a percepção da população de que esse fundo é de utilidade pública e, portanto, maior tenderá a ser a pressão para que os recursos do FRE sejam adequadamente gerenciados e alocados.

Separação de Poderes

A separação de poderes significa conferir múltiplos níveis de responsabilização sobre as atividades do FRE no que respeita à sua gestão, operação e fiscalização. Esse é um fator crítico para evitar a concentração excessiva de poder em uma única esfera governamental⁷⁴. Do contrário, o FRE pode ficar suscetível a ingerências políticas, mudanças de regras, gastos desnecessários e alocação de recursos contrária aos seus objetivos.

O modelo de gestão e de fiscalização do FRE proposto no item 5.3.1 foi projetado com o intuito de proporcionar maior autonomia e independência entre os diferentes níveis que são responsáveis pelas atividades do fundo: internamente, os Comitês de Gestão Financeira e Ambiental devem se reportar ao Conselho de Administração, o qual, por sua vez, deve prestar conta anualmente às Comissões Parlamentares de Meio Ambiente da Câmara dos Deputados e do Senado Federal, responsáveis pela fiscalização do FRE. Adicionalmente, essa maior autonomia e independência é reforçada pela participação da sociedade civil tanto no Conselho como nos Comitês, pela realização de avaliações a serem conduzidas por auditores independentes, bem

⁷⁴ Pelo Projeto de Lei 5.940/2009, a arquitetura institucional do Fundo Social a ser criado não é autônoma, uma vez que todas as suas instâncias estão concentradas no Poder Executivo. Dado que a democracia brasileira é jovem e que o controle social ainda é débil no Brasil, isso não é de todo recomendável. São grandes as possibilidades de serem incorridos os mesmos erros dos países em que os Fundos de Petróleo não tiveram êxito, nos quais as rendas petrolíferas são utilizadas de acordo com interesses políticos e com pouca transparência.

como pela divulgação pública de todas as informações sobre as atividades do FRE, exceto aquelas de caráter estritamente confidencial.

Gestão Pública Eficiente

Ainda que a transparência, o controle, a separação de poderes e o senso de propriedade pública sejam elementos importantes para o sucesso do Fundo de Redução de Emissões, não há como levar a termo a alocação efetiva das rendas petrolíferas para fins de poupança e para investimentos em ações de sustentabilidade ambiental sem que haja uma gestão pública competente, composta por um quadro de pessoal qualificado para administrar esses recursos.

A necessidade de modernização da máquina pública torna-se ainda mais relevante quando se reconhece o caráter diferencial das rendas petrolíferas. Estas não são receitas no sentido habitual, uma vez que envolvem a utilização de riqueza proporcionada pela exploração de recursos não renováveis como o petróleo e o gás natural e, ao contrário de outras receitas, estão sujeitas a maiores flutuações ao longo do tempo.

Inúmeros são os desafios de gestão a serem enfrentados pelo governo e que impactam diretamente a sua capacidade de desenvolver políticas públicas adequadas (AFONSO, 1998, P. 16). É fundamental que os gestores do FRE sejam capacitados gerencialmente para enfrentar os desafios inerentes à alocação das rendas petrolíferas, tais como obter o máximo rendimento das aplicações financeiras, investir em projetos ambientais que tragam resultados concretos em benefício da população e evitar o desperdício de dinheiro público, mantendo os gastos e receitas do FRE sob controle estrito.

Neste sentido, o dia a dia operacional dos Comitês de Gestão Financeira e Ambiental deve ser conduzido por gestores profissionais e com *expertise* em suas respectivas áreas de atuação, isto é, pessoas capacitadas e qualificadas, nomeadas por meritocracia e não por critérios políticos, oportunistas ou fisiológicos. A condução das atividades do FRE deverá ser pautada por alguns princípios básicos preconizados nas boas práticas de gestão pública: i) orientada para o interesse dos cidadãos, e não por práticas patrimonialistas; ii) voltada para a obtenção de resultados eficazes nos aspectos econômico, ambiental e social; iii) desenvolvimento de ações respeitando a ética nos negócios; iv) governança administrativa.

Uma vez conhecidas as fontes de recursos, as finalidades, o modelo de gestão e os fatores críticos de sucesso para o funcionamento efetivo do FRE, é possível comparar as principais características que o distinguem do Fundo Clima instituído no final de 2009 (ver item 5.1.2), conforme pode ser visualizado no Quadro 21.

Característica	Fundo Clima	Fundo de Redução de Emissões
Percentual de recursos a serem transferidos para o fundo	Não há percentual fixo. Imprevisibilidade. Dificulta planejar	Percentual fixo ou equivalência. Previsibilidade. Planejamento mais efetivo
Rendas petrolíferas da União a serem destinadas ao fundo	Somente a participação especial do MMA no regime atual de concessão	Royalties e participações especiais (regime de concessão) e royalties (partilha de produção)
Gestão e fiscalização	Centralizada no Executivo	Separação de Poderes
Contingenciamento de recursos	Não há na Lei 12.114/2009 qualquer tipo de mecanismo para evitar o contingenciamento de recursos	Pressuposto básico
Critérios de governança	Não estão definidos e explicitados	Pressuposto básico
Finalidade de poupança	Não contempla (é mais um instrumento de financiamento de mercado)	Pressuposto básico
Rendas petrolíferas do Pré-Sal	Não contempla os recursos do Pré-Sal, visto que as participações especiais se aplicam somente ao regime de concessão	Contempla os royalties do Pré-Sal (partilha de produção), além dos royalties e participações especiais do regime de concessão

Quadro 21– Comparação entre o Fundo de Redução de Emissões e o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima. Elaboração própria.

Em linhas gerais, uma análise preliminar das características acima permite concluir que a arquitetura conceitual do Fundo Clima é tradicional, no sentido em que pouco difere daquelas apresentadas por fundos similares administrados pelo Governo Federal, em particular os fundos setoriais já existentes: possibilidade de contingenciamento de recursos; gestão e fiscalização centralizada no poder executivo; inexistência de critérios explícitos de governança; e recursos utilizados sem finalidade de poupar para o futuro. Essas são diferenças fundamentais entre o Fundo Clima e o Fundo de Redução de Emissões. Além disso, este último disporá de um volume de recursos muito superior àquele, na medida em que incorpora as rendas petrolíferas distribuídas à União como um todo – e não apenas as participações especiais destinadas ao MMA –, tanto no modelo atual de concessão, como também no regime de partilha de produção a ser adotado para os campos petrolíferos do Pré-Sal.

5.4 Perspectivas de Alocação dos Recursos do Fundo de Redução de Emissões

Como proposto no item 5.2.2, entre 70% e 80% das rendas petrolíferas a serem transferidas para o Fundo de Redução de Emissões devem ser empregados em ações que tenham por objetivo atenuar e prevenir os efeitos das emissões de CO₂, contribuindo, por meio de processos de mitigação e de adaptação, para o enfrentamento das mudanças climáticas responsáveis pelo aquecimento global.

O Quarto relatório do IPCC, lançado em 2007, indica que um aumento de temperatura acima de 2° C em relação ao início da era industrial traria consequências desastrosas para a economia dos países e o bem-estar da humanidade em termos de saúde, segurança alimentar e meio ambiente, comprometendo o desenvolvimento sustentável. No Brasil, “um aumento de temperatura desta magnitude traria graves reflexos sobre a produção agrícola, a integridade das florestas e da biodiversidade, a segurança das zonas costeiras e a disponibilidade hídrica e energética. Implicaria, portanto, em retrocesso no combate à pobreza e na qualidade de vida da sociedade” (Instituto Ethos, 2009). De acordo com o Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas (2007, p. 8), os impactos atuais e potenciais da mudança do clima podem se fazer sentir em diferentes frentes e sob variadas formas no Brasil, tais como:

- a) Ecossistemas no território brasileiro: desertificação do semi-árido; redução de florestas, especialmente na Amazônia; mudanças no Cerrado e no Pantanal;
- b) Sistemas sociais no país: grandes cidades; áreas costeiras e oceânicas; áreas de favelas e palafitas; defesa civil em eventos atmosféricos severos;
- c) Saúde pública: endemias e epidemias; problemas respiratórios;
- d) Econômica, especialmente na agricultura;
- e) Mudança do regime hidrológico: impacto nos usos da água (geração hidrelétrica, navegação, lazer, pesca etc.) e na oferta de água (secas e cheias).

No final de 2006, sob encomenda do governo britânico, foi realizado um estudo sobre os efeitos na economia mundial das alterações climáticas até o final do século XXI. O documento, conhecido como Relatório Stern, estima que na ausência de políticas de controle da emissão de CO₂ – gás de efeito estufa responsável por mais de 75% de

todas as emissões – o custo financeiro das mudanças climáticas será equivalente à perda anual de, no mínimo, 5% do PIB global, podendo chegar a 20%⁷⁵. O estudo indica ainda que seriam necessários investimentos anuais da ordem de 1% do PIB mundial para atenuar os efeitos dessas mudanças num prazo de cinquenta anos⁷⁶, sinalizando desse modo que os custos da mitigação são bastante inferiores às externalidades negativas causadas pelas emissões, tanto em termos ambientais, como sociais e econômicos. Em síntese, economicamente é mais lucrativo agir a partir do presente do que não fazer nada para controlar as emissões de CO₂.

Inspirado no Relatório Stern e com o objetivo de identificar as principais vulnerabilidades da economia e da sociedade brasileira em relação às mudanças climáticas, algumas das mais importantes instituições públicas e privadas do país formaram um consórcio para desenvolver o estudo intitulado “Economia da Mudança do Clima no Brasil: custos e oportunidades” (MARCOVITCH, 2010). Esse estudo assinala que o Brasil pode perder cerca de R\$ 3,6 trilhões até 2050 em razão dos impactos provocados pelas mudanças climáticas no país, o que equivaleria a jogar fora pelo menos um ano inteiro de crescimento nos próximos quarenta anos. Apesar dessas perdas potenciais, o estudo também aponta oportunidades associadas à “economia verde” ou de baixo carbono, por meio de ações de mitigação (redução do desmatamento da Amazônia, uso de biocombustíveis, eficiência energética) e de adaptação (melhoramentos genéticos de plantas cultiváveis, gestão costeira).

Tanto as ações de adaptação como de mitigação propostas no estudo acima envolvem recursos financeiros vultosos, quer seja sob a ótica dos custos a serem incorridos, quer sob o prisma da obtenção de receitas para financiá-las. No primeiro caso, e tendo em vista reduzir as emissões na Amazônia causadas pelo desmatamento e uso da terra, sugere-se que seja feito um ressarcimento aos agricultores da Amazônia por não exercerem atividades agropecuárias, pagando-lhes um valor mínimo de US\$ 3 por tonelada de carbono contido na floresta⁷⁷

⁷⁵ As consequências das mudanças climáticas serão mais fortes nos países com economias menos desenvolvidas, em razão da baixa renda da população, da falta de recursos financeiros para enfrentar situações de emergência, e da grande dependência de atividades econômicas sensíveis a essas mudanças, como a agricultura, a pesca e o extrativismo.

⁷⁶ Com esse investimento seria possível estabilizar a concentração de gases de efeito estufa na atmosfera entre 450 e 550 ppm (parte por milhão), o que significaria a redução de 25% das emissões atuais até 2050.

⁷⁷ Este mecanismo é denominado REDD (redução de emissões de desmatamento e degradação de florestas). É um pagamento aos proprietários de terras para ressarcir-lhes o custo de oportunidade por renunciarem a explorar áreas com atividades agropecuárias na Amazônia. Com base nas projeções de desmatamento entre 2010-2050, o custo anual máximo de um programa desse tipo seria atingido no quadragésimo ano – variando de US\$ 460 milhões a US\$ 2,6 bilhões.

(MARCOVITCH, 2010, p. 59). Com relação à captação de recursos financeiros, é proposto que seja instituído um imposto uniforme – entre US\$ 10 e US\$ 50 por tonelada de CO₂ equivalente – incidente sobre todos os usuários de um combustível emissor e sobre as emissões decorrentes de atividades dos setores da economia, ou seja, não originadas do uso de combustíveis, tal como a produção de metano na pecuária bovina (MARCOVITCH, *op. cit.*, p. 67).

Contudo, a proposta de ressarcimento aos agricultores da Amazônia não explicita de onde virão os recursos para evitar o desmatamento. Com relação à adoção de um imposto uniforme, não é feita menção quanto ao *modus operandi* que deverá ser adotado para cobrar a taxa de carbono, isto é, quem será responsável, como o dinheiro será arrecadado e gerenciado, como a população pobre poderá ser afetada e compensada etc.

As dificuldades financeiras, operacionais e de competências que hoje cercam a implementação de programas governamentais para reduzir as emissões brasileiras de CO₂ podem ser parcialmente equacionadas se um determinado montante das rendas petrolíferas cabíveis à União for destinado para um Fundo de Redução de Emissões, tal qual o propugnado nesta dissertação.

Nesse contexto, o FRE pode se constituir em um instrumento pelo qual a economia marrom – excessivamente dependente da energia procedente dos combustíveis fósseis – financiaria a adoção de pressupostos preconizados pela economia verde. De acordo com o Relatório Towards a Green Economy (UNEP, 2011), em sua forma mais básica uma economia verde seria aquela que tem baixas emissões de carbono, utiliza os recursos naturais de forma eficiente e é socialmente incluyente. Em uma economia verde o aumento de renda e a geração de empregos devem ser derivados de investimentos públicos e privados destinados a reduzir as emissões de carbono, promover a eficiência energética e evitar a perda de diversidade biológica e de serviços ambientais. Por ser um fundo governamental capitalizado com recursos que, em última instância pertencem a toda a sociedade brasileira, o FRE deve estimular o uso de novas tecnologias, processos e produtos que conduzam a uma economia menos intensiva em carbono e a custos competitivos. Significa o governo agindo em favor do interesse da sociedade como um todo, sem privilegiar grupos sociais específicos, haja vista que as emissões de gases de efeito estufa e as mudanças do clima delas decorrentes atingem a todos indistintamente, sendo, portanto, democráticas por excelência. É também uma forma de promover uma maior justiça

social, na medida em que as populações mais pobres são as mais vulneráveis às alterações climáticas, uma vez que a exploração de recursos naturais se constitui em importante fonte de subsistência para essas pessoas, como no caso da pesca artesanal e da agricultura familiar.

O crescimento considerável da infraestrutura da economia brasileira previsto para as próximas décadas, tais como energia, transporte e construção, terá importantes impactos em termos de emissões de CO₂. Esses são setores que podem incorporar – via inovação de produtos e processos, e desde que estimulados por políticas governamentais indutoras tais como as preconizadas nesta dissertação – tecnologias de baixo carbono. A seguir são sugeridas ações que poderão ser desenvolvidas com recursos do FRE para mitigar as emissões de gases de efeito estufa no Brasil, não apenas na produção de petróleo e gás natural, mas também em diferentes setores da nossa economia. De acordo com a Figura 5, essas ações se dividem em três categorias interdependentes: redução, substituição e compensação de emissões.

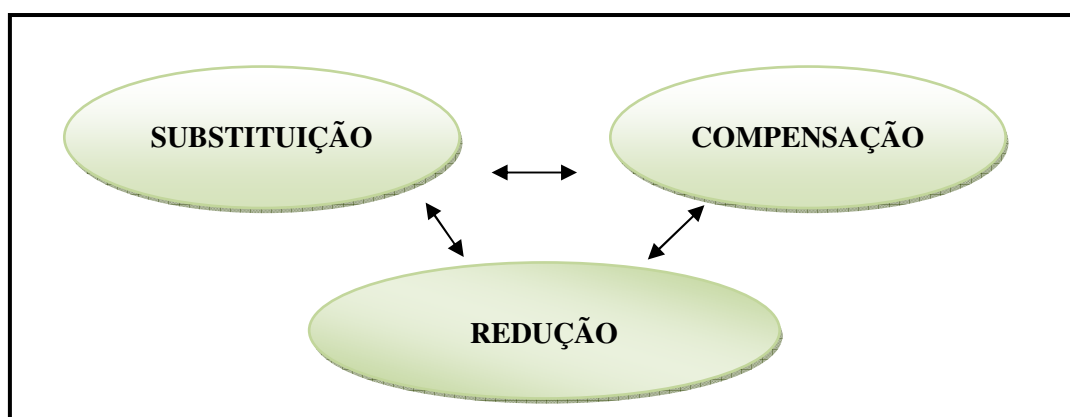


Figura 5 – Tipos de ações para alocação dos recursos do FRE.

As ações de substituição dizem respeito ao financiamento de projetos e programas que tenham por objetivo disponibilizar recursos para promover a substituição de fontes energéticas, materiais e equipamentos já em uso e que apresentam emissões elevadas de gases de efeito estufa, por aqueles que são menos carbono intensivo. Tais ações incluem, dentre outras:

- Promover maior integração do modal rodoviário com o ferroviário e hidroviário, sobretudo para percursos de longa distância e com carga elevada a ser transportada, substituindo o uso de caminhões por trens e barcas;

- Fomentar a substituição gradativa da gasolina e do diesel por gás natural veicular e biocombustíveis;
- Aumentar a utilização do biodiesel pela frota de caminhões;
- Substituir a utilização de lenha e de carvão vegetal não renováveis – valor que alcança 19,2% das emissões totais de CO₂ por parte do setor industrial brasileiro (Schaeffer, 2009, p.22) – por biomassas de florestas energéticas, sobretudo nos segmentos siderúrgico, cerâmica, papel e celulose e de alimentos;
- Ampliar a participação do gás natural nas indústrias em substituição ao diesel e ao óleo combustível;
- Financiar investimentos voltados para a modernização, a atualização tecnológica e a implementação de novos processos produtivos – incluindo a produção de petróleo e gás natural –, substituindo gradativamente aqueles que operam com tecnologia obsoleta, demandam elevadas quantidades de energia e que apresentam emissões elevadas por unidade produzida. Schaeffer (op. cit., p. 24) propõe, por exemplo, ações de melhoria de combustão em caldeiras e fornos em geral, implantação de sistemas de recuperação de calor em processos variados (sistemas de vapor, integração de processos e recuperação de calor em fornos);
- Desenvolver programas de eficiência energética, substituindo equipamentos menos eficientes e energo intensivos por outros de maior rendimento, tanto pelo lado da oferta quanto do uso da energia;
- Fomentar a substituição de materiais e equipamentos nas edificações. Por exemplo (IPCC, 2007, p. 16), aparelhos elétricos e de aquecimento e refrigeração mais eficientes; energia solar passiva e ativa para aquecimento e refrigeração; fluidos alternativos de refrigeração, recuperação e reciclagem de gases fluorados. Além disso, pode-se incentivar a substituição do cimento, do ferro e dos tijolos convencionais (materiais com altas emissões de carbono associados) por madeira certificada, sobretudo nas construções de casas populares, cujo déficit habitacional no Brasil é de cerca de 8 milhões de unidades em 2011 (Zanetti, 2011, p. 2).

A alocação dos recursos do Fundo de Redução de Emissões em ações de compensação deve privilegiar projetos que visem suprimir o impacto das emissões resultantes de determinada atividade econômica, e que gerem benefícios capazes de atenuar, no todo ou em parte, os impactos causados por essas emissões. Por exemplo:

- Tratamento de efluentes e resíduos, reciclagem e economia de materiais, compreendendo todo o ciclo de vida dos produtos;
- Financiamento de projetos elegíveis no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), os quais devem ter seus processos de avaliação simplificados e agilizados no Brasil;
- No caso de refinarias de petróleo, adotar medidas como a integração energética, o controle de incrustações e o uso de sensores avançados. Segundo Schaeffer (2009, p. 9), considerando uma taxa de desconto de 8% a.a, tais medidas apresentam custo marginal de abatimento (US\$/tCO₂e) de US\$ 20, US\$ 116 e US\$ 275, respectivamente. Para esse autor (op.cit., p. 10), esses elevados custos indicam “a possibilidade de ação do Estado no sentido de favorecer a adoção de medidas de redução de emissões de carbono em refinarias brasileiras”. Neste sentido, o FRE pode ser um dos instrumentos a ser utilizado para tal;
- Desenvolvimento e adoção de tecnologias que emitem menos gases de efeito estufa durante a extração e produção de petróleo e gás natural, e que sejam adaptáveis às condições brasileiras nas quais a indústria petrolífera está inserida. Uma possibilidade que vem sendo estudada para os campos do Pré-Sal é a adoção da tecnologia de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ (CCGS, na sigla em inglês).
- Sequestro e armazenamento de carbono nos setores industrial (siderúrgico, petroquímico, cimento);
- Utilização de tecnologias e práticas de mitigação na agropecuária: armazenamento de carbono no solo; recuperação de solos turfosos cultivados e terras degradadas; melhoria das técnicas de aplicação de fertilizante nitrogenado para reduzir as emissões de N₂O (óxido nitroso); manejo da pecuária e do esterco para reduzir as emissões de metano etc. (IPCC, 2007, p. 17);
- Recuperação e conservação da biodiversidade das áreas afetadas pelos empreendimentos em atividade;
- Plantio de florestas nativas de ecossistemas ameaçados, como o Cerrado e a Mata Atlântica;
- Criar linhas de financiamento para que os empreendedores possam promover investimentos em energia limpa (eólica, termossolar, solar térmica etc.), como forma de compensar as emissões advindas das atividades já implementadas ou a serem implementadas;

- Estruturar mecanismos para que atividades emissoras possam compensar suas emissões por meio do pagamento pela prestação de serviços ambientais, sobretudo daqueles realizados por populações que vivem na floresta (comunidades tradicionais, populações indígenas e pequenos produtores rurais). Por exemplo, atividades como manter a floresta em pé ou evitar o desmatamento contribuem para a retenção ou captação de carbono, a conservação da biodiversidade e a conservação de serviços hídricos.

Finalmente, as ações de redução de emissões são todas aquelas que podem ser viabilizadas com o suporte financeiro dos recursos do FRE e que, embora não estejam diretamente associadas às ações de substituição e de compensação, são complementares a estas. A seguir, são ilustradas ações de redução de emissões em sentido estrito. São elas:

- Conservação de florestas e redução dos desmatamentos e queimadas, incentivando a adoção de programas voluntários tal como o REDD (Marcovitch, 2010, p. 59);
- Fomento de atividades de pesquisa e desenvolvimento para o enfrentamento das mudanças climáticas, incluindo tecnologias e práticas de mitigação de gases de efeito estufa. Internacionalmente, “já existe um repertório amplo de tecnologias de baixo carbono abrangendo um leque expressivo de setores” (CDES, 2010, p. 10). Cabe adaptá-las à realidade brasileira⁷⁸.
- Expansão do uso de fontes renováveis de energia e de biocombustíveis, incluindo atividades de pesquisa e desenvolvimento de novas rotas tecnológicas, capazes de incorporar os conhecimentos da biotecnologia para potencializar a produtividade da biomassa a ser utilizada para fins energéticos. Como ressalta entusiasticamente Ignacy Sachs (2005, p.201), o Brasil poderá vir a ser líder de uma possível “civilização moderna de biomassa”, tendo o etanol e o biodiesel como locomotivas dessa posição de liderança;
- Nos setores de transporte e industrial, atualmente os maiores contribuintes das emissões brasileiras de GEE (não considerando o desmatamento) – tendência que deverá se manter nos próximos anos com o desenvolvimento econômico previsto para o país (MME, 2007 –PNE 2030, p. 261) – podem ser adotadas medidas como: aumento da participação do transporte ferroviário, hidroviário, dutoviário e

⁷⁸ O Anexo A do relatório do CDES (2010, p. 16) fornece uma lista contendo as principais tecnologias e práticas de mitigação por setor.

de esteiras na matriz de transporte brasileira (CDES, 2010, p. 13); uso obrigatório de catalisadores e limites de emissão veicular; incentivos ao uso de filtros de tratamento de gases poluentes e à incorporação de tecnologias mais limpas nas indústrias eletrointensivas a serem instaladas;

- Desenvolvimento de programas de licitações tecnológicas, pelos quais se utilizaria o poder de compra governamental para a aquisição de equipamentos mais eficientes quando das licitações públicas;
- Provisão de recursos para o apoio a programas e políticas do Governo Federal relacionadas ao meio ambiente, tais como: Fundo Amazônia; Fundo Nacional sobre Mudança do Clima; Política Nacional de Resíduos Sólidos; ações do Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas; Política Nacional sobre Mudança do Clima;
- Utilização de resíduos da biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz etc.) para a geração descentralizada de energia elétrica, sempre que possível, pelo processo de cogeração;
- Elaboração, revisão e implementação de normas técnicas que ajudem a reduzir as emissões de gases de efeito estufa nas diferentes atividades econômicas;
- Criação e manutenção de um sistema nacional de informações e do banco de dados sobre mudanças climáticas no Brasil, incluindo o inventário de emissões;
- Disseminação de instrumentos de participação e de informação para a sociedade sobre as questões ambientais: campanhas de conscientização; inserção da temática ambiental e de eficiência energética na grade curricular de escolas públicas e privadas, de forma a aumentar a capacidade de compreensão dos cidadãos sobre a relevância do meio ambiente e do uso racional de energia;
- Incentivo para a implementação de planos setoriais voltados para a redução das emissões de gases de efeito estufa, tais como os propostos pelo Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas;
- Financiamento de projetos voltados para a cogeração de energia em novos empreendimentos dos segmentos industrial e comercial;
- Financiamento de programas para aproveitamento dos resíduos, tais como (IPCC, 2007, p. 17): recuperação de metano dos aterros sanitários; incineração de resíduos com recuperação energética; compostagem dos resíduos orgânicos; reciclagem e minimização de resíduos.

6. Considerações Finais e Recomendações para Estudos Futuros

Apesar do reconhecimento da comunidade científica de que países de industrialização recente como o Brasil não contribuíram, historicamente, para causar os problemas atuais do aquecimento global da mesma forma que os países desenvolvidos, cujas emissões antrópicas de gases de efeito se acentuaram a partir da Revolução Industrial (CDES, 2010, p. 5), isso não serve, em hipótese alguma, de argumento para que o Brasil se exima da sua responsabilidade (mesmo que diferenciada dos países do Anexo I do Protocolo de Quioto) com relação às suas emissões no presente e no futuro.

Mesmo porque, há a possibilidade concreta do país passar, no horizonte de no máximo uma década, da oitava para a quinta posição entre as maiores economias do planeta, e de vir a ser um grande produtor e exportador de petróleo e gás natural. Esses são fatores que irão ter impactos econômicos e sociais importantes, tais como crescimento da renda, do consumo e do nível das atividades produtivas, o que exigirá um aumento da capacidade de geração de energia para atender às necessidades da sociedade⁷⁹. Como a maior parcela da matriz energética brasileira projetada para as próximas duas décadas ainda será composta por fontes não renováveis (petróleo e gás natural), é de supor que as emissões aumentarão significativamente se não forem adotadas medidas a partir de agora para mitigá-las.

A exploração de petróleo e gás natural na camada do Pré-Sal se constitui em uma oportunidade ímpar para que parte das rendas petrolíferas da União sejam alocadas em ações, programas e projetos ambientais. Em primeiro lugar, o aumento da produção nacional de petróleo e gás natural levará a um aumento das emissões derivadas dessa produção. Segundo, haverá recursos suficientes para que o país possa tratar adequadamente suas emissões e adotar ações de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

⁷⁹ Estudos apontam que a renda per capita no Brasil crescerá nas próximas décadas a um ritmo superior ao dos países desenvolvidos, o que deverá impulsionar a demanda por mais bens e serviços e, por conseguinte, o consumo de energia (CNI, 2008, p. 21).

De acordo com o último inventário de emissões brasileiras (MCT, 2009), em 2005 foram emitidas 1,6 bilhões de toneladas de dióxido de carbono (Gráfico 10). No mesmo ano, as emissões da produção de petróleo e gás foram de 292 Mt CO₂ (Quadro 10), ou seja, 18% do total. Se não forem consideradas as emissões decorrentes das mudanças no uso da terra e florestas (76% do total de 2005), as emissões de petróleo e gás natural teriam respondido por 73% das emissões brasileiras.

Com base em dados divulgados pelo Ministério do Meio Ambiente, Tancredi (2010, p. 40) destaca que as emissões de CO₂ geradas por usinas térmicas no Brasil aumentaram 122% no período entre 1994 e 2007, notadamente a partir de 2000. “Elas cresceram de 10,8 milhões, em 1994, para 24,1 milhões de toneladas de CO₂ em 2007. Nesse período, a capacidade instalada de térmicas cresceu 202%, passando de 7.051 MW para 21.324 MW”.

A perspectiva de aumento das emissões de CO₂ derivadas da produção de petróleo e gás natural no médio e longo prazo, considerando a entrada em operação plena dos campos do Pré-Sal, faz emergir preocupações quanto a necessidade de serem implementadas medidas e adotadas iniciativas para reverter ou, no mínimo, suavizar os impactos dessa tendência que se mostra inexorável. Apesar de o governo ter como meta incentivar o uso crescente de fontes renováveis, a matriz energética brasileira nas próximas duas décadas ainda terá a predominância das fontes não renováveis, sobretudo petróleo e gás natural. Considerando que às fontes renováveis de energia (derivados da cana de açúcar, lenha reflorestada e carvão vegetal) se associa contribuição (líquida) nula para as emissões de CO₂, “serão os derivados de petróleo os maiores contribuintes para as emissões totais ao final de 2030 – cerca de 50% do total” (MME, 2007 – PNE 2030, p. 259). O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019, (MME, 2010) prevê que nos próximos dez anos a produção de petróleo e gás aumentará 161% e 187%, respectivamente.

De acordo com relatório do Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social (CDES, 2010, p. 11) é feita uma recomendação para que “o país empregue parcela dos recursos advindos da exploração e produção sustentável do petróleo do pré-sal para ampliar projetos de eficiência energética e desenvolver pesquisas e inovação em energias renováveis, incluindo o biodiesel e o etanol de segunda e terceira geração”. Essa recomendação vai ao encontro do que se tem proposto ao longo desta dissertação, isto é, formar um Fundo de Redução de Emissões com as rendas

petrolíferas destinadas à União – atuais e aquelas que serão auferidas com o Pré-Sal – com o objetivo precípuo de mitigar as emissões de gases de efeito estufa e combater os efeitos adversos das mudanças climáticas.

Em outro trecho do referido relatório (CDES, *op. cit.*, p. 9), embora a descoberta de óleo na camada do Pré-Sal possa implicar na elevação das emissões brasileiras, a exploração dessas reservas não significa, necessariamente, aumento de emissões, visto que:

Tal exploração poderia ser feita de forma mais eficiente (econômica e ambientalmente), utilizando mecanismos como captura e armazenamento do CO₂ e medidas compensatórias. **Ademais, parte dos recursos provenientes do pré-sal poderia ser aplicada em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias, impulsionando a utilização de fontes alternativas de energia e recuperação ambiental** [grifo do autor].

Os esforços de adaptação e de mitigação do Brasil são projetados a um custo médio anual de US\$ 10 bilhões até 2020 (CDES, 2010, p. 14). Caso o Fundo de Redução de Emissões já estivesse funcionando, ele poderia contribuir com cerca de 10% desse custo anual, conforme proposta apresentada no item 5.2.1 desta dissertação. Essa contribuição não é desprezível, haja vista que as ações de adaptação e mitigação também deverão ser financiadas com recursos de outros setores da economia, recursos esses que poderiam vir a ser centralizados no FRE.

Este trabalho procurou evidenciar dois aspectos centrais. Primeiro, que as rendas petrolíferas se constituem em recursos vultosos à disposição da União e cuja alocação não está sendo feita de forma adequada, ou seja, com pouca ou nenhuma transparência e com elevado grau de contingenciamento. Segundo, que as emissões de produção nacional de petróleo e gás natural irão aumentar significativamente nos próximos anos, o que demandará esforços e recursos para atenuar seus efeitos sobre o meio ambiente, a economia e a saúde humana.

Neste sentido, o Fundo de Redução de Emissões proposto pode ser um instrumento não apenas para alocação eficiente das rendas petrolíferas mas, sobretudo, para fomentar iniciativas direcionadas para o enfrentamento das mudanças climáticas e para a redução das emissões brasileiras de gases de efeito estufa. Como corolário, espera-se que isso se reverta em melhoria da qualidade de vida, preservação do

patrimônio natural, promoção do bem estar e utilização dos recursos públicos em prol de toda sociedade brasileira, uma vez que as emissões e as mudanças do clima afetam a todos indistintamente.

Além disso, o FRE pode se constituir em uma oportunidade para que o Brasil assuma, de fato e na prática, uma posição de liderança nas questões ambientais globais, demonstrando seu pioneirismo com essa iniciativa, uma vez que inexistem na literatura internacional referências a existência de fundos de redução de emissões capitalizados com recursos oriundos de rendas petrolíferas, tal como o preconizado nesta dissertação.

Recomendações de Estudos Futuros

- a) Avaliar a possibilidade de estender a abrangência do Fundo de Redução de Emissões. Além das rendas petrolíferas, poderiam ser utilizados recursos de outras fontes de energia, sejam estas renováveis ou não. Por exemplo, royalties da mineração e de hidrelétricas;
- b) Com relação aos números apresentados no Quadro 6, é recomendável aprofundar a seguinte reflexão quanto ao princípio que deverá prevalecer quando da utilização econômica de um recurso energético: o princípio do poluidor-pagador ou o princípio do usuário-poluidor? Pelo primeiro, os custos da poluição causada ou a ser causada deverão ser internalizados pelo produtor; enquanto que pelo segundo princípio esses custos deverão recair sobre quem utiliza o recurso energético. No caso particular das emissões resultantes da produção de energia primária, seja ela originada de fontes renováveis ou não, é justo responsabilizar prioritariamente quem usa a energia e não quem a produz? Não seria o mesmo que imputar a responsabilidade pela poluição do ar aos consumidores de derivados de petróleo, ao invés de quem os produz e fornece? Se, tendo em vista atender a demanda e garantir a segurança energética, é inexorável produzir energia a partir de fontes mais poluentes, por que então não se criar mecanismos financeiros (nacionais e/ou internacionais) de compensação ambiental financiados pelo gerador da energia mais poluente, cujos recursos poderiam ser convertidos para a produção de energia mais limpa?
- c) Investigar a pertinência do seguinte questionamento: caso os inventários nacionais de gases de efeito estufa diferenciassem as emissões derivadas da

oferta interna bruta de energia daquelas oriundas da produção primária de energia, haveria alguma mudança quanto a classificação dos países Anexo I e Não Anexo I do Protocolo de Quioto com relação às suas responsabilidades pela emissão de GEE?

- d) Analisar a viabilidade do IPCC começar a utilizar, além das metodologias *top-down* e *bottom-up*, uma metodologia que considerasse as emissões de dióxido de carbono por produção de combustíveis, de forma a mensurar a responsabilidade exclusiva dos países, conforme visto no Capítulo 3 desta dissertação.

Referências Bibliográficas

- AFONSO, J.R.R. **Municípios, arrecadação e administração tributária: quebrando tabus.** 1998. Disponível em www.bndes.gov.br/conhecimento/revista/rev.1001.pdf. Acesso em: 17 jan. 2007.
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. Disponível em www.iea.org/stats/balancetable.asp. Acesso em 17 out. 2010.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil – 2ª edição.** Disponível em www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia. Acesso em 17 jul. 2011.
- AJARA, C. **Transformações recentes na dinâmica sócio-espacial do Norte Fluminense.** In: XV ENCONTRO NACIONAL DE ESTUDOS POPULACIONAIS, 2006. Caxambu: ABEP, 18-22 set. 2006.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural.** Rio de Janeiro: ANP, 2002.
- _____. **Petróleo e Desenvolvimento Municipal: o impacto dos royalties do petróleo nas finanças e nas condições socioeconômicas dos estados e municípios beneficiados: síntese geral.** Rio de Janeiro: ANP, 2003.
- _____. **Consolidação das Participações Governamentais - 2009.** Disponível em www.anp.gov.br. Acesso em 18 jul. 2010.
- _____. **Consolidação das Participações Governamentais - 2010.** Disponível em www.anp.gov.br. Acesso em 08 jun. 2011.
- APFC – ALASKA PERMANENT FUND CORPORATION. **2010 Annual Report.** Junho 2010. Disponível em www.apfc.org. Acesso em 02 dez. 2010.
- A TARDE ON LINE. **Um poço de desigualdades.** Caderno Economia, 12 jul. 2008. Disponível em www.atarde.com.br/economia/noticia. Acesso em 28 ago. 2010.
- _____. **Pobreza persiste apesar do aumento dos royalties.** Caderno Economia, 12 jul. 2008. Disponível em www.atarde.com.br/economia/noticia. Acesso em 28 ago. 2010

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Sistema Gerenciador de Séries Temporais**. Disponível em www3.bcb.gov.br/sgspub/consultarvalores. Acesso em 30 jun. 2010.

BANCO MUNDIAL. **Dados Estatísticos**. Disponível em www.worldbank.org. Acesso em 20 nov. 2010.

_____. **Desenvolvimento e mudança climática: relatório sobre o desenvolvimento mundial de 2010**. Washington DC: World Bank, 2009. Disponível em www.worldbank.org. Acesso em 03 mar. 2010.

BARKER, T. **The economics of avoiding dangerous climate change**. Tyndall Centre for Climate Change Research, Working Paper No. 117, jun. 2008. Disponível em www.springerlink.com. Acesso em 11 mar. 2011.

BOLETIM PETRÓLEO, *ROYALTIES* & REGIÃO. **Lei Robin Hood entra em vigor no ES**. Campos dos Goytacazes: Ano III, n° 12, pp.2-4, jun. 2006.

_____. **Muito royalty para pouco investimento**. Campos dos Goytacazes: Ano IV, n° 15, pp.3-4, mar. 2007.

BOLETÍN ECONÓMICO. **Revisión de los fondos petroleros y la propuesta FEISEH**. Equador: n° 8, agosto/2006. Disponível em www.cip.org.ec. Acesso em 17 jun. 2006.

BRAGA, T.M; TERRA, D.C.T; SERRA,R. **Sobrefinanciamento e desenvolvimento institucional nos municípios petro-rentistas da Bacia de Campos** In: PIQUET, R. (org.). *Petróleo e Região no Brasil: o desafio da abundância*. Rio de Janeiro, Garamond, 2007.

BUSCATO, M. **Um imposto para salvar a Terra** In: *Revista Época*, pp. 54-55, 23 jul. 2007.

CARVALHO, F.C.L. **Aspectos éticos da exploração de petróleo: os royalties e a questão intergeracional**. Dissertação de mestrado de conclusão de Curso de Mestrado em Ciências em Planejamento Energético, UFRJ, 2008.

CINTRA, L. A. **Renda mínima para todos?** Disponível em www.cartacapital.com.br/carta-na-escola/renda-minima-para-todos. Acesso em: 29 nov. 2010.

CRS – CATHOLIC RELIEF SERVICES. **O fundo do barril: o boom do petróleo em África e os países pobres.** Jun. de 2003.

CDES – CONSELHO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Convenções sobre o clima, matriz energética mundial e desenvolvimento sustentável.** Segunda Mesa Redonda da Sociedade Civil Brasil -UE. Belém, 25 e 26 de janeiro de 2010. Disponível em www.cdes.gov.br. Acesso em: 11 mar. 2010.

CNI – CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Matriz energética e emissão de gases de efeito estufa: fatos sobre o Brasil.** Brasília, 2008.

CRESPO, N. **E Campos dos Goytacazes perde a corrida do petróleo.** In: PIQUET, R. (org.). *Petróleo, Royalties e Região.* Rio de Janeiro: Garamond, 2003.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral. **Compensação financeira pela exploração de recursos minerais.** Disponível em www.dnpm-pe.gov.br/Legisla/Cfem.php. Acesso em 17 jul. 2011.

DODD, R. **Protegendo países em desenvolvimento do choque de preços.** In: *Reportando o Petróleo - Um guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento.* New York: Open Society Institute, 2005.

EMBAIXADA DA NORUEGA. **Economizando a riqueza do petróleo para as gerações futuras.** 2008. Disponível em www.noruega.org.br. Acesso em: 27 mai. 2008.

ENRIQUEZ, M. A. R. S. **Equidade intergeracional na partilha dos benefícios dos recursos minerais: a alternativa dos Fundos de Mineração.** Revista Iberoamericana de Economia Ecológica, Vol. 5, nov. 2006.

FASANO, U. **Review of the experience with oil stabilization and savings funds in selected countries.** IMF Working Paper Nº 00/112. Washington, International Monetary Fund, June 2000.

FILHO, J.A. **Desenvolvimento regional endógeno em um ambiente federalista.** Revista Planejamento e Políticas Públicas, nº 14, dez. 1996.

FINANÇAS DOS MUNICÍPIOS FLUMINENSES. Ano II, 2009.

FMI – FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL **Guia para a transparência da receita dos recursos naturais**. Junho 2005.

FONSECA, C.A.S. **Royalties do petróleo**: uma receita federal? Revista de Administração Fazendária: v. 1, n° 1, jul/dez/2005.

FÓRUM BRASILEIRO DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS. **Proposta do Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas para o Plano Nacional de Enfrentamento das Mudanças Climáticas**. 2007. Disponível em www.cetesb.sp.gov.br. Acesso em 18 dez. 2009.

FRIEDMAN, R.; EDMUNDO, M. **Compensações financeiras pela exploração de recursos naturais da União**: política atual e recomendações de reforma. Mar. 2003.

FINANÇAS DOS MUNICÍPIOS FLUMINENSES. Vitória; Ano III, 2010.

FINEP. **Plano plurianual de investimentos**. Disponível em www.finep.gov.br. Acesso em 06 dez. 2010.

_____. **CT-PETRO - Fundo setorial do petróleo e gás natural**. Disponível em www.finep.gov.br. Acesso em 06 jun. 2007.

FUNDO AMAZÔNIA.. Disponível em www.fundo_amazonia.gov.br. Acesso em 02 dez. 2010.

FURTADO, A. T. **Pesquisa em energia no Brasil**. Apresentação no Seminário realizado pela Fundação Fórum Campinas - IAC, 26 de março de 2008. Disponível em www.forumcampinas.org.br/2009/forum/2008/seminario1. Acesso em 04 dez. 2010.

GREGÓRIO, R. **A emissão de poluentes e a nova ordem mundial**. 2009. Disponível em www.agassociados.com.br. Acesso em 12 abr. 2010.

GUTMAN, J; LEITE, G. **Aspectos legais da distribuição regional dos royalties**. In : PIQUET, R. (org.). *Petróleo, Royalties e Região*. Rio de Janeiro: Garamond, 2003.

_____. *Caderno Economia*, 09 fev. 2007.

HARTWICK, J. **Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources**. The American Economic Review, v. 67, n.5, pp. 972-974, 1977.

HOURCADE, J.-C.; CRASSOUS, R. **Low-carbon societies a challenging transition for an attractive future**. Climate Policy, 8, 607-612, 2008.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em www.ibge.gov.br . Acesso em 14 nov. 2010.

IGLESIAS, E.V. **El papel del Estado y los paradigmas económicos**. Revista de La Cepal, n° 90, dec. 2006.

INFO ROYALTIES. Disponível em www.inforoyalties.ucam-campos.br/ . Acesso em 11 jul. 2010.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. **Mudança do clima 2007: mitigação da mudança do clima, contribuição do grupo de trabalho III ao quarto relatório de avaliação do painel intergovernamental sobre mudança do clima**. 30 de abril a 2 de maio de 2007. Disponível em www.ipcc.ch/pdf/reports-nonUN-translations/portuguese/. Acesso, 11 mar. 2011.

IPEA - INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Setor elétrico: desafios e oportunidades**. Comunicados do IPEA, n° 51, maio 2010.

INSTITUTO ETHOS. **Carta aberta ao Brasil sobre Mudanças Climáticas**. Agosto 2009. Disponível em www1.ethos.org.br. Acesso 12 set. 2009

JANNUZZI, G.M.; SWISHER, J.N. **Planejamento integrado de recursos energéticos**. Campinas: Autores Associados, 1997.

JORNAL O GLOBO. **Dinheiro que não acaba mais**. Caderno Economia, 11 dez. 2006.

_____ **Riqueza mais concentrada**. Caderno Economia, 14 dez. 2006.

_____ Caderno Economia, 09 fev. 2007.

_____ **Anos de mau uso dos recursos**. Caderno Economia, 31 jan. 2008.

_____ **Pouca verba para o verde: fundo ambiental destina só 0,4% de recursos para unidades de conservação**. Caderno Rio, 14 out. 2009.

- KARL, T.L. **Entendendo a maldição dos recursos naturais**. In: Reportando o Petróleo - Um guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento. New York: Open Society Institute, 2005.
- KHALILI, A.E. Citado no Informativo COM CIÊNCIA – **Royalties de petróleo: recursos para a sustentabilidade ou instrumento de barganha política**. Disponível em www.comciencia.br/reportagens/petróleo/pet08.shtml. Acesso em 18 abr. 2006.
- LIMA, P.C.R. **O Pré-Sal e o aquecimento global**. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, Brasília, dezembro, 2009.
- LLORENS, F.A. **Desenvolvimento econômico local: caminhos e desafios para a construção de uma nova agenda política**. Rio de Janeiro: BNDES, 2001.
- MARCOVITCH, J. (Coordenador Geral); MARGULIS, S.; DUBEUX, C.B.S. **Economia da mudança do clima no Brasil: custos e oportunidades**. Disponível em www.economiadoclima.org.br. Acesso em 02 dez. 2010.
- MEC - MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO. Portal do Ministério, IDEB, 2011. Disponível em <http://portal.mec.gov.br>. Acesso em: 02 abr. 2011.
- MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA. Portal do Ministério, Mudanças Climáticas, 2010. Disponível em www.mct.gov.br. Acesso em: 02 dez. 2010.
- _____. **Inventário brasileiro das emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa: informações gerais e valores preliminares (24 de novembro de 2009)**. Disponível em www.mct.gov.br. Acesso em: 25 nov. 2009.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Matriz energética – série histórica**. Disponível em www.mme.gov.br. Acesso em: 12 set. 2010.
- _____. **Balanço Energético Nacional 2010: ano base 2009**. Brasília: MME, 2010. Disponível em www.mme.gov.br. Acesso em 18 set. 2010.
- _____. **Resenha Energética Brasileira: exercício de 2009 (preliminar)**. Brasília: MME, 2010. Disponível em www.mme.gov.br. Acesso em 12 set. 2010.
- _____. **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019**. Brasília: MME, 2010. Disponível em www.mme.gov.br. Acesso em 05 set.. 2010.
- _____. **Boletim do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019**. Brasília: MME, 2010. Disponível em www.mme.gov.br. Acesso em 12 set.. 2010.

- _____. **Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030**. Brasília: MME, 2007. Disponível em www.mme.gov.br. Acesso em 01 out. 2007.
- MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO SOCIAL E COMBATE À FOME. Disponível em www.mds.gov.br. Acesso em: 10 jul. 2010.
- MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. Disponível em www.mma.gov.br. Acesso em: 08 jun. 2011.
- MINISTÉRIO DO PLANO E DAS FINANÇAS. **Estabelecimento de um fundo petrolífero para Timor-Leste**. 2004. Disponível em www.pm.gov.tp. Acesso em: 05 dez. 2006.
- MORENO, R. **La importancia P fondo de estabilización de ingresos petroleros**. México DF: Fundar, 2005. Disponível em www.fundar.org.mx/secciones/publicaciones. Acesso em: 29 nov. 2006.
- MOTTA, R.N.; DEBEUX, C.B.S. **Mensuração das políticas de transição rumo à economia verde**. In política Ambiental, n° 8, pp. 197-209, jun. 2011. Disponível em www.conservation.org.br. Acesso em: 29 abr. 2011.
- MURADIAN, R; CORBERA, E.; PASCUAL, U; KOSOY, N.; MAY, P.H. **Reconciling theory and practice: an alternative conceptual framework for understanding payments for environmental services**. Ecological Economics 69, 1202-1208, 2010.
- NETO, A.F.C (coord.). **Alternativas de diversificação para o desenvolvimento econômico regional: o caso do norte fluminense pós-royalties**. Rio de Janeiro: Instituto de Economia da UFRJ, 2005.
- NISZ, C. **Califórnia dá sinal verde para cap and trade**. 2010. Disponível em www.tabloideverde.com.br. Acesso em: 10 dez. 2010.
- NOVA, L.C. **Análise do impacto social das receitas provenientes de royalties de petróleo em municípios do Estado da Bahia**. Dissertação de mestrado de conclusão de Curso de Mestrado em Administração, UNB, 2005.
- OLIVEIRA, E.L. **A percepção sobre os royalties**. Campos dos Goytacazes: Boletim Petróleo, Royalties & Região, ano VII, n° 27, pp. 5-8, mar. 2010.

- ORDOÑEZ, R. **Consumo de gás natural bate recorde**. O Globo On Line, 15 set. 2010. Disponível em www.oglobo.globo.com/economia/mat/2010/09/15/. Acesso em 06 nov. 2010.
- PACHECO, C.A.G. **A aplicação e o impacto dos royalties do petróleo no desenvolvimento econômico dos municípios confrontantes da Bacia de Campos**. Monografia de conclusão de Curso de Graduação em Ciências Econômicas, UFRJ, 2003.
- _____. **Efeitos socioeconômicos dos royalties do petróleo no desenvolvimento econômico**. Campos dos Goytacazes: Boletim Petróleo, Royalties & Região, ano II, n° 7, pp. 8-9, mar. 2005.
- PACHECO, R.S. **Administração pública gerencial: desafios e oportunidades para os municípios brasileiros**. Disponível em www.fgv.org.br. Acesso em: 29 ago. 2006.
- PEDROSA, O. **Exploração & produção (diagnóstico e propostas)**. In: PIRES, A. (org.). Política Energética para o Brasil. Rio de Janeiro: propostas para o crescimento sustentável: Nova Fronteira, 2006.
- PEREIRA, L.C.B. **Da administração pública burocrática à gerencial**. Revista do Serviço Público, n° 47, jan-abr/1996.
- PIQUET, R. **Da cana ao petróleo: uma região em mudança**. In : PIQUET, R. (org.). Petróleo, *Royalties* e Região. Rio de Janeiro: Garamond, 2003.
- _____. Apresentação introdutória à obra Petróleo e Região no Brasil.: o desafio da abundância. Rio de Janeiro, Garamond, 2007.
- PITTERI, S. **Desenvolvimento econômico sustentável dos pequenos municípios paulistas**. Salvador: Revista de Desenvolvimento Econômico, ano VII, n° 11, jan. 2005.
- POLI, L. G. **Comentários sobre o consumo térmico de gás natural no Brasil**. Rio de Janeiro, 2010. Entrevista concedida ao autor em 05 de novembro de 2010.
- QUIROZ, J.C. **Recursos naturales e ingresos fiscales em México: retos presupuestarios y sector energético**. México DF: Fundar Centro de Análisis e Investigación, 2004.

- RICARDO, D., 1996. Principles of Political Economy and Taxation. São Paulo, Abril Cultural (The Economists).
- ROBERTS, J. **Introdução ao petróleo**. In: Reportando o Petróleo - Um guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento. New York: Open Society Institute, 2005.
- ROSA, L.P; ARAÚJO, M.S.M; CARVALHO, F.C. L. **Equidade intergeracional e royalties do petróleo no debate sobre mudanças climáticas: considerações sobre uma política estadual sobre mudanças do clima no Estado do Rio de Janeiro**. In: XII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 2008. ANAIS, Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, v. III, pp. 1163-1174, 2008.
- ROSA, L.P. et. al. **Emissões de dióxido de carbono por queima de combustíveis: abordagem top-down**. In: Primeiro inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa: relatórios de referência. Brasília: MCT, 2006.
- SACHS, I. **Da civilização do petróleo a uma nova civilização verde**. Transcrição da palestra feita por SACHS no Instituto de Estudos Avançados da USP em 28.06.2005. In: Estudos Avançados, n° 19 (55), São Paulo: USP, 2005.
- SCHAEFFER, R. **Redução de emissões: opções e perspectivas para o Brasil nos setores de energia, transporte e indústria**. In: Coalizão de Empresas pelo Clima: Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, out. 2009.
- SECRETARIA DE FAZENDA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Disponível em www.fazenda.rj.gov.br. Acesso em: 05 set.. 2010.
- SECRETARIA DO AMBIENTE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Disponível em www.ambiente.rj.gov.br. Acesso em: 05 set.. 2010.
- SEDEIS – Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços do Estado do Rio de Janeiro. **Questões relevantes sobre o Pré-Sal**. 2009, versão 04/09/2009.
- SEI – SUPERINTENDÊNCIA DE ESTUDOS ECONÔMICOS E SOCIAIS DA BAHIA. **Índice do Desenvolvimento Econômico e Social da Bahia 2006**. Ano da Publicação: 2008. Disponível em www.sei.ba.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=74&Itemid=110. Acesso em: 06 fev. 2011.

- SERRA, R.; PATRÃO, C. **Uma investigação sobre os critérios de repartição dos royalties petrolíferos**. In: PIQUET, R. (org.). *Petróleo, Royalties e Região*. Rio de Janeiro: Garamond, 2003.
- SERRA, R.; FERNANDES, A.C. **A distribuição dos royalties petrolíferos no Brasil e os riscos de sua financeirização**. Salvador: Revista de Desenvolvimento Econômico, ano VII, n° 11, pp. 30-38, jan. 2005.
- SERRA, R. **Concentração espacial das rendas petrolíferas e sobrefinanciamento das esferas de governo locais**. In: PIQUET, R. (org.). *Petróleo e Região no Brasil: o desafio da abundância*. Rio de Janeiro, Garamond, 2007.
- SHULTZ, J. **Seguindo a pista do dinheiro: um guia para monitorar orçamentos e receitas do petróleo e gás natural**. New York: Open Society Institute, 2005.
- STIGLITZ, J. **Transformando os recursos naturais em uma bênção em vez de uma maldição**. In: Reportando o Petróleo - Um guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento. New York: Open Society Institute, 2005.
- _____. **A maldição dos recursos naturais**. São Paulo: Jornal Valor Econômico, p. A12, 12 ago. 2004.
- TANCREDI, M.; ABBUD, O. A. **Transformações recentes da matriz brasileira de geração de energia elétrica – causas e impactos principais**. Textos para Discussão N° 69. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado, março 2010.
- TCE-RJ – TRIBUNAL DE CONTAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. **PROCESSO TCE N.º 218.423-6/08..** Disponível em www.tce.rj.gov.br/votos%5CJLCJ%5C080930%5C21842308.DOC. Acesso em: 05 mar. 2011.
- TESOURO NACIONAL. Portal Siafi. Disponível em www.tesouro.fazenda.gov.br/siafi. Acesso em: 10 jul. 2010.
- TSALIK, S. **Caspian oil windfalls: who will benefit?** New York: Open Society Institute, 2003.
- UNEP – United Nations Environment Programme. **Towards a Green Economy: Pathways to Sustainable Development and Poverty Eradication - A Synthesis for Policy Makers**. April 2011. Disponível em www.unep.org/greeneconomy. Acesso em: 18 jul. 2011.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Independent Statistics and Analysis**. Disponível em www.tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist. Acesso em: 08 jul. 2010.

VALLE, B. M.; FREITAS, M. A. V. **Climate change and fossil fuels in Brazil – perspectives for the allocation of oil and gas revenues toward the reduction of CO₂ emissions**. In: 3rd INTERNATIONAL CONFERENCE ON SUSTAINABLE ENERGY & ENVIRONMENTAL PROTECTION, August 2009. Dublin: SEEP, pp. 125-130, 2009.

_____. **Fundo de petróleo brasileiro como instrumento de alocação das rendas petrolíferas**. In: XII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 2008. ANAIS, Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, v. I, pp. 137-150, 2008

VALLEJO, L.R. **Conflitos territoriais em parques estaduais no rio de janeiro: uma avaliação à luz das políticas de governo**. Revista Geo-Paisagem, Ano IV, nº 7, Jan/Jun. 2005.

WELCH, D. W. **Impactos do desenvolvimento petrolífero sobre o ambiente, a sociedade e os direitos humanos** In: Reportando o Petróleo - Um guia jornalístico sobre energia e desenvolvimento. New York: Open Society Institute, 2005.

ZANETTI, R. **A substituição de materiais e créditos de carbono: madeira na construção civil**. Disponível em www.artigos.netsaber.com.br/artigo/33816. Acesso em: 29 jul. 2011.

Anexo I – Cálculo das Emissões de CO₂ Derivadas da Produção Brasileira de Petróleo e Gás Natural

Emissões de CO₂ – 2000

Combustível (Produção Nacional)	A Produção (1000 tep)	B Fator de Conversão (TJ/Unid)	C Produção (TJ) C = (AxB)	D Fator de Emissão de Carbono (t C/TJ)	E Conteúdo de Carbono (t C) E = (CxD)	F Carbono Estocado (t C)	G Emissões Líquidas de Carbono (t C) G = (E-F)	H Fração de Carbono Oxidada	I Emissões de Carbono (t C) I = (GxH)	J Emissões de CO ₂ (t CO ₂) J = (I x [44/12])
Petróleo	63.723	42,96	2.737.540	20	54.750.802	0	54.750.802	0,99	54.203.294	198.745.410
Líquidos de Gás Natural	1.903	42,96	81.753	17,2	1.406.150	0	1.406.150	0,99	1.392.088	5.104.323
Gás Natural Seco	6.408	40,70	260.806	15,3	3.990.326	150.216	3.840.109	0,995	3.820.909	14.009.999
Total	72.034	-	3.080.099	-	60.147.277	150.216	59.997.060	-	59.416.290	217.859.732

Emissões de CO₂ – 2001

Combustível (Produção Nacional)	A Produção (1000 tep)	B Fator de Conversão (TJ/Unid)	C Produção (TJ) C = (AxB)	D Fator de Emissão de Carbono (t C/TJ)	E Conteúdo de Carbono (t C) E = (CxD)	F Carbono Estocado (t C)	G Emissões Líquidas de Carbono (t C) G = (E-F)	H Fração de Carbono Oxidada	I Emissões de Carbono (t C) I = (GxH)	J Emissões de CO ₂ (t CO ₂) J = (I x [44/12])
Petróleo	66.742	42,96	2.867.236	20	57.344.726	0	57.344.726	0,99	56.771.279	208.161.357
Líquidos de Gás Natural	1.984	42,96	85.233	17,2	1.466.001	0	1.466.001	0,99	1.451.341	5.321.585
Gás Natural Seco	6.511	40,70	264.998	15,3	4.054.465	144.257	3.910.208	0,995	3.890.657	14.265.741
Total	75.237	-	3.217.467	-	62.865.193	144.257	62.720.936	-	62.113.277	227.748.683

Emissões de CO₂ – 2002

Combustível (Produção Nacional)	A Produção (1000 tep)	B Fator de Conversão (TJ/Unid)	C Produção (TJ) C = (AxB)	D Fator de Emissão de Carbono (t C/TJ)	E Conteúdo de Carbono (t C) E = (CxD)	F Carbono Estocado (t C)	G Emissões Líquidas de Carbono (t C) G = (E-F)	H Fração de Carbono Oxidada	I Emissões de Carbono (t C) I = (GxH)	J Emissões de CO ₂ (t CO ₂) J = (I x [44/12])
Petróleo	75.124	42,96	3.227.327	20	64.546.541	0	64.546.541	0,99	63.901.075	234.303.943
Líquidos de Gás Natural	1.725	42,96	74.106	17,2	1.274.623	0	1.274.623	0,99	1.261.877	4.626.882
Gás Natural Seco	8.355	40,70	340.049	15,3	5.202.742	148.367	5.054.375	0,995	5.029.103	18.440.045
Total	85.204	-	3.641.482	-	71.023.906	148.367	70.875.539	-	70.192.056	257.370.871

Emissões de CO₂ – 2003

Combustível (Produção Nacional)	A Produção (1000 tep)	B Fator de Conversão (TJ/Unid)	C Produção (TJ) C = (AxB)	D Fator de Emissão de Carbono (t C/TJ)	E Conteúdo de Carbono (t C) E = (CxD)	F Carbono Estocado (t C)	G Emissões Líquidas de Carbono (t C) G = (E-F)	H Fração de Carbono Oxidada	I Emissões de Carbono (t C) I = (GxH)	J Emissões de CO ₂ (t CO ₂) J = (I x [44/12])
Petróleo	77.580	42,96	3.332.837	20	66.656.736	0	66.656.736	0,99	65.990.169	241.963.952
Líquidos de Gás Natural	2.032	42,96	87.295	17,2	1.501.469	0	1.501.469	0,99	1.486.454	5.450.333
Gás Natural Seco	9.030	40,70	367.521	15,3	5.623.071	143.024	5.480.047	0,995	5.452.647	19.993.039
Total	88.642	-	3.787.653	-	73.781.276	143.024	73.638.252	-	72.929.270	267.407.324

Emissões de CO₂ – 2004

Combustível (Produção Nacional)	A Produção (1000 tep)	B Fator de Conversão (TJ/Unid)	C Produção (TJ) $C = (A \times B)$	D Fator de Emissão de Carbono (t C/TJ)	E Conteúdo de Carbono (t C) $E = (C \times D)$	F Carbono Estocado (t C)	G Emissões Líquidas de Carbono (t C) $G = (E - F)$	H Fração de Carbono Oxidada	I Emissões de Carbono (t C) $I = (G \times H)$	J Emissões de CO ₂ (t CO ₂) $J = (I \times [44/12])$
Petróleo	76.843	42,96	3.301.175	20	66.023.506	0	66.023.506	0,99	65.363.271	239.665.325
Líquidos de Gás Natural	2.324	42,96	99.839	17,2	1.717.231	0	1.717.231	0,99	1.700.059	6.233.550
Gás Natural Seco	9.542	40,70	388.359	15,3	5.941.899	151.449	5.790.450	0,995	5.761.497	21.125.490
Total	88.709	-	3.789.374	-	73.682.636	151.449	73.531.187	-	72.824.827	267.024.366

Emissões de CO₂ – 2005

Combustível (Produção Nacional)	A Produção (1000 tep)	B Fator de Conversão (TJ/Unid)	C Produção (TJ) $C = (A \times B)$	D Fator de Emissão de Carbono (t C/TJ)	E Conteúdo de Carbono (t C) $E = (C \times D)$	F Carbono Estocado (t C)	G Emissões Líquidas de Carbono (t C) $G = (E - F)$	H Fração de Carbono Oxidada	I Emissões de Carbono (t C) $I = (G \times H)$	J Emissões de CO ₂ (t CO ₂) $J = (I \times [44/12])$
Petróleo	84.300	42,96	3.621.528	20	72.430.560	0	72.430.560	0,99	71.706.254	262.922.933
Líquidos de Gás Natural	2.860	42,96	122.866	17,2	2.113.288	0	2.113.288	0,99	2.092.155	7.671.237
Gás Natural Seco	9.748	40,70	396.744	15,3	6.070.177	153.504	5.916.673	0,995	5.887.089	21.585.995
Total	96.908	-	4.141.137	-	80.614.025	153.504	80.460.521	-	79.685.499	292.180.164

Emissões de CO₂ – 2006

Combustível (Produção Nacional)	A Produção (1000 tep)	B Fator de Conversão (TJ/Unid)	C Produção (TJ) C = (AxB)	D Fator de Emissão de Carbono (t C/TJ)	E Conteúdo de Carbono (t C) E = (CxD)	F Carbono Estocado (t C)	G Emissões Líquidas de Carbono (t C) G = (E-F)	H Fração de Carbono Oxidada	I Emissões de Carbono (t C) I = (GxH)	J Emissões de CO ₂ (t CO ₂) J = (I x [44/12])
Petróleo	89.214	42,96	3.832.633	20	76.652.669	0	76.652.669	0,99	75.886.142	278.249.188
Líquidos de Gás Natural	3.224	42,96	138.503	17,2	2.382.252	0	2.382.252	0,99	2.358.430	8.647.576
Gás Natural Seco	9.878	40,70	402.035	15,3	6.151.129	156.176	5.994.954	0,995	5.964.979	21.871.589
Total	102.316	-	4.373.171	-	85.186.050	156.176	85.029.875	-	84.209.551	308.768.353

Emissões de CO₂ – 2007

Combustível (Produção Nacional)	A Produção (1000 tep)	B Fator de Conversão (TJ/Unid)	C Produção (TJ) C = (AxB)	D Fator de Emissão de Carbono (t C/TJ)	E Conteúdo de Carbono (t C) E = (CxD)	F Carbono Estocado (t C)	G Emissões Líquidas de Carbono (t C) G = (E-F)	H Fração de Carbono Oxidada	I Emissões de Carbono (t C) I = (GxH)	J Emissões de CO ₂ (t CO ₂) J = (I x [44/12])
Petróleo	90.765	42,96	3.899.264	20	77.985.288	0	77.985.288	0,99	77.205.435	283.086.595
Líquidos de Gás Natural	3.427	42,96	147.224	17,2	2.532.251	0	2.532.251	0,99	2.506.929	9.192.073
Gás Natural Seco	9.678	40,70	393.895	15,3	6.026.587	158.436	5.868.151	0,995	5.838.811	21.408.972
Total	103.870	-	4.440.383	-	86.544.127	158.436	86.385.691	-	85.551.175	313.687.640

Emissões de CO₂ – 2008

Combustível (Produção Nacional)	A Produção (1000 tep)	B Fator de Conversão (TJ/Unid)	C Produção (TJ) $C = (A \times B)$	D Fator de Emissão de Carbono (t C/TJ)	E Conteúdo de Carbono (t C) $E = (C \times D)$	F Carbono Estocado (t C)	G Emissões Líquidas de Carbono (t C) $G = (E - F)$	H Fração de Carbono Oxidada	I Emissões de Carbono (t C) $I = (G \times H)$	J Emissões de CO ₂ (t CO ₂) $J = (I \times [44/12])$
Petróleo	94.000	42,96	4.038.240	20	80.764.800	0	80.764.800	0,99	79.957.152	293.176.224
Líquidos de Gás Natural	3.527	42,96	151.520	17,2	2.606.143	0	2.606.143	0,99	2.580.081	9.460.298
Gás Natural Seco	12.420	40,70	505.494	15,3	7.734.058	145.901	7.588.157	0,995	7.550.216	27.684.127
Total	109.947	-	4.695.254	-	91.105.001	145.901	90.959.100	-	90.087.450	330.320.649

Emissões de CO₂ – 2009

Combustível (Produção Nacional)	A Produção (1000 tep)	B Fator de Conversão (TJ/Unid)	C Produção (TJ) $C = (A \times B)$	D Fator de Emissão de Carbono (t C/TJ)	E Conteúdo de Carbono (t C) $E = (C \times D)$	F Carbono Estocado (t C)	G Emissões Líquidas de Carbono (t C) $G = (E - F)$	H Fração de Carbono Oxidada	I Emissões de Carbono (t C) $I = (G \times H)$	J Emissões de CO ₂ (t CO ₂) $J = (I \times [44/12])$
Petróleo	101.033	42,96	4.340.378	20	86.807.554	0	86.807.554	0,99	85.939.478	315.111.420
Líquidos de Gás Natural	3.191	42,96	137.085	17,2	2.357.868	0	2.357.868	0,99	2.334.290	8.559.062
Gás Natural Seco	10.436	40,70	424.745	15,3	6.498.602	143.846	6.354.756	0,995	6.322.982	23.184.266
Total	114.660	-	4.902.208	-	95.664.023	143.846	95.520.177	-	94.596.749	346.854.748

Anexo II – Cálculo das Emissões de CO₂ Derivadas da Produção dos Estados Unidos da América de Petróleo e Gás Natural – Ano de 2008

Combustível (Produção Nacional)	A Produção (1000 tep)	B Fator de Conversão (TJ/Unid)	C Produção (TJ) $C = (A \times B)$	D Fator de Emissão de Carbono (t C/TJ)	E Conteúdo de Carbono (t C) $E = (C \times D)$	F Carbono Estocado (t C)	G Emissões Líquidas de Carbono (t C) $G = (E - F)$	H Fração de Carbono Oxidada	I Emissões de Carbono (t C) $I = (G \times H)$	J Emissões de CO ₂ (t CO ₂) $J = (I \times [44/12])$
Petróleo	312.911	42,96	13.442.657	20	268.853.131	0	268.853.131	0,99	266.164.600	975.936.866
Líquidos de Gás Natural	1.119	42,96	48.072	17,2	826.843	0	826.843	0,99	818.574	3.001.438
Gás Natural Seco	471.504	40,70	19.190.213	15,3	293.610.256	143.846	293.466.410	0,995	291.999.078	1.070.663.285
Total	785.534	-	32.680.942	-	563.290.230	143.846	563.146.384	-	558.982.252	2.049.601.590