

# **ESTUDOS SOBRE O PRÉ-SAL**

- ✓ **EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DE ORGANIZAÇÃO DO SETOR DE PETRÓLEO**
- ✓ **TAXAÇÃO NO BRASIL E NO MUNDO**
- ✓ **PERSPECTIVAS DE RECEITAS PÚBLICAS DA EXPLORAÇÃO DO PRÉ-SAL E O FINANCIAMENTO DA INFRA-ESTRUTURA**

**VERSÃO RESUMIDA**



**DEZEMBRO/2008**

## ESTUDO SOBRE O PRÉ-SAL – VERSÃO RESUMIDA

<b>Introdução .....</b>	<b>1</b>
<b>Experiências Internacionais na Gestão de Recursos Provenientes da Exploração do Petróleo .....</b>	<b>3</b>
Introdução .....	3
Mecanismos de Apropriação da Renda do Petróleo pelos Governos .....	6
Experiência Internacional: Noruega e América do Norte .....	12
<b>O Novo Marco da Indústria do Petróleo e a Estrutura de Arrecadação de <i>Royalties</i> .....</b>	<b>21</b>
Introdução .....	21
Rendas Extraordinárias, Justiça Inter-Generacional e Desenvolvimento Econômico .....	22
Principais Lições da Experiência Internacional.....	29
Contexto da Indústria Brasileira do Petróleo: Marco do Pré-sal e Modelos de Aplicação de <i>Royalties</i> .....	32
Considerações Finais .....	41
Anexo: Características Gerais de Fundos Soberanos .....	43
<b>A Tributação Sobre o Pré-Sal.....</b>	<b>45</b>
Introdução .....	45
O Regime Tributário da Exploração e Produção de Petróleo e Gás, e o Histórico de Distribuição da Arrecadação (1998-2007) .....	46
Um Modelo de Projeção de Arrecadação do Pré-sal.....	50
Modelos Internacionais de Estruturação e Alocação de Receitas Oriundas de Recursos Não Renováveis .....	53
A Constituição de um Fundo Voltado para a Modernização da Infra-estrutura.....	60

## **APRESENTAÇÃO**

As recentes descobertas de reservas de petróleo sob o manto de sal na chamada camada pré-sal configuram um momento novo na história do país, o qual sempre esteve acuado pela carência de recursos para promover seu desenvolvimento econômico e por crises sucessivas de financiamento externo. Esta é uma nova oportunidade. Pensar as melhores formas de transformar essa riqueza proveniente da natureza em desenvolvimento sustentado é um grande desafio.

As novas descobertas se, de um lado, abrem um leque enorme de oportunidades dado o potencial de volume de recursos financeiros que podem gerar, de outro, irão requerer uma administração eficiente, a fim de que se torne possível transformar essa riqueza natural em benefício de gerações atuais e futuras. Diante desses desafios e oportunidades, visando fomentar o debate qualificado sobre o assunto, o Instituto de Estudos Para o Desenvolvimento Industrial (IEDI) e o Instituto Talento Brasil (ITB), em parceria, reuniram no início deste ano especialistas para realizar uma série de estudos com foco nos problemas, nas soluções e nas experiências de diversos países, bem como para estudar propostas visando a eleger o melhor modelo de exploração da nova riqueza e adotar as melhores modalidades de taxação e utilização da riqueza em benefício do desenvolvimento e do bem-estar da atual e de futuras gerações.

A partir desses estudos e de outros que virão futuramente, cujo objetivo geral é subsidiar o debate sobre a riqueza do pré-sal, o IEDI e o ITB fundamentarão um conjunto de recomendações e propostas de políticas públicas sobre tão importante tema.

Josué Gomes da Silva  
Presidente do IEDI

Antonio Machado de Barros  
Presidente do ITB

## Introdução

Os estudos a seguir reunidos tratam das experiências dos países produtores de petróleo quanto ao modelo de exploração, as formas de cobrança e volumes arrecadados da renda do petróleo e ainda os diversos tipos de usos e destinação dos recursos. Também abordam a evolução da arrecadação dos royalties e das participações especiais no caso brasileiro e simulam valores que a exploração dos novos campos do pré-sal pode gerar. Discutem ainda a legislação atual que regula a distribuição entre União, estados e municípios dos royalties e das participações especiais e dão sugestões de mudança tendo em vista a magnitude da riqueza prevista com o pré-sal. Um dos trabalhos agrega ainda uma proposta de criação de um fundo específico para investimentos em infra-estrutura com recursos do pré-sal. O objetivo desse fundo seria desenvolver em um espaço de dez anos a infra-estrutura do país de forma a deixá-la em linha com o padrão internacional.

O primeiro estudo trata das “Experiências Internacionais na Gestão de Recursos Provenientes da Exploração do Petróleo”. Aponta que a descoberta de grandes reservas de recursos naturais, se, de um lado, constitui-se como uma grande oportunidade para o desenvolvimento dos países, de outro, pode criar diversos problemas. Destaca que a maioria dos países ricos em recursos naturais não apresenta um bom desempenho no que se refere ao crescimento econômico e muito menos no sentido do desenvolvimento. A principal razão é o chamado “mal dos recursos naturais” ou “doença holandesa”, que pode criar enormes desequilíbrios das taxas de câmbio e pressões inflacionárias e, no limite, podem levar à desindustrialização do país.

Assim, a partir da análise de diversas experiências de países exportadores de petróleo em lidar com esses problemas, o estudo detalha os vários tipos de modelos de exploração e de regras de arrecadação das rendas do petróleo e discute as soluções encontradas para viabilizar a utilização dos recursos, de modo a superar os riscos de desestabilização e garantir seu uso por futuras gerações. Analisa os diferentes tipos de fundos criados com fins específicos que recebem os recursos para alocá-los de maneira eficiente, promovendo, dentre outras coisas, a preservação da riqueza, o desenvolvimento e a estabilização.

O segundo estudo, “O Novo Marco da Indústria de Petróleo e a Estrutura de Arrecadação de Royalties”, tem por objetivo adaptar o marco regulatório para a indústria do petróleo no novo contexto nacional, diante das novas descobertas. O objetivo é estudar as possibilidades de se alterar o sistema atual de arrecadação no Brasil de modo a permitir o melhor uso das rendas do petróleo.

Em sua primeira seção, com base na avaliação do mercado mundial de petróleo, analisa as experiências dos principais países produtores de petróleo no que se refere às formas de apropriação da renda oriunda de royalties bem como sua utilização na estruturação de fundos soberanos de estabilização ou desenvolvimento. Então, discute o caso brasileiro, analisando o sistema atual de arrecadação. Assim, propõe modificação nesse regime para tornar mais eficiente tanto a arrecadação como a aplicação dos recursos. Destaca que a lei do Petróleo, como hoje constituída, não apresenta definição de política estratégica quanto ao destino dos valores arrecadados. Em sua parte final, propõe fórmulas e modificações nos percentuais para melhorar esse quadro de modo a alterar tanto a receita como a aplicação dos recursos, hoje extremamente concentrado em determinados estados e municípios.

O terceiro estudo, denominado “A Tributação Sobre o Pré-sal e a Constituição de um Fundo de Modernização da Infra-Estrutura”, tem por objetivo avaliar de forma preliminar o volume

de recursos que poderão ser arrecadados com a exploração das novas reservas sem modificar o sistema atual de cobrança de royalties e Participações Especiais. Sobre essas bases, estima o volume de arrecadação potencial das novas reservas em algo entre US\$ 956 bilhões e US\$ 1,8 trilhão, tomando por base o acumulado previsto em 75 anos de exploração.

Para tal cálculo, o estudo parte da apresentação das regras que definem o regime tributário atual no que se refere à lei de exploração de petróleo no Brasil. Descreve como são cobrados os royalties, as Participações Especiais e os outros tipos de impostos, como Bônus de Assinatura, Pagamento pela Ocupação de Área e de proprietários de terras destinadas à exploração. Também mostra como ocorre a atual distribuição dos valores arrecadados aos diversos beneficiários tais como Estados, Municípios, Ministérios, entre outros.

O estudo também sumariza as experiências dos mais importantes países produtores de petróleo em termos de exploração, arrecadação e uso dos recursos. Como nos estudos anteriores, esses exemplos têm por objetivo servir de base para o debate qualificado sobre as modificações possíveis no sistema brasileiro para que permitam a melhor elaboração possível de um marco regulatório para o pré-sal. A exemplo dos estudos anteriores, também destaca, nos diversos países estudados, a ampla utilização de fundos soberanos com objetivo de estabilização macroeconômica ou preservação da riqueza para gerações futuras, bem como a destinação dos recursos a fundos de desenvolvimento.

Por fim, traz uma proposta para uso das rendas oriundas da exploração do petróleo para a constituição de um fundo voltado para a modernização da infra-estrutura, como apontado nos estudos anteriores, um destino usual em países com amplos problemas estruturais como o Brasil. A constituição do fundo é destacada na proposta como uma solução para o baixo investimento no setor. Aponta, a partir de uma avaliação histórica dos investimentos em infra-estrutura no Brasil, que, nos últimos anos, os gastos nesse segmento alcançaram apenas 2% do PIB, um valor extremamente baixo frente aos padrões internacionais. O principal problema levantado é a falta de recursos do Estado para fazer frente às necessidades aliada à baixa participação privada. Tomando exemplos internacionais, o estudo destaca que seriam necessários investimentos da ordem de 3% do PIB apenas para manter a infra-estrutura existente. Mas, se o objetivo é alcançar, por exemplo, os níveis dos países asiáticos, os investimentos teriam que alcançar 4-6% do PIB, fundado principalmente em investimento público.

Neste sentido, o estudo aponta formas para se ampliar o investimento em infra-estrutura de modo a atingir os padrões de outros países emergentes. As propostas envolvem tanto investimentos públicos como a necessidade de participação privada. Para tanto, destaca a necessidade de estruturar fontes de financiamento. Nesse sentido, a constituição de um fundo com recursos oriundos das rendas da exploração do petróleo seria capaz de compatibilizar prazo, risco e retorno, questões fundamentais para o setor, mesmo que não cobrisse todas as necessidades frente à proposta. O estudo destaca ainda as necessidades e os problemas para cada um dos segmentos que envolvem a infra-estrutura, a fim de definir quais as características fundamentais para a constituição de um fundo para resolver os respectivos gargalos.

# Experiências Internacionais na Gestão de Recursos Provenientes da Exploração do Petróleo<sup>1</sup>

## Introdução

Evidências empíricas vêm mostrando que a exploração de recursos naturais não é capaz de promover uma trajetória de crescimento sustentável nem de garantir desenvolvimento econômico na maioria dos países em que tais recursos são abundantes. Esse fenômeno, ao contrariar o censo comum, desperta o interesse dos economistas que o denominam de “doença holandesa”, referindo-se à descoberta de importante jazida de gás natural na Holanda na década de 1960; ou ainda, mais recentemente, de “maldição dos recursos naturais”<sup>2</sup>.

As razões apresentadas pela literatura para esse comportamento são de natureza variada, sem que nenhum teste de causalidade tenha se mostrado consistente o suficiente para indicar uma resposta única. A inclusão de aspectos institucionais dá ênfase à má gestão macroeconômica e à corrupção, ampliando o escopo da discussão, anteriormente centrada em questões como apreciação da taxa de câmbio, nível dos salários e desindustrialização (Gelb, 2002). Como lembra Pereira (2007), essa diversificação de análises não necessariamente deve ser vista como um progresso, dado que se aproxima de teses deterministas sobre o desenvolvimento dos países em função do clima, ensejando o oportunismo das gerações presentes em detrimento das gerações futuras, ou de posturas pouco fundamentadas a respeito da corrupção.

As riquezas naturais a que essa literatura faz referência incluem jazidas de diferentes minérios, com destaque, por exemplo, para o cobre no Chile e diamantes nos países africanos, como em Botsuana, mas também grandes extensões de território ou recursos hídricos em abundância. Entretanto, os casos mais enfatizados dizem respeito aos países ricos em petróleo e gás natural, como aqueles do Oriente Médio, norte da África, Rússia e Noruega entre outros.

As condições necessárias para se evitar, ou pelo menos atenuar, esses efeitos negativos sobre o dinamismo econômico da existência de abundante fonte de recursos naturais dizem respeito à gestão das rendas provenientes de sua exploração. Trata-se na verdade de uma questão política, da correlação de forças entre os diferentes segmentos sociais do país em questão. Ainda assim, a literatura econômica tem apontado algumas estratégias que podem ser úteis no processo de decisão.

A primeira questão a ser considerada é a velocidade da exploração do recurso natural. Uma segunda estratégia seria a implementação de uma política de investimento que objetivasse a

---

<sup>1</sup> Trabalho preparado por Rafael Fagundes Cagnin e Marcos Antonio Macedo Cintra. Os autores agradecem os comentários e sugestões de Júlio Sérgio Gomes de Almeida. Agradecem também o auxílio de Vitor Andrioli, mestrando em economia na Universidade Federal do Paraná na compilação e elaboração dos dados.

<sup>2</sup> O conceito de “doença holandesa” costuma estar associado aos fenômenos de apreciação da taxa de câmbio real e de redução da participação do setor manufatureiro no Produto Interno Bruto (PIB), especialmente no que diz respeito aos setores de bens comercializáveis, ou seja, da desindustrialização. Aspectos como corrupção, *rent seeking*, educação e capacidade de inovação são abordados sob o conceito de “maldição dos recursos naturais”. Entretanto, como enfatiza Gylfason (2001), este último conceito pode ser visto apenas como uma forma ampliada, incorporando sintomas adicionais à doença holandesa.

redução do grau de dependência da economia em função das atividades relacionadas ao recurso natural.

O movimento procíclico da conta de capital do balanço de pagamento também deve ser evitado. Como enfatiza Stiglitz (2008), a queda das taxas de juros e o aumento da oferta de crédito pelos bancos internacionais estimulam o endividamento externo tanto do governo como dos agentes privados dos países que tiveram sua solvência externa fortalecida. Influxos de capitais de curto prazo também costumam se ampliar nessa conjuntura. Esse movimento além de reforçar os efeitos da doença holandesa também eleva a fragilidade financeira do país. No período em que seu superávit de bens e serviços tiver se invertido e, conseqüentemente sua solvência se deteriorado, as linhas de crédito internacional poderão ser racionadas ou o custo de rolagem da dívida elevado expressivamente, em proporção ao risco associado ao país. É nessa etapa, em que o país mais precisaria de financiamento externo para manter seu nível de atividade econômica, que os capitais estrangeiros de portfólio também “batem em retirada”, proporcionando elevada volatilidade da taxa de câmbio.

Uma das propostas que tem ganhado ênfase nos últimos anos é a constituição de um fundo cambial a partir da receita das exportações da riqueza natural e de seus derivados. Bem da verdade os fundos assumem diferentes objetivos e reduzem os efeitos da doença holandesa, assim como o *rent seeking* e a corrupção.

Diante de fortes superávits comerciais, alguns países têm lançado mão da elevação da tributação das exportações, cujos recursos são canalizados para fundos cambiais. Os recursos desses fundos são acumulados em períodos de alta dos preços das exportações e utilizados para eliminar, ou pelo menos atenuar, os impactos de sua queda. Esses recursos estão expressos nas divisas obtidas com a atividade exportadora e nem sempre transitam pelo mercado de câmbio. Nos países em que a legislação impede o pagamento do tributo em divisas, a compra passa pelo mercado de câmbio, mas dispensa esterilização porque é paga com moeda nacional previamente arrecadada.

A diferença de objetivos e de forma de captação de recursos justifica a separação conceitual em três tipos de fundos<sup>3</sup>:

(1) fundos de estabilização com efeito sobre três variáveis, taxa de câmbio, orçamento fiscal e liquidez doméstica,

---

<sup>3</sup> Salienta-se que o Fundo Monetário Internacional (FMI, 2007: p.46) procurou alargar um pouco essa taxionomia, a partir dos objetivos dos fundos, para incluir novos fundos para o desenvolvimento socioeconômico. Segundo o FMI (2007: p.46), os fundos poderiam ser: a) fundos de estabilização (*stabilization funds*) – constituídos por países ricos em recursos naturais para proteger o orçamento fiscal e a economia doméstica das oscilações dos preços dos produtos primários (sobretudo petróleo). Os fundos acumulam ativos durante os anos de receitas fiscais (elevados preços) abundantes para se preparar para os períodos de reversão; b) fundos de poupança (*saving funds for future generations*) – destinam-se a compartilhar a riqueza entre as gerações. Nos países ricos em recursos naturais, os fundos de poupança transferem ativos não-renováveis para um portfólio diversificado de ativos financeiros para suprir futuras gerações ou outros objetivos de longo prazo; c) companhias de investimentos de reservas (*reserve investment corporations*) – fundos constituídos como instituições separadas para reduzir o custo de carregamento negativo de manter reservas ou para seguir políticas de investimento com elevado retorno. Normalmente, os ativos nessas operações ainda são considerados como reservas; d) fundos para o desenvolvimento (*development funds*) – alocam recursos para financiamento de projetos socioeconômicos prioritários – em infra-estrutura ou em política de desenvolvimento industrial – a fim de ampliar o potencial de crescimento dos países; e) fundos de reserva para o sistema de aposentadoria (*contingente pension reserve funds*) – identificam-se recursos para o sistema de aposentadoria na contabilidade do setor público.

(2) *saving funds* possibilitando a transferência intergeracional da riqueza natural sob a forma monetária

(3) *sovereign wealth funds*, como estratégia de diversificação de portfólio das reservas internacionais, buscando, inclusive, maior taxa de rentabilidade.

Cerca de 2/3 dos recursos dos fundos cambiais estão sob controle de países exportadores de petróleo e gás natural, os primeiros a adotarem esse tipo de estratégia já na década de 1970. É o caso, por exemplo do Future Generation Fund do Kuwait, criado em 1953, ou do Abu Dhabi Investment Authority, criado pelos Emirados Árabes em 1976.

Em razão do caráter não-renovável da fonte de riqueza constituída pelas jazidas minerais (petróleo, cobre ou gás natural), muitos países têm criado um tipo específico de fundo cambial, os *saving funds*. Uma elevada carga tributária sobre as atividades relacionadas a esses recursos e a posterior transferência para o fundo garantiria o direito de apropriação dessa riqueza, agora sob a forma de ativos financeiros, pelas gerações futuras.

Na maioria das vezes, o caráter intergeracional dos *saving funds* também acompanha os fundos de estabilização. Esses fundos de estabilização que também têm a conservação da riqueza natural sob forma de ativos financeiros como um de seus objetivos faz com que, em termos ideais, o montante de recursos a ser utilizado como política de estabilização deva ser restringido ao retorno real sobre o patrimônio do fundo ou, pelo menos, convergir para esse valor ao longo do tempo (Bergo, 2007; Eriksen, 2006 e Fasano, 2000).

Os “fundos de estabilização” também foram criados por países cujas economias são dependentes da evolução do mercado externo de alguns poucos produtos, sujeitos a choques, decorrentes, em grande medida, das oscilações de preço<sup>4</sup>. Esse é o caso das economias exportadoras de petróleo, como Emirados Árabes, Kuwait, Irã, Noruega, Rússia, Venezuela, entre outros países que, inclusive, têm sua dependência em relação a outras *commodities*, como o cobre no Chile (Mihaljek, 2005; Bergo, 2007 e Williams, 2007).

O caráter estabilizador desses fundos envolve diferentes aspectos que, juntos, buscam atenuar os efeitos cíclicos dos mercados das principais *commodities* sobre o restante da economia (doença holandesa). Assim, a operação desses fundos leva a uma maior estabilidade das receitas públicas, da taxa de câmbio e da liquidez doméstica.

De maneira geral, os fundos de estabilização recebem aportes periódicos de recursos provenientes dos impostos sobre as atividades relacionadas à *commodity* principal (petróleo, cobre, gás natural etc.). Dessa maneira, busca-se evitar a elevação excessiva dos gastos públicos financiados a partir das receitas adicionais obtidas com a fase expansionista do mercado internacional, o que levaria a déficits fiscais na fase contracionista do ciclo (Fasano, 2000).

Os recursos administrados pelo fundo de estabilização costumam ser aplicados em ativos denominados em moeda estrangeira. Nos períodos favoráveis à exportação, a tendência de apreciação da moeda doméstica é arrefecida pela ampliação das transferências ao fundo que

---

<sup>4</sup> Como enfatiza Stiglitz (2008), os países em desenvolvimento apresentam uma menor capacidade de suportar variações em suas receitas de exportação, pois, diferente do que ocorre em economias desenvolvidas, não apresentam mecanismos estabilizadores, como sistemas progressivos de tributação, amplos esquemas de seguro-desemprego e de programas sociais.

são direcionadas ao sistema financeiro internacional. Nos períodos de contração das exportações, ao ser acompanhado por queda de receita do Estado (dado o peso do setor da *commodity*), ampliam-se as transferências de recursos do fundo para o orçamento, reduzindo o déficit público e contrabalanceando a queda de fluxo de divisas, o que tende a atenuar a desvalorização cambial e a queda do produto. Os efeitos sobre o câmbio vão depender do regime cambial adotado; países com regimes flexíveis ainda demonstram tendência à apreciação em momentos favoráveis, mas por meio de movimentos menos intensivos que o do preço de sua principal *commodity*.

Já os fundos de riqueza soberana ou *Sovereign Wealth Funds* (SWF) dizem respeito a estratégias mais arrojadas de administração das reservas cambiais. Esses fundos, que podem ou não fazer parte das reservas oficiais, possuem uma gestão própria, algumas vezes muito próxima da gestão de fundos de investimentos privados, buscando as alternativas de aplicação mais rentáveis disponíveis nas diferentes praças financeiras. A constituição desses fundos tem sido realizada por meio de transferências de parte das reservas oficiais existentes anteriormente. Ademais, com a valorização das *commodities*, os fundos de estabilização têm adotado gestão semelhante aos SWF, ampliando a variedade de ativos retidos em portfólio (USTD, 2007).

O uso dos recursos provenientes da exploração do recurso natural que se encontra em abundância mescla em alguma medida algumas dessas propostas, e está condicionado ao estágio de desenvolvimento de cada país. Os países que já haviam se industrializado antes da descoberta de grandes jazidas de petróleo ou gás natural, como é o caso da Holanda e da Noruega, obtiveram um grau maior de sucesso na gestão desse “choque de riqueza”. Os países emergentes ou em transição, por seu turno, apresentam maiores dificuldades. A falta de instituições consolidadas e transparência dos processos colaboram para agravar a situação. Algumas das propostas acima apresentadas fazem pouco sentido para países que buscam se desenvolver; por exemplo, a não exploração de suas riquezas naturais ou então a constituição de fundos de estabilização (ou *saving funds*), recursos esses que poderiam ser empregados na construção de infra-estrutura, na industrialização ou em políticas sociais.

Apesar do ganho de importância desses fundos cambiais, eles não consistem na única forma institucional de gestão dos recursos provenientes da exploração de riquezas naturais. A transferência direta para o orçamento dos governos ou a criação de bancos (fundos) de desenvolvimento permitiu a implementação de projetos sociais ou de infra-estrutura. Esse trabalho busca identificar como os países ricos em petróleo e gás natural utilizaram a renda proveniente de sua exploração.

## **Mecanismos de Apropriação da Renda do Petróleo pelos Governos**

É freqüente a existência de uma elevada carga fiscal sobre os setores de petróleo e de gás natural. Por se tratar de uma riqueza natural esgotável, a intervenção pública sobre o setor é justificada por tentar garantir que os frutos da exploração dessa riqueza possam ser transferidos às gerações futuras. Essa renda<sup>5</sup> apropriada pelo setor público diz respeito, em tese, à parcela que excede ao lucro normal das empresas petrolíferas. Os anos 1970 marcam o início de um processo de reafirmação da presença dos governos nesses setores.

---

<sup>5</sup> As chamadas “rendas do petróleo” consistem nas receitas superiores ao custo de extração do mineral e são apropriadas tanto pelo setor privado como pelo setor público.

A capacidade de apropriação dos recursos provenientes da exploração do petróleo pelos Estados Nacionais é definida em processos complexos de negociação com empresas privadas nacionais e estrangeiras e com outros governos tanto de países concorrentes como de países demandantes. Essas negociações exigem a formulação e compatibilização de diferentes cenários para as tendências futuras do setor, envolvendo estimativas de preço, custo, capacidade de produção, tamanho das reservas e introdução de novas tecnologias. A frustração das expectativas de parte dos agentes leva a constantes pressões para reformulação dos termos dos contratos estabelecidos anteriormente. A elevação recente do preço do petróleo tornou evidente a regressividade dos sistemas de impostos sobre o setor adotados ao longo das décadas de 1980 e 1990, incentivando os governos nacionais a ampliarem a carga tributária sobre as atividades do petróleo. Contudo, as empresas têm intensificado suas queixas a respeito dos custos de produção crescentes devido à expansão da demanda por bens e serviços específicos à extração e refino de petróleo, típica dos períodos de alta de preço do petróleo. Diante dessas pressões, a legislação e a tributação sobre o setor vêm passando por intensa alteração que deve, ao mesmo tempo, ampliar a participação do Estado e garantir a competitividade das empresas (Johnston, 2008).

Segundo Johnston 2008, as formas de apropriação da renda do petróleo podem ser divididas em três grupos: taxas (*royalties* e impostos), *Product Sharing Contracts* (PSC) e *Service Agreement*. Como pode ser verificado no Quadro 1, o primeiro grupo ainda é preponderante.

As taxas impostas pelos governos (impostos e *royalties*) são, na prática, uma parcela da renda das empresas que, teoricamente, deveria ser função da maturidade do “upstream” do país, riscos técnicos e econômicos do investimento e riscos institucionais. A carga tributária sobre o setor tende a ser maior quando as possibilidades de exploração são maiores e os riscos e os custos, menores; isto é, quando as atividades do setor já se encontram consolidadas. Estas taxas podem ser calculadas de diversas formas: sobre o volume produzido, sobre o lucro das empresas, sobre o volume e a variação do preço de mercado do petróleo, entre outros parâmetros. Existem diferentes formas de determinação do valor de *royalties* e de impostos, assim como diversos mecanismos de distribuição desta renda entre os órgãos da administração pública. A identificação das formas de cobranças destas taxas pelos governos e a sua distribuição à sociedade são bastante heterogêneas e sofrem diferentes influências das variações de preços e de volumes de produção.

Quadro 1: Apropriação da Receita do Setor do Petróleo pelo Governo – 1998 a 2007

Países	Variação da porcentagem da renda petrolífera apropriada pelo governo entre 1998-2007	Modelo de apropriação pública	% da receita da produção do petróleo arrecadado pelo governo
Irlanda	↑	Royalties e Impostos	Menos de 30%
Peru	↓	Service Agreement	
Marrocos	–	Royalties e Impostos	41% a 50%
Nova Zelândia	↓	Royalties e Impostos	
Colômbia	↓	Royalties e Impostos	
Holanda	–	Royalties e Impostos	
África do Sul	–	Royalties e Impostos	
EUA <i>deep water</i> (águas profundas)	↑	Royalties e Impostos	51% a 60%
Reino Unido	↑	Royalties e Impostos	
Argentina	↑	Royalties e Impostos	
Austrália	–	Royalties e Impostos	
Canadá	–	Royalties e Impostos	
Filipinas	–	Service Agreement	
Índia	↓	Product Sharing Contract	
EUA <i>shelf</i>	↑	Royalties e Impostos	61% a 70%
Tailândia	–	Royalties e Impostos	
Alaska	↑	Royalties e Impostos	
Moçambique	↑	Product Sharing Contract	
Equador	↑	Product Sharing Contract	
Dinamarca	–	Royalties e Impostos	
Angola	–	Product Sharing Contract	
Nigéria	–	Product Sharing Contract	
Indonésia	↓	Product Sharing Contract	
Malásia	↓	Product Sharing Contract	
Rússia	↑	Royalties e Impostos	71% a 80%
Gabão	–	Product Sharing Contract	
Egito	–	Product Sharing Contract	
Noruega	–	Royalties e Impostos	
Bolívia	↑	Service Agreement	
China <i>offshore</i>	↑	Product Sharing Contract	81% a 90%
Nigéria <i>deep water</i> (águas profundas)	↑	Product Sharing Contract	
Trinidade e Tobago	↑	Product Sharing Contract	
Tunísia	–	Product Sharing Contract	
Argélia	↑	Product Sharing Contract	
Nigéria <i>shelf</i>	–	Royalties e Impostos	
Omã	–	Product Sharing Contract	
Libia	–	Product Sharing Contract	Mais de 90%
Venezuela	↑	Service Agreement	
Irã	–	Service Agreement	

Fonte: Johnston (2008). Adaptado.

Obs.: As informações correspondem apenas à apropriação pública por meio do sistema tributário, não considera, assim, o lucro obtido pelas companhias estatais ou de capital misto que são comuns no caso dos grandes países produtores.

Entre as taxas cobradas pelos governos, os *royalties* são os mais comuns. *Royalty* garante a apropriação de parte da renda gerada pela extração de petróleo ao proprietário da terra onde se localiza a jazida. Não consiste necessariamente em um imposto. Existem países em que a lei determina que a propriedade de todos os recursos encontrados no subsolo é do Estado, assim, nesses casos todos os *royalties* de extração de petróleo e gás natural são pagos ao setor público (geralmente é dividido entre administrações locais e o governo central). Entretanto, em outros casos a legislação estabelece que os *royalties* devem ser pagos ao proprietário privado da terra. Dessa maneira, o *royalty* pode não ser uma forma de apropriação da renda do petróleo pelo governo, mas sim de divisão da renda do petróleo entre agentes privados. O *royalty* geralmente é cobrado sobre o preço de venda do petróleo e sobre a receita da empresa; sua porcentagem varia de acordo com os ciclos de preço do

petróleo e é calculado de forma diferenciada para cada país e para cada campo de extração. Nos Estados Unidos, por exemplo, os *royalties* correspondem a cerca de 14% do preço de venda em extrações *offshore*.

As outras taxas cobradas incidem sobre a produção, a receita ou o lucro das empresas. Entre elas, incluem-se taxas ambientais e sociais que buscam financiar políticas que atenuem ou compensem os efeitos negativos da produção de petróleo, como a poluição ou o desmatamento.

Por meio de impostos que recaem sobre o lucro das empresas, o governo busca incentivar os investimentos mais rentáveis. O cálculo de rentabilidade de um projeto deve considerar a dedução desse tipo de imposto; dessa maneira, o governo impõe um patamar mínimo de retorno. A desvantagem desse mecanismo diz respeito ao acesso a informações corretas sobre as atividades das empresas. Uma sobreavaliação dos lucros poderia levar à definição de impostos proibitivos a novos projetos. Quando o poder público não possui um aparato administrativo capaz de acompanhar as atividades das empresas do setor, este mecanismo pode permitir grandes possibilidades de sonegação de impostos por meio da apresentação de receitas subestimadas ou de custos superestimados.

Uma outra maneira de apropriação pelo Estado são os impostos sobre a receita das empresas que, como dito anteriormente, este é o método mais utilizado para cálculo de *royalties*. Trata-se de uma porcentagem fixa sobre cada unidade produzida que é vendida, independente do seu custo de produção. Esse tipo de taxação se mostra mais simples do que aquela baseada no lucro, tanto no que diz respeito ao cálculo da alíquota como na forma de implementação e de fiscalização. Os parâmetros a serem acompanhados são o volume produzido e um índice de preço de mercado acordado pelo governo. Uma vantagem adicional desse tipo de imposto é que permite que a arrecadação ocorra logo no início das operações das empresas, não tendo de esperar que se tornem lucrativas.

As duas principais desvantagens dos impostos sobre a receita das empresas tratam-se do desincentivo a parte dos possíveis projetos e da regressividade do imposto em relação ao lucro (ver Quadro 2). Estes mecanismos geram incentivos que podem ser perversos, sobretudo em relação aos campos maduros que tendem a ter custos menores e, assim, margens de lucro maiores que os campos novos. Geram, então, uma “sobretaxação” dos campos maduros e uma “subtaxação” dos campos novos e mais arriscados.

**Quadro 2: Regressividade dos Impostos sobre Setores de Petróleo e Gás Natural**

Progressividade	Conceito	Taxação
Muito Regressivo	Receita tarifária não relacionada ou negativamente relacionada à produção	Taxas sobre propriedade ou reservas (prêmio dos leilões e <i>work commitments</i> )
Moderadamente regressivo	Incidente sobre produção, ignorando preço e custo	Alíquota fixa em US\$ sobre barril
Regressivo	Incidente sobre valor bruto de produção, ignorando custos (1)	Percentagem fixa sobre valor do <i>royalty</i>
Neutro	Percentagem fixa sobre receita líquida, ou seja, leva em conta preço e custo	Alíquota fixa sobre lucro do produtor
Progressivo	Porcentagem sobre aumento da receita líquida	Alíquota variável sobre lucro do produtor, incluindo crédito tributário sobre investimentos

Fonte: Berman (2006). Adaptado.

Nota: Aliquotas de *royalties* e impostos sobre a produção que variam com o preço do petróleo e do gás natural podem ser regressivos ou progressivos dependendo se a variação dos custos (os quais não são levados em conta) importa mais ou menos para o retorno do investimento do que a variação nos preços.

Muitos países produtores ajustaram o seu sistema de imposto para atuarem de forma progressiva em relação aos lucros e diminuírem os problemas de regressividade dos impostos sobre receitas (impostos flexíveis). Os principais mecanismos usados para criar flexibilidade no sistema de impostos são os seguintes:

- **Indicador simples:** os impostos e/ou outras possíveis taxas são ponderados por um indicador de lucratividade baseado nas especificidades regionais e percepções da complexidade geológica ou operacional (*onshore* ou *offshore*, *offshore* de grande ou pequena profundidade, produção madura ou nova).
- **Níveis de preços:** o governo pode utilizar a variação de preços como uma forma de ponderar as alíquotas de acordo com a lucratividade. Há uma suposição de que a variação de preços está diretamente correlacionada à variação dos lucros.
- **Índice de volume de produção:** a arrecadação do governo pode ser uma função acumulativa ou diária de produção, refletindo uma correlação esperada entre o tamanho do campo de petróleo a ser explorado e a lucratividade do projeto. Existe uma hipótese de fortes ganhos de escala.

O principal problema desses mecanismos continua sendo a dificuldade de se criar *proxies* acuradas para a lucratividade das empresas. Até o presente, os índices criados, apesar de desempenharem um importante papel, ainda apresentam importantes falhas relevantes como estimadores dos lucros.

Uma opção que vem sendo utilizada é o uso da taxa de retorno de ações ou de participações em *joint-ventures*. Essas informações de conhecimento público funcionam como *proxy* do lucro obtido pelas empresas. A arrecadação do governo é, então, ajustada em função da taxa

de retorno real da empresa. A vantagem deste sistema está baseada numa maior simplicidade do cálculo e na rapidez de obtenção da informação, permitindo que automaticamente sejam alterados os valores dos impostos governamentais.

Outras taxas cobradas pelos governos podem ser observadas como os bônus e as taxas ambientais. Estes bônus podem ser fixados pelo governo ou leiloados e dão direito à exploração de determinada jazida, sob regras previamente definidas. Podem ser pagos antes da concessão do campo ou ainda de acordo com a evolução dos resultados atingidos pelas empresas. Espera-se que o valor do bônus esteja relacionado à lucratividade esperada com a descoberta e/ou produção do petróleo. Problemas podem surgir “ex post” quando se descobre que o bônus estabelecido “ex ante” na realidade não corresponde aos níveis de produção e lucratividade esperados.

Em suma, quando falamos do sistema de taxaço da produção de petróleo e gás, geralmente estamos referindo a um grupo de mecanismos. Diferentes e numerosos instrumentos são utilizados para estabelecer a arrecadação do governo da renda petroleira, este grupo de mecanismos que chamamos de taxas e *royalties*.

*Product Sharing Contract* (PSC) é um contrato entre os governos, que detêm a propriedade dos recursos naturais, e as empresas encarregadas da exploração. Neste contrato se estabelece a divisão entre esses dois agentes do volume físico de petróleo extraído, acompanhada de um acordo que encarrega a empresa da venda da parcela do petróleo de propriedade do governo. Este mecanismo é amplamente utilizado, pois permite que os governos, assumindo o risco de preço da operação, participem do mercado de petróleo, definindo diretamente a quantidade a ser comercializada ou mantida como reservas.

Por meio dos *Services Agreements* (SA) os governos contratam empresas para fazer serviços específicos. Assim, na teoria é o governo o proprietário de todo petróleo extraído, devendo pagar uma comissão às empresas encarregadas das atividades de exploração e comercialização. Na prática muitos destes contratos acabam se assemelhando aos PSC, pois o pagamento dessas comissões é geralmente feito por meio da entrega de parte da produção de petróleo.

Nos modelos de apropriação por meio de taxas (impostos e *royalties*<sup>6</sup>) e de PSC, o risco das operações é geralmente suportado pelas empresas uma vez que são elas as responsáveis pela maior parte dos investimentos. No modelo de transação SA, são os governos os responsáveis pelos investimentos e as empresas operam como prestadoras de serviços. Logo, o risco do governo tende a ser maior e o das empresas menor que nos dois modelos anteriores. Na prática, um único país pode adotar mais de um modelo, condicionando a escolha à localização da jazida (continental ou marítima), à profundidade da reserva ou à mudança de modelo com preservação dos contratos anteriores. O caso norueguês, por exemplo, associa a cobrança de impostos e *royalties* ao modelo de partilha da produção dos campos continentais por meio de um arranjo denominado State’s Direct Financial Interest (SDFI) criado em 1985. Julgando que o setor privado nacional não tem robustez financeira e capacidade técnica suficientes para

---

<sup>6</sup> No caso brasileiro, *royalties* são compensações financeiras devidas ao Estado sob a concessão para exploração de campos de petróleo e de gás natural e são distribuídos aos Estados e Municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência e Tecnologia e ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Fazenda, que repassa aos Estados e Municípios de acordo com os critérios definidos em legislação específica.

apresentar um desempenho adequado nas atividades de petróleo e gás natural, o Estado deve ocupar esse papel, envolvendo-se diretamente na realização de investimentos e arcando com os custos de produção de alguns campos de petróleo. Esse papel lhe confere o direito de apropriação de parte da produção física de dez campos continentais<sup>7</sup> por meio dos SDFI. A comercialização da cota pública da produção é realizada pela StatoilHydro. A privatização parcial e abertura do capital dessa companhia em 2001 levou à criação da estatal Petoro<sup>8</sup> que a partir de então deve fiscalizar a StatoilHydro naquilo que concerne às cotas públicas da produção, reportando-se ao Ministério de Petróleo e Energia.

A variação da renda governamental advinda da variação do preço do petróleo depende também dos diferentes mecanismos de apropriação da renda petrolífera. A receita pública está mais associada à evolução do preço do petróleo nos casos de SA e PSC, uma vez que o governo possui uma fração da produção física, podendo vendê-la a preços de mercado. No caso dos impostos e *royalties*, depende dos métodos de cálculo utilizados. Quanto mais esses métodos estiverem vinculados ao lucro das empresas ou diretamente ao preço da *commodity*, mais a receita do governo será condicionada pelo mercado de petróleo internacional.

## **Experiência Internacional: Noruega e América do Norte**

### **Noruega**

A gestão norueguesa dos recursos provenientes da exploração do petróleo é correntemente citada por ter conseguido evitar grande parte dos efeitos da doença holandesa. As primeiras descobertas importantes de reservas de petróleo datam do início da década de 1970, referindo-se aos campos de Tor, Ekofisk e Eldfisk, no Mar do Norte. Entretanto, foi somente a partir de 1975 que o volume de exploração torna-se relevante. Desde então que as discussões a respeito de diferentes aspectos que envolvem a exploração, taxação e utilização dos recursos tomaram-se mais intensas.

A criação do fundo de estabilização foi o aspecto mais documentado no que diz respeito à gestão das rendas do petróleo na Noruega, servindo de modelo para outros grandes exportadores do produto em função de sua efetividade como instrumento de isolamento da economia. Entretanto, como destaca Larsen (2004), outros fatores também colaboraram na redução dos efeitos da doença holandesa na Noruega, como a centralização das negociações salariais, cujas negociações se pautavam pela produtividade da indústria como um todo e não pela do setor petrolífero. Ademais, o setor público conseguiu fortalecer seu balanço patrimonial, reduzindo fortemente seu endividamento, o que facilitou a execução de uma política fiscal de caráter contracíclico.

O governo também tem lançado mão de política industrial para incentivar o desenvolvimento tecnológico do país. Atualmente existem três instituições que operam a política industrial nacional, voltada para criar um ambiente propício à inovação tecnológica: Innovation Norway, Industrial Development Corporation of Norway (SIVA) e Research Council of

---

<sup>7</sup> O arranjo SDFI esta presente em 114 licenças de produção nos dez maiores campos de exploração: Troll, Ormen Lange, Åsgard, Heidrun, Snøhvit, Oseberg, Snorre, Gullfaks, Grane, Visund.

<sup>8</sup> A companhia gere 90 licenças de produção e 18 participações em outras companhias do setor. Para maiores informações, ver Seção 3.2.

Norway. Innovation Norway (ativo em 2006 de US\$2,84 bilhões<sup>9</sup>) foi criada em janeiro de 2004 a partir da fusão de quatro outras organizações (Norwegian Industrial and Regional Development Fund – SND, Norwegian Trade Council, Norwegian Tourist Board e Government Consultative Office for Inventors – SVO). Sua principal função é dar suporte a pequenas e médias empresas, encorajar o desenvolvimento de novos produtos e a internacionalização das empresas nacionais. Suas ações focam os setores em que o país apresenta vantagens competitivas, como setor energético, naval, pesqueiro etc. Entre suas atividades, estão o financiamento de projetos (empréstimos, garantias, participações de capital) subsidiados ou não, consultoria, criação de *networks* e promoção internacional das empresas norueguesas.

A SIVA (ativos de US\$102,84 milhões em 2006<sup>10</sup>) foi criada em 1968 com objetivo de incentivar a formação de clusters industriais regionais por meio da compra de participações de companhias (ou funcionando como incubadora) e de projetos em infra-estrutura e centros de inovação, colaborando com o desenvolvimento econômico de regiões remotas.

O principal objetivo do Research Council é fornecer *research support* aos projetos de investimento avaliados como estratégicos em função do potencial de criação de valor, considerando as atividades de maior vantagem competitiva da Noruega. São sete as grandes áreas de concentração da instituição: nanotecnologia, genoma, petróleo, energia renovável, mudança climática e aquicultura. O orçamento da instituição foi estipulado em US\$ 1,11 bilhão<sup>11</sup> para 2008, provenientes em grande parte do Ministério da Educação e Pesquisa (21,8%) e do Ministério do Comércio e da Indústria (20,3%).

#### *O Fundo de Estabilização Norueguês*

Em 1990, o Parlamento norueguês (*Storting*) criou, a partir das receitas obtidas com a exportação de petróleo, um fundo de reservas, o *Government Petroleum Fund*<sup>12</sup>, que era controlado pelo Ministério das Finanças e cujas operações eram dirigidas por um setor específico do Banco Central. Em 2006, o fundo foi renomeado de *Government Pension Fund – Global* (GPF-G). Apesar da alteração no nome, os objetivos do fundo não foram alterados (Gronvik, 2006). O GPF-G compõe, juntamente com o *Government Pension Fund – Norway*<sup>13</sup> (GPF-N), um fundo ainda mais amplo que lhes dá nome, o *Government Pension Fund* (GPF), cujo objetivo é facilitar a formação de poupança pelo setor público, necessária para, no futuro, fazer frente à rápida expansão dos gastos com seguridade social (pensões e aposentadorias)<sup>14</sup>, assim como garantir a gestão de longo prazo das receitas provenientes do petróleo. Os ativos do *Government Pension Fund* chegaram a US\$ 382,2 bilhões em março de 2008. Os objetivos do *Government Pension Fund – Global* são três:

---

<sup>9</sup> 18,2 bilhões de Krones convertidos à taxa média de câmbio em 2006 (NOK 6,4179/US\$ 1); disponível em [www.norges-bank.no](http://www.norges-bank.no).

<sup>10</sup> 660 milhões de Krones, convertidos pela taxa de câmbio média de 2006. Ver Nota 32.

<sup>11</sup> 5,7 bilhões de Krones, convertidos à taxa de câmbio média do mês de março de 2008 (NOK 5,13/US\$ 1); disponível em [www.norges-bank.no](http://www.norges-bank.no).

<sup>12</sup> Por meio do Act on the Government Petroleum Fund, N. 36, de 22 de junho de 1990.

<sup>13</sup> O GPF-N substituiu o *National Insurance Scheme Fund* e é gerido pelo Folketrygdfondet.

<sup>14</sup> Como afirma Gronvik (2006), não existe nenhuma vinculação legal entre os recursos do fundo e o pagamento de pensões; a alteração de nome teve por objetivo indicar à sociedade norueguesa que os recursos acumulados nesses fundos fazem parte de um direito da coletividade e não será gasto pelo governo.

- (1) proteger a política fiscal e monetária de desdobramentos das oscilações do preço do petróleo (meta de estabilidade);
- (2) transformar recursos naturais de ativos reais em ativos financeiros, a fim de permitir que as gerações futuras pudessem ser beneficiadas (meta intergeracional);
- (3) evitar a apreciação cambial e o demasiado aquecimento da demanda interna, com possíveis repercussões nos preços internos (meta de competitividade) (Gutierrez, 2005).

O fundo é capitalizado a partir das receitas fiscais da exploração do petróleo. Os instrumentos utilizados pelo governo são taxas, a rentabilidade proveniente da propriedade e licenciamento das reservas de petróleo e gás natural apropriadas por meio do *State's Direct Financial Interest* (SDFI)<sup>15</sup>, dividendos, taxas sobre emissão de CO<sub>2</sub> (introduzidas em 1991) e *royalties*. As taxas e os retornos da SDFI são as fontes mais relevantes, sendo responsáveis por cerca de 95% do fluxo de captação. O sistema de taxaço sobre o petróleo recai sobre as receitas líquidas, sendo dedutíveis alguns gastos com investimentos.

A gestão operacional do *Government Pension Fund – Global* é realizada pelo Banco Central da Noruega, a partir de um departamento específico, o *Norges Bank Investment Management* (NBIM). Entretanto, é o Ministério das Finanças quem determina os objetivos estratégicos a serem seguidos e supervisiona a gestão dos operadores.

A divisão de responsabilidades, com relação ao *Government Pension Fund – Global*, é bastante clara. O Ministério das Finanças é responsável pela alocação estratégica dos recursos; define o portfólio *benchmark*; estabelece limites dos desvios com relação a esse *benchmark* e reporta os resultados obtidos pelo fundo ao Parlamento norueguês. Já o NBIM é responsável pela gestão do portfólio; pela exposição a riscos e pelos custos de transação. Assim, o Ministério das Finanças estabelece um portfólio (*benchmark*), a partir do qual o NBIM buscará obter a maior rentabilidade possível para níveis de risco semelhantes.

As aplicações dos recursos do fundo, realizadas nos mercados internacionais em sua totalidade, devem partir do portfólio estabelecido pelo Ministério, e consiste em títulos de renda fixa e em ações, em proporções de 60% e 40% respectivamente a partir de 2006. Os ativos de renda fixa devem ser compostos por 60% de títulos emitidos por países europeus, 35% de americanos e africanos e 5% de países da Ásia ou Oceania. No que diz respeito às *equities*, as proporções são 50% para ações negociadas em Bolsas da Europa, 35% da América e África e 15% da Ásia e Oceania.

Os ativos adquiridos são compostos por ações de 27 países pertencentes ao FTSE Equity Index e por títulos de 21 países incluídos no Lehman Brothers Global Aggregate Bond Index. Ao longo do tempo da aplicação, entretanto, a evolução dos preços dos ativos pode e, geralmente, leva a uma composição diferente do portfólio do fundo, a que se deve seguir uma recomposição da carteira de maneira a aproximá-la do *benchmark*. Para facilitar (e reduzir o

---

<sup>15</sup> O Estado norueguês se responsabiliza diretamente por parte dos investimentos e dos custos de alguns campos de exploração e de sistemas de transporte. A propriedade desses ativos é garantida por meio de um arranjo especial, o SDFI criado em 1985. O portfólio é gerido pela Petoro S.A. desde 2001, quando a estatal Statoil (antiga gestora) teve seu capital aberto. A Petoro tem a função de maximizar o valor dos ativos da SDFI por ela administrados (licenças sobre cerca de 1/3 das reservas de petróleo e mais de 1/4 da produção de petróleo e gás natural). Para maiores informações, acessar <http://www.petoro.no/eng/>.

custo) dessas operações, o Ministério das Finanças estabeleceu transferências mensais, a partir de 2002, de recursos, permitindo que os limites de aplicação estabelecidos sejam alcançados sem que aplicações sejam liquidadas, isto é, o ajuste é feito na margem, não no estoque. A injeção de capital por parte do Tesouro provém do superávit fiscal obtido (considerando a receita dos impostos sobre petróleo), assim como do rendimento do Estado com exploração do petróleo. Desde sua criação, o ano em que houve maior volume de transferência para o fundo foi em 2001, com US\$ 28,6 bilhões.

A supervisão e avaliação do Ministério se dão por meio do acompanhamento do desvio padrão da diferença entre o retorno anual do portfólio efetivo e o retorno anual do portfólio que funciona como *benchmark* (*tracking error*). Foi estabelecido um *tracking error* esperado de até 1,5 p.p., buscando, dessa maneira, limitar os riscos assumidos pela gestão do fundo. A rentabilidade ou prejuízo da carteira total do *Government Pension Fund – Global* deve ficar contido do intervalo de +/- 1,5 p.p. em relação ao rendimento do *benchmark*.

Vale destacar ainda que parte dos recursos do fundo não é administrada diretamente pelo NBIM, mas repassada a gestores privados. Em 2006, cerca de 78% dos ativos eram geridos pelo próprio *Norges Bank Investment Management* (*internal management*) e os 22% restantes por corretoras e bancos privadas (*external managements*). Essa alocação advém da convicção do Banco Central de que existem melhores condições de se obter rentabilidade mais elevada quando um grupo maior de gestores pode tomar decisões de aplicação de forma independente uns dos outros (NBIM, 2006). Ao final de 2006, o fundo contava com 28 *equity managers* no exterior com 45 *mandates managed assets*, o equivalente a US\$ 42,22 bilhões e 22 *fixed income managers* no exterior com 35 *mandates managed*, com ativos totalizando US\$ 19,63 bilhões.

O fundo recebe a totalidade das receitas públicas com origem nas atividades de petróleo e gás; entretanto, deve financiar o déficit do orçamento não-petróleo, isto é, a diferença entre as receitas advindas de impostos não relacionados às atividades petrolíferas e os gastos públicos. Assim, recursos só são incorporados ao patrimônio do fundo em caso de superávits orçamentários, vale dizer, quando as receitas relacionadas a petróleo mais aquelas com outras origens conseguem superar o volume de gastos públicos.

Em março de 2001, as transferências do fundo ao orçamento público passaram a seguir diretrizes públicas, objetivando aumentar a transparência das operações. A principal medida foi limitar as transferências anuais para o orçamento público em 4% do patrimônio do fundo. Essa taxa representa o retorno real esperado anualmente sobre seus ativos, o que conservaria, como discutido anteriormente, o valor do estoque de riqueza para as gerações futuras.

Entretanto, o limite de 4% possui alguma flexibilidade. As transferências devem ser capazes de financiar a política fiscal anticíclica em momentos de recessão ou desaceleração econômica. Em 2005, por exemplo, as transferências totalizaram 6%. Dessa maneira, o limite estabelecido pela legislação deve ser atingido, na verdade, em média, ao longo do tempo. Taxas mais elevadas de transferências, se não forem incompatíveis com o objetivo de *saving fund* do *Government Pension Fund – Global*, isto é, se acompanharem a expectativa de retorno do fundo, não devem minar a credibilidade do arranjo institucional criado para regular

as relações com a política fiscal e ao mesmo tempo garantir maior capacidade de atuação como fundo de estabilização (Gjedrem, 2005 e Eriksen, 2006).

Ademais, a decisão do volume da retirada anual do fundo está condicionada a outros fatores, como a estabilização da taxa de câmbio ou a tentativa de impedir apreciação da taxa, ainda que o regime vigente seja de câmbio flutuante, em função do impacto sobre competitividade dos demais setores da economia norueguesa que não os relacionados ao petróleo.

Apesar da existência do fundo, a forte valorização do petróleo acabou apreciando a taxa nominal de câmbio. Gjedrem (2005) afirma, no entanto, que a taxa de câmbio nominal não necessariamente tem acompanhado o preço de petróleo em todos os períodos.

A diversificação produtiva do país se mostra ainda limitada, ainda que tenha se incentivado o desenvolvimento de outras atividades ao longo da cadeia produtiva do petróleo e do gás natural. A presença de reservas sob grande profundidade no Mar do Norte colaborou para que a extração desse recurso natural fosse acompanhado de desenvolvimento tecnológico, transformando empresas norueguesas em consultoras internacionais desse tipo de operação.

**Tabela 1: Efeito de um Aumento nos Investimentos em Petróleo Equivalente a 1 Ponto Percentual do PIB Não-petróleo**

	PIB	Emprego
Manufatura	0,6	0,4
Construção	1,5	0,7
Transporte	0,3	0,0
Outros serviços	1,2	0,3
PIB não-petroleo	0,6	0,2

Fonte: OCDE (2007).

Em síntese, os recursos obtidos a partir da exploração do petróleo e do gás natural foram direcionados para três fins: re-inversão, financiamento do déficit público não-petróleo e formação de um fundo de estabilização. Os investimentos na própria atividade dizem respeito tanto a partes da renda apropriada pela iniciativa privada como pelo Estado a partir de impostos; vale lembrar a presença de importantes empresas de controle estatal em atividades vinculadas ao setor, como a Statoil, Nork Hydro<sup>16</sup> e Gassco<sup>17</sup>. Até 1995, quando o Petroleum Fund recebeu seus primeiros aportes, as receitas públicas não reinvestidas no setor de petróleo

<sup>16</sup> A exploração do petróleo era realizada por duas companhias de controle estatal, a Norwegian State Oil Company – Statoil (criada em 1972) e a Norsk Hydro (criada em 1905 e atuante no setor de petróleo desde final dos anos 1960), cujos conselhos de administração, em dezembro de 2006, recomendaram aos acionistas a fusão das duas companhias. A partir de outubro de 2007 a companhia resultante da fusão passou a se denominar StatoilHydro. A empresa privada que atuava no setor, a Saga, foi adquirida pela Hydro em 1999. Ambas as companhias têm atuação em diferentes países, especialmente na Europa, e estão listadas na Bolsa de Estocolmo (ver <http://www.statoilhydro.com/en/Pages/default.aspx>).

<sup>17</sup> A Gassco foi estabelecida em maio de 2001 com o objetivo de concentrar a gestão e o investimento em infraestrutura de transporte de gás natural que antes eram realizados por diferentes empresas. A empresa tem todo seu capital em posse do Estado norueguês (ver <http://www.gassco.no/sw3044.asp>).

e gás eram incorporadas em sua integralidade no orçamento público, de maneira a financiar gastos correntes, investimentos e pagamento de dívida anteriormente contraída. Após essa data, à medida que a produção norueguesa avançava e o preço internacional se recuperava, essas receitas passaram a suplantam a necessidade de financiamento do gasto público; a partir de 2001, como já mencionado, foi estabelecida uma regra (ainda que flexível) para o financiamento de déficit público com as receitas obtidas com a taxaço das atividades de petróleo e gás. Os recursos acumulados no fundo de estabilização norueguês não apresentam finalidade predeterminada, a não ser aquilo que consiste nas diretrizes de investimento. Contudo, a alteração de nome para Government Pension Fund – Global, em 2006, pode indicar que esses recursos poderão ser transferidos à população por meio de aposentadorias e pensões no futuro, colaborando, inclusive, com o equilíbrio do sistema previdenciário do país.

### **A América do Norte: os casos do Alaska (EUA) e de Alberta (Canadá)**

Tanto o estado do Alaska, nos EUA, como a província de Alberta, no Canadá, em meados da década de 1970, buscaram evitar o comportamento cíclico das receitas públicas por meio da criação de fundos (Alaska Permanent Fund e Alberta Heritage Fund), condicionados pela elevação do preço do petróleo no mercado internacional. Em paralelo ao caráter estabilizador, esses fundos também assumiram a função de garantir que as gerações futuras de cada uma das regiões pudessem usufruir dos benefícios provenientes da existência de importantes reservas de petróleo e gás natural. Para a obtenção desse objetivo, entretanto, adotaram estratégias substancialmente diferentes. Enquanto o Alaska privilegiou a acumulação financeira de seu fundo a partir de aplicações de portfólio no mercado financeiro internacional, Alberta decidiu promover um conjunto de políticas voltadas para a diversificação e o bem-estar de sua população.

A obtenção de uma receita quase nove vezes maior que o orçamento anual do Estado do Alaska, em 1969, a partir da venda da concessão do direito de exploração de campos de petróleo, deu início às discussões a respeito da finalidade desses recursos. Desde essa época, foi lançada a idéia da constituição de um fundo de maneira a garantir o direito das gerações futuras usufruírem dessa riqueza. Contudo, o reconhecimento da precariedade da infraestrutura da região levou a investimentos em saneamento, na construção de rodovias, aeroportos e escolas e da constituição de sistema de distribuição de água. Os cerca de US\$ 900 milhões obtidos com a concessão foram gastos nesses empreendimentos. A rapidez com que esses recursos se esgotaram deu força política para os defensores da criação de um fundo, que se impuseram nos anos subseqüentes, quando a receita do petróleo voltou a crescer devido à elevação de seu preço internacional a partir de 1973.

O Alaska Permanent Fund (APF) foi finalmente estabelecido em 1976, por meio de emenda constitucional<sup>18</sup>, tendo por objetivo a transferência inter-geracional de riqueza. Em 1980, foi criada a Alaska Permanent Fund Corporation (APFC), que passou a gerir os recursos do fundo, sob dois parâmetros: preservar seu patrimônio e maximizar os rendimentos sobre esses recursos.

---

<sup>18</sup> A Constituição do Alaska proíbe a vinculação de recursos públicos para objetivos específicos, é por isso que foi necessária uma emenda constitucional para que o fundo fosse criado, uma vez que consta de sua estrutura uma definição do uso de seus recursos.

Os recursos administrados pela *Alaska Permanent Fund Corporation* são constituídos de duas partes, referentes ao principal, isto é, ao montante acumulado a partir das transferências do Estado para o fundo e à *Realized Earning Account* que contabiliza a massa de recursos proveniente do rendimento das aplicações do capital. A primeira parte, também conhecida como *Reserved Assets*, não pode ser gasta e deve ser aplicada de acordo com as diretrizes definidas pelo conselho da APFC. A segunda parte, os rendimentos, tem uso mais flexível. Uma parcela deve ser distribuída, anualmente, como dividendo para os habitantes do Alaska, por meio do *Permanent Fund Dividend Division* que administra o programa de distribuição desses recursos; o excedente pode ser usado conforme definição do poder legislativo do estado que, inclusive, pode decidir reinvesti-lo no fundo.

O programa de dividendos foi criado em 1982, com intuito de estimular o interesse dos cidadãos na preservação dos recursos. Desde a criação desse fundo, 42% dos rendimentos foram gastos com o pagamento de dividendos e o restante foi retido no fundo como reinvestimento. Em 1999, por exemplo, todo cidadão<sup>19</sup> residente no Alaska recebeu US\$ 1.770 por meio do programa de dividendos. Em 2007, US\$ 1.654. Essas transferências têm assumido papel importante no rendimento anual de alguns setores da sociedade, especialmente nas zonas rurais (Rasmuson, 1993 e Fasano, 2000).

Criado também em 1976, ao Alberta Heritage Fund foram dados quatro objetivos: (1) transferência inter-geracional de riqueza; (2) constituir-se em mecanismo de alavancagem do gasto público alternativo ao endividamento junto aos agentes privados; (3) melhorar a qualidade de vida dos habitantes da província e (4) promover maior estabilidade da economia regional por meio de sua diversificação produtiva. Com o tempo, alguns desses objetivos perderam importância frente aos demais (Warran & Keddie, 2002).

**Quadro 3: Comparação entre Alaska Permanent Fund (APF) e Alberta Heritage Fund (AHF)**

	AHF	APF
Período de criação	década de 1970	década de 1970
Fonte de Recursos	Petróleo e gás natural	Petróleo e gás natural
Meio de criação	Legislação	Referendo
Desenvolvimento Econômico	Sim	Não
Dividendos Sociais	Sim	Não
Aquisição de ações	Não até 1997	Sim
Perfil dos Investimentos	Ativos Domésticos apenas (até 1997)	Ativos Estrangeiros
Crescimento do Fundo	Não	Sim

Fonte: Warrack (2008).

Inicialmente, o fundo foi dividido em três departamentos: Canada Investment Division (CDI), limitado a 20% do capital do fundo; Capital Projects Division (CPD), também limitado a 20%, e Alberta Investment Division (AID), cujos investimentos não estavam limitados.

A intensificação do movimento separatista no Quebec, em 1976, elevou o prêmio de risco exigido pelos credores privados do governo canadense em todas as suas esferas. O AHF, então, como parte da intenção do governo de Alberta de ampliar a atuação do fundo a todo o

<sup>19</sup> Para ser elegível, o cidadão deve ter residido no estado ao longo de todo o ano de referência de distribuição dos dividendos.

país, passou a realizar empréstimos para as regiões mais pobres do Canadá por meio da Canada Investment Division. A taxa de juros exigida nessas operações foi definida como sendo a menor taxa paga por uma instância pública, no caso, à taxa que a Ontario Hydro<sup>20</sup> conseguia se financiar. O primeiro empréstimo entre províncias foi realizado em 1977 a Newfoundland. Até 1982, o fundo realizou 33 operações, somando 1,9 bilhão de dólares canadenses. A partir de então nenhum outro empréstimo dessa natureza foi concedido.

O objetivo da Capital Projects Division era ampliar o bem-estar socioeconômico da população residente na província. Em razão da natureza de seu objetivo, a eficácia das ações do departamento não deveriam ser avaliada apenas por critérios financeiros. O financiamento dos projetos dessa divisão deveria obter aprovação do órgão legislativo de Alberta e eram considerados à margem do orçamento público. Uns dos projetos de maior envergadura estavam vinculados à área de saúde. Em 1980 uma transferência de 300 milhões de dólares canadenses criou a Alberta Heritage Foundation for Medical Research, cujos rendimentos vêm financiando a pesquisa médica, assim como o treinamento de profissionais da área<sup>21</sup>.

Outros projetos em infra-estrutura também foram realizados, especialmente na agricultura, com a criação de sistemas de irrigação e transporte. Também foram realizados investimentos em terminais aeroviários e portuários, na criação de parques e reservas naturais (Kananaskis Country Park e parques urbanos em Calgary e Edmonton) e em pesquisa e desenvolvimento na área de energia<sup>22</sup> (Warrack, 2008).

Alberta Investment Division foi criada para estimular a diversificação da economia de Alberta e, por conseqüência, reduzir a influência do ciclo dos negócios do petróleo, por meio do financiamento e da compra de participações em empresas e projetos (*equity investments*). Suas operações estiveram voltadas especialmente para o conjunto de empresas públicas canadenses (*Crown corporations*), sendo que, entre os maiores investimentos, se incluem aqueles realizados no Alberta Mortgage and Housing Corporation, Alberta Agricultural Development Corporation, Alberta Municipal Financing Corporation e Alberta Government Telephones<sup>23</sup>. O papel da AID permitiu que o governo financiasse suas empresas sem ter de lançar mão de endividamento junto aos mercados financeiros, podendo inclusive socorrer companhias em dificuldades<sup>24</sup>.

Ao longo dos sete primeiros anos de existência, cerca de 30% das receitas da província obtidas a partir de recursos não-renováveis (em sua maioria, petróleo e gás natural) foram

---

<sup>20</sup> Empresa do setor de energia criada em 1974 pelo governo de Ontario. Em abril de 1999 a Ontario Hydro foi reestruturada e dividida em três companhias: Ontario Power Generation, The Ontario Hydro Services Company e Independent Market Operator. Essas novas companhias passaram a ter ações negociadas em bolsa e a estarem submetidas ao Ontario's Business Corporations Act, como qualquer outra corporação. Em maio de 2000, a Ontario Hydro Services Company foi renomeada de Hydro One Inc., uma *holding* que reúne outras cinco empresas do setor (Ver <http://www.hydroone.com/en/>).

<sup>21</sup> O governo realizou mais um aporte de 200 milhões de dólares canadenses em 2006, a primeira das transferências que devem somar 500 milhões de dólares canadenses em três anos (ver <http://www.ahfmr.ab.ca>).

<sup>22</sup> Atualmente, os projetos criados a partir da CPD não são contabilizados no Alberta Heritage Savings Trust Fund (AHSTF).

<sup>23</sup> Foi privatizada em 1990, sob o nome de TELUS.

<sup>24</sup> Recursos sob a gestão da AID foram utilizados para socorrer o megaprojeto de Syncrude Oil Sands em 1977, que anos depois demonstrou desempenho satisfatório, em grande medida devido à política de preços elevados implementada pela OPEP nos anos 1980. Essa foi uma das poucas vezes que, sob decisão do governo, o fundo foi utilizado para socorrer empresas em problemas financeiros. A participação de 10% no projeto que custou à AID US\$ 180 milhões foi vendido por US\$ 352 milhões em 1995 (Warrack, 2008).

alocados no fundo, além do aporte inicial de 1,5 bilhão de dólares canadenses. Entre 1984 e 1987 essa proporção se reduziu a 15%; a partir de então, em função da queda do preço do petróleo, os aportes foram suspensos. O valor total transferido nesses dez anos chegou a cerca de 12 bilhões de dólares canadenses ao todo. O rendimento dos investimentos realizados inicialmente ficava retido no fundo para reinversão até 1987, quando passou a ser canalizado ao orçamento público em sua integralidade. Em termos absolutos seu patrimônio sofreu reduções em função dos aportes em projetos, tais como os de irrigação, de pesquisa e a construção de parques e hospitais. Essa modalidade de gasto cessou desde 1995. A partir de então, o valor do fundo tem ficado em torno de 12 bilhões de dólares canadenses, caindo para cerca de 11 bilhões em 2002 e recuperando em 2005 e 2006 em função de novos depósitos realizados pelo governo de Alberta. Em 2007, o capital do fundo chegou a 15,02 bilhões de dólares canadenses<sup>25</sup>.

Em janeiro de 1997, o fundo passou por uma reestruturação<sup>26</sup>. Foi dividido em duas partes: Transition Portfólio e Endowment Portfólio, sendo que o primeiro tem caráter provisório e reúne os antigos ativos do fundo. Um mínimo de 1,2 bilhão de dólares canadenses de ativos deve ser transferido anualmente do primeiro para o segundo portfólio. As novas diretrizes de aplicação dos recursos do fundo o aproximaram da estratégia adotada pelo Alaska; um mínimo de 35% e um máximo de 65% do Endowment Porfolio deve ser aplicado tanto em títulos de renda fixa como em ações. O rendimento obtido pelo fundo deve cobrir as perdas com a inflação e o excedente transferido ao governo da província. Assim, com a reforma, o fundo deixa de privilegiar políticas de desenvolvimento para garantir maior acumulação financeira interna.

No que diz respeito à arrecadação tributária, ambas as regiões revisaram regras de taxação diante da mudança recente de patamar do preço do petróleo e do gás natural. Buscaram também criar incentivos ao investimento no setor a partir da criação de impostos de caráter mais progressivo. Adicionalmente aos impostos federais, aos royalties e ao imposto de renda, o governo do Alaska criou em 2007 um imposto sobre os lucros das empresas do setor de petróleo e gás natural. A alíquota foi definida em 22,5%, devendo ser elevada em 0,25 pontos percentuais a cada dólar adicional do preço do petróleo acima de US\$ 40/barril. Uma revisão desses parâmetros foi feita em meados de 2007, quando a alíquota foi elevada para 25% e o preço de referência do barril de petróleo reduzido para US\$30, a partir do qual a alíquota deve ser elevada em 0,4 pontos percentuais por dólar adicional (Johnston, 2008).

---

<sup>25</sup> Cerca de US\$ 13,99 bilhões, convertidos à taxa de câmbio média de 2007 de 1,074 CAN/US\$.

<sup>26</sup> Além da mudança de objetivos, foi criada o Oversight Committee composto de membros da Assembléia Legislativa de Alberta e o Operations Committee, que conta com a presença de agentes privados.

# O Novo Marco da Indústria do Petróleo e a Estrutura de Arrecadação de *Royalties*<sup>27</sup>

## Introdução

As condições de contorno da indústria do petróleo foram radicalmente alteradas nos últimos anos. No plano internacional, a escala dos preços internacionais de petróleo, desde 2003, vem determinando uma expressiva transferência de renda dos países importadores para os países produtores. Além disso, nestes últimos foram sendo progressivamente revisadas as estruturas de apropriação e repartição da renda petrolífera.

No plano nacional, as descobertas na área geológica denominada pré-sal apontam para um novo paradigma de exploração e produção cujos desdobramentos e impactos econômico para o país requerem cuidadosa análise.

Confirmados os volumes encontrados, as descobertas recentes irão demandar a reorientação das diretrizes de política energética no Brasil. Ela terá como objetivo fundamental garantir o suprimento de energia necessário ao desenvolvimento econômico e ao bem-estar de uma sociedade. As políticas energéticas implicam decisões e ações e têm a função não só de responder a questões conjunturais, mas também a de estruturar o futuro de um país ou uma região. Nesse sentido, pode ser definida como uma intervenção estratégica do Estado, que envolve um conjunto de instrumentos e instituições.

É importante notar que a magnitude das descobertas efetuadas revela que as decisões governamentais, visando maximizar os benefícios oriundos do setor de petróleo e de gás, deverão contemplar aspectos que vão além do setor energético; e irão demandar alterações no marco regulatório e institucional que preside a indústria brasileira de petróleo. Em particular, a arrecadação fiscal advinda da produção esperada das jazidas recém-descobertas emerge como um ponto central a ser examinado.

Assim, a questão fundamental não se resume a uma escolha rígida e hierarquizada de objetivos, mas a clareza de que existem *trade-offs* internos ao conjunto de políticas públicas que têm de ser claramente reconhecidos para que sejam administrados e reduzidos ao longo do tempo, de tal forma a garantir a sustentabilidade desse conjunto de políticas.

Com as novas descobertas, as políticas de incremento da oferta de petróleo devem considerar formalmente o equilíbrio entre as condições prioritárias de suprimento do mercado doméstico e a demanda externa. Desse modo, o Brasil se encontra numa posição extraordinariamente privilegiada com relação à garantia das condições de abastecimento energético e aos desafios colocados para a sua posição futura de exportador líquido de petróleo.

É importante recordar que a abundância de petróleo se constitui num fator potencial de geração de riqueza. Entretanto, trata-se de um recurso esgotável e o ritmo de aproveitamento das jazidas é uma variável-chave. Igualmente importante é o regime fiscal que incide sobre este bem e os efeitos gerados pela produção de petróleo sobre a economia como um todo. Experiências mal-sucedidas em diferentes países com relação ao uso de mecanismos de controle deficientes dessas duas variáveis-chave não são raras. Os efeitos perversos podem se

---

<sup>27</sup> Trabalho preparado por Helder Queiroz Pinto Junior e Grupo de Economia da Energia – IE/UFRJ. O autor agradece a colaboração dos assistentes de pesquisa Juliana Carvalho Sardinha e Francisco Ebeling pelo tratamento das informações.

traduzir no esgotamento precoce das reservas e/ou tornar a economia de um país dependente demais do setor petróleo, acarretando perda de competitividade e/ou atrofia dos demais setores econômicos (“doença holandesa” ou “maldição do petróleo”).

É fundamental para o Brasil, no presente, aproveitar as oportunidades oferecidas por tão extraordinária dotação de recursos energéticos para estudar as melhores alternativas que possibilitem a maximização dos benefícios econômicos de sua produção. Esta tarefa implica na necessidade de repensar, de forma inovadora, a adequação do marco regulatório e das participações governamentais às novas condições de contorno da indústria do petróleo.

### **Rendas Extraordinárias, Justiça Inter-Geracional e Desenvolvimento Econômico**

Uma localidade ou país com uma grande dotação de recursos naturais não renováveis enfrenta um desafio para o seu desenvolvimento: diferentemente de outros bens e serviços que geram valor na economia, tais como artigos de vestuário, alimentos e atividades de ensino, a produção corrente dos recursos não renováveis diminui a sua disponibilidade para a produção futura. Dependendo do grau de dependência desses recursos, essa peculiaridade pode ser determinante na condução de uma política de desenvolvimento.

Essa especificidade dos recursos não renováveis é particularmente importante para a condução da política fiscal (Bregman e Pinto Jr, 2008). Os governos nacionais, regionais ou locais, enfrentam o desafio de capturar para si a renda econômica gerada na atividade mineral e através de sua aplicação conciliar o benefício à geração presente e a garantia de bem-estar às gerações futuras<sup>28</sup>. A decisão na aplicação dos recursos é norteada por duas grandes questões:

- (i) o montante da aplicação presente e futura (o quanto será gasto e o quanto será poupado hoje);
- (ii) as atividades prioritárias para a aplicação (como os recursos serão aplicados).

A experiência internacional na aplicação das receitas provenientes da extração dos recursos não renováveis, descrita nesta seção, analisará essas duas questões básicas em seis grandes produtores de petróleo e gás natural. e analisará brevemente a primeira questão.

Se a avaliação do resultado fiscal vis-à-vis com o nível do preço do petróleo é relativamente simples, a avaliação de uma despesa como geradora de bem-estar às futuras gerações não é nem um pouco trivial: são diversas as possíveis aplicações para uma política de bem-estar às gerações futuras, tais como investimentos em educação e saúde, melhoria da infra-estrutura e modernização administrativa. Assim, as políticas voltadas para o bem-estar das futuras gerações se confundem com aquelas voltadas para a promoção do desenvolvimento econômico e social.

Há ainda uma consequência importante da aplicação dos recursos decorrentes da exploração de recursos não-renováveis: a influência da política fiscal na taxa de câmbio e dessa na

---

<sup>28</sup> Hartwick (1977) argumentou que a população de um país dotado apenas de um recurso não renovável, sem qualquer fonte alternativa para promover investimentos, poderia desfrutar de um nível perpétuo de consumo, desde que utilizasse parte da renda advinda do recurso não renovável para atividades intensivas em capital e trabalho.

competitividade dos demais setores da economia, num mecanismo conhecido como “*dutch disease*”- doença holandesa<sup>29</sup>.

O fracasso de alguns países com abundância de recursos naturais, em especial o petróleo, em superar a pobreza e promover o desenvolvimento fez com que surgisse a proposição de que os recursos naturais representam uma “maldição” ao invés de uma bênção. Além da “doença holandesa”, alguns países ricos em recursos sofrem com instabilidade política e guerras civis, e não conseguem superar a pobreza.

Alguns países recorrem a fundos específicos, de natureza distinta dos seus orçamentos, para gerenciar a renda advinda do petróleo e do gás natural, tanto para definir o quanto deve ser gasto quanto para instituir as regras de como os recursos devem ser gastos. A próxima seção discorrerá brevemente sobre as especificidades da constituição dos fundos.

## **A Experiência Internacional: Países Selecionados**

### **Nigéria**

As reservas provadas nigerianas são de 36,2 bilhões de barris de petróleo e 182 Tcf de gás natural. Nos dezesseis meses que antecederam as eleições presidenciais de abril de 2007, a primeira na história do país em que um governo civil passou o controle para outro, ataques de militantes insatisfeitos impactaram a produção nacional em cerca de 20% (EIA NIGÉRIA, 2007, p.1). O IDH de 0,47 é muito menor do que o dos outros países analisados nesta nota, e o país é constantemente apontado como vítima da “maldição dos recursos”.

O petróleo continua desempenhando grande importância na economia do país, sua participação nas exportações é de cerca de 95 % (EIA NIGÉRIA, 2007, p. 1), entre 1995 e 2001 representou 37% do PIB e 63% da arrecadação pública (Eifert et al, 2002, p. 20).

Eifert et al (2002) defendem que as receitas do petróleo foram utilizadas para manter uma frágil coalizão política, com diversos grupos étnicos e religiosos. O gasto público beneficiou uma pequena elite política. A gestão fiscal foi inadequada, com forte crescimento dos gastos públicos nos momentos de alta do preço do petróleo. De acordo com Gary e Karl (2003, p. 28) o país ainda sofreu com a “doença holandesa”.

Eifert et al (2002, p. 23) sustentam ainda que boa parte das razões do sucesso da Indonésia e do fracasso da Nigéria na gestão da renda do petróleo pode ser explicada pelas instituições políticas. A instabilidade social na Nigéria, com grupos insatisfeitos atacando as instalações das petrolíferas estrangeiras, chegou a tal ponto que os investimentos *offshore* (menos vulneráveis à ação dos grupos) ganharam espaço nos últimos anos, mesmo com o custo de extração significativamente maior do que o *onshore* (Gary e Karl, 2003, p. 29).

Segundo estes autores, a Nigéria estaria gastando muito e poupando pouco os recursos do petróleo (primeira questão da seção 2) e aplicando os recursos em benefício de uma minoria,

---

<sup>29</sup> A denominação surgiu dos fatores adversos da apreciação da taxa de câmbio da Holanda, posterior à descoberta de reservas de gás natural no Mar do Norte. Segundo a abordagem do “Dutch disease”, o aumento da exportação de recursos não-renováveis aprecia o câmbio, influenciando a competitividade dos demais produtos comercializáveis.

o que não gera benefícios através da melhora de sua economia, tampouco proporciona rentabilidade para as futuras gerações com a aquisição de ativos.

## **Canadá**

O Canadá conta com cerca de 27 bilhões de barris de reservas provadas de petróleo. A província de Alberta, objeto de estudo dessa seção, conta com 95% das reservas do país (EIA CANADÁ, 2007, p. 2). As reservas de gás natural são de 57,9 Tcf. Assim como a Noruega, o país apresenta um elevado grau de desenvolvimento, o que se reflete no seu IDH, de 0,961.

A província de Alberta criou, em 1976, um fundo para gerenciar os recursos arrecadados com o petróleo. O referido fundo foi criado em 1976 e reestruturado em 1997, a partir de uma consulta popular. Seus objetivos são o de reduzir o endividamento da província, promover a qualidade de vida dos seus cidadãos e diversificar a economia (Serra, 2005, p. 130). O fundo é financiado com 12% do valor bruto da produção de petróleo (Enriquez, 2006, p. 66).

Assim como no fundo norueguês, há uma forte vinculação entre o Fundo de Alberta e as contas do setor público (Enriquez, 2006, p. 66). Antes da reestruturação, o fundo destinava boa parte dos recursos a investimentos produtivos diretos e sociais, com objetivo de promover a diversificação da economia. Esses investimentos foram suspensos após a reestruturação, que definiu regras simples e diretas para as aplicações do fundo, que atualmente são norteadas pela rentabilidade, não mais pela diversificação econômica.

Dentre essas regras, está a definição de uma composição dos investimentos no longo prazo: 29% das aplicações devem ser destinadas a investimentos em renda fixa, 45% em ações (sendo que 15% no Canadá, 15% nos Estados Unidos e 15% fora dos dois países), 10% em investimento imobiliário e 16% em outras aplicações.

Portanto, após a reestruturação, o fundo de Alberta se aproximou do modelo norueguês: a manutenção da riqueza do fundo, com investimentos prudentes, é o seu maior objetivo. O fundo de Alberta não tem a mesma preocupação estabilizadora do norueguês, já que prevê investimentos no Canadá, mas claramente optou por adquirir ativos que gerem rentabilidade, ao invés de investir em infra-estrutura e educação.

## **Venezuela**

As reservas provadas de petróleo na Venezuela são de 80 bilhões de barris. A dependência do óleo é notável: suas receitas de exportação representam 75% do total, é responsável por metade da arrecadação pública e cerca de 1/3 do PIB (EIA VENEZUELA, 2007, p. 1).

A riqueza mineral não fez com que o país superasse suas mazelas sociais. Além da influência da herança colonial na formação da sociedade venezuelana, a má gestão da renda petrolífera é responsável por esse desempenho: segundo Eifert et al (2002, p. 13-14) as instituições venezuelanas não estão preparadas para lidar com a dependência das rendas do petróleo, com seus constantes déficits fiscais e sua incapacidade de gerenciar a diversificação econômica.

Em 1998, quando os preços do petróleo atingiram o valor mais baixo desde a década de 1970, a Venezuela lançou um fundo de estabilização, que acumularia reservas quando o preço do petróleo estivesse elevado e cobriria o déficit orçamentário quando os preços caíssem. A lei

definia claramente esses dois momentos: os preços seriam considerados altos sempre que estivessem acima da média móvel dos últimos cinco anos; e baixos sempre que estivessem abaixo desse valor (Fasano, 2000, p. 11).

As regras foram alteradas em 1999: o governo federal aumentou o seu poder discricionário sobre as receitas do fundo. Assim, saques poderiam ser realizados por decreto presidencial (Serra, 2005, p. 139) e poderiam ser utilizados para o gasto social e o pagamento da dívida (Fasano, 2000, p. 11). Em 2000, não obstante da elevação do preço do petróleo, o déficit público cresceu 10%, o que torna o país mais vulnerável a um possível choque de preços.

Se a política venezuelana para o petróleo não parece se preocupar com a estabilidade macroeconômica, o mesmo não se pode dizer dos investimentos sociais e em infra-estrutura. Atualmente, o governo parece ter intuito de desenvolver essas áreas com os recursos do petróleo. Ao menos é essa a intenção do Fundo para o Desenvolvimento Econômico e Social do País (FONDESPA), com recursos oriundos diretamente da estatal PDVSA (Barros, 2006, p. 228).

Assim, após as mudanças no fundo de estabilização e a criação do FONDESPA, pode-se concluir que a Venezuela optou por gastar mais e poupar menos os recursos do petróleo (primeira questão da aplicação de recursos) e pretende investir as receitas do óleo na área social (segunda questão). A avaliação dessa estratégia poderá ser realizada apenas a médio prazo, com a observação das contas públicas e dos indicadores sociais.

Outra conclusão do caso venezuelano é que a constituição de um fundo não garante que uma política social, por exemplo, não poderá ser alterada. Diferentemente do fundo norueguês, que mantém as mesmas regras há muito tempo, o fundo venezuelano reserva um elevado espaço para ações discricionárias do Poder Executivo.

## **Noruega**

A Noruega é um dos países mais desenvolvidos do mundo: em 2005 o IDH atingiu 0,968 pontos, superada apenas pela Islândia no *ranking* mundial do Índice de Desenvolvimento Humano. Com reservas provadas de 7,7 bilhões de barris de petróleo e 84,3 Tcf de gás natural, o país é um dos mais dependentes da exploração de petróleo na Europa.

O setor de exploração e produção de petróleo, que cresceu muito da década de 1980 a meados da década de 1990, apresenta sinais de estagnação pela maturidade dos campos do Mar do Norte (EIA NORUEGA, 2007, p. 3).

As preocupações com a dependência da extração do petróleo em campos maduros, no entanto, são de longa data: o governo norueguês criou, em 1990, o Fundo Petrolífero Estatal Norueguês (FPEN). A renda do petróleo que alimenta o fundo é determinada anualmente, após o déficit público ser coberto. Assim, não há uma definição legal, pré-estabelecida, do percentual da renda petrolífera a ser depositada no fundo, o que o torna extremamente flexível (Fasano, 2000, p. 4).

O fundo tem dois objetivos explícitos: garantir a estabilidade macroeconômica e constituir um fundo de poupança. Serra (2005, p. 133) argumenta que o FPEN contribui para a estabilidade macroeconômica em duas frentes: nos momentos de alta do preço do petróleo, ele recolhe o

excesso de divisas do país exportador, reduzindo a pressão inflacionária; e quando o preço cai o fundo socorre o Tesouro, evitando a aceleração do endividamento.

O fundo norueguês, que em 2005 teve o seu patrimônio avaliado em US\$ 213 bilhões (Enriquez, 2006, p. 67), apenas aplica suas receitas em ações e títulos no exterior<sup>30</sup>. Uma possível elevação do preço do petróleo aumentaria as aplicações do fundo no exterior, o que não impactaria a atividade econômica na Noruega. O fundo, portanto, cumpre o papel de resguardar a economia norueguesa da volatilidade do preço do petróleo.

Fasano (2000, p. 4-5) argumenta que o fundo tem logrado êxito na tarefa de amenizar os ciclos dos preços do petróleo, bem como de promover a poupança. Medidas prudentes têm permitido a manutenção de superávits orçamentários mesmo nos períodos em que o preço do petróleo cai. Portanto, a Noruega tem demonstrado uma preferência por poupar os recursos do petróleo.

O benefício às futuras gerações se dá pela rentabilidade dos investimentos no exterior. Diferente de outros países, que procuram promover determinados setores, investir em infraestrutura econômica ou em educação, a Noruega busca manter a estabilidade macroeconômica e garantir aos seus cidadãos a rentabilidade decorrente apenas dos investimentos no exterior<sup>31</sup>.

O caso norueguês tem sido particularmente citado no debate brasileiro sobre eventuais mudanças no marco regulatório da indústria brasileira de petróleo e de gás natural. Este interesse reside tanto no papel de seu fundo soberano, quanto na importância da participação estatal na coordenação das atividades de exploração e de produção de petróleo. Os detalhes do arranjo institucional da indústria norueguesa de petróleo são sintetizados no Box 1.

---

<sup>30</sup> A internacionalização de investimentos segue preceitos éticos e de sustentabilidade, como a restrição de investimento em empresas de tabaco e a prioridade de aplicação em empresas com certificados ambientais (Serra, 2005, p. 135).

<sup>31</sup> Ao comparar o crescimento da Noruega com o da Suécia e da Dinamarca no início da década de 1970, Larsen (2005) traz elementos empíricos favoráveis à tese que a “maldição dos recursos” não afeta países desenvolvidos.

## BOX 1

### Arranjo Institucional da Indústria de Petróleo Norueguesa

Até 1985, a licença de produção, que configura a concessão de atividades de E&P na Noruega, só era concedida para a Statoil isoladamente ou para consórcios nos quais a Statoil, como representante do Estado, tivesse a participação mínima de 50% nos direitos do empreendimento (Taverne, 1999; Norway, 2006).

Em 1985, o *Storting* (Parlamento) entendeu que o patrimônio da Statoil estava ficando grande demais (e assim, seu potencial de influenciar decisões do Estado) e decidiu criar a SDFI e desmembrar os direitos de concessão (licenças) sobre os recursos petrolíferos mantidos pela Statoil como representante do Estado norueguês (Gordon e Stenvoll, 2007). Nesse processo, os direitos de concessão de E&P em poder da Statoil foram convertidos em direitos financeiros e distribuídos em 80% para a SDFI e 20% para a Statoil (IEA, 2001). Com a criação da SDFI, a participação do Estado de, no mínimo, 50% dos direitos do empreendimento passaria a ser atendida pela participação da SDFI no capital social das parcerias empresariais e não mais pela participação da Statoil (IEA, 2001). Tal divisão significava também a separação entre as funções empresarial-operacional (empresa de petróleo) e patrimonial-financeira (participação nos direitos – *Capital Equity*) do Estado norueguês (Gordon e Stenvoll, 2007). Ressalte-se que a SDFI, na verdade, é, apenas, uma figura jurídica detentora de direitos financeiros das concessões em E&P (i.e., um tipo de fundo) e não uma empresa de petróleo. Assim, o Estado entra nos empreendimentos com participações que correspondem aos seus interesses financeiros diretos no investimento e nos custos operacionais. À semelhança dos demais concessionários, o governo recebe uma parcela proporcional da receita da venda da produção e de outras rendas (IEA, 2005). O SDFI é controlado pelo Estado, sendo que o *Storting* estabelece, por votação, o montante e a estrutura de seu orçamento em base anual. Nessa primeira fase, que vai até 2001, o gerenciamento da SDFI ainda é feito pela Statoil.

Em 2001, a Statoil teve seu capital aberto, mas permaneceu ainda controlada pelo Estado, que continuou detendo mais de 67% do capital da empresa<sup>32</sup> (IEA, 2005). Em virtude da abertura de capital da Statoil, o Parlamento considerou que haveria conflito de interesses para que a empresa continuasse gerenciando a SDFI e, por conseguinte, instituiu, ainda em 2001, a Petoro AS, empresa 100% estatal, para substituir a Statoil no gerenciamento do SDFI (IEA, 2005).

A Petoro serve como administradora do SDFI nas operações petrolíferas na Noruega. A companhia (100% estatal) detém os mesmos direitos e obrigações que suas parcerias nas licenças de produção e em outras parcerias.

O objetivo da Petoro, indiretamente da SDFI, é aumentar ao máximo as receitas do governo norueguês no longo prazo, através da administração do portfólio que passou a deter. Alia-se ao sistema de taxas sobre a extração petrolífera, configurando um bom instrumento para criar o máximo valor a partir da extração de petróleo.

As divisas advindas do portfólio da SDFI são transferidas para o fundo “Government Pension Fund - Global”.

A função do fundo é facilitar a captação de recursos para atender à crescente necessidade de suprimento de recursos para financiar o sistema de seguridade social do país, assim como, a longo prazo, melhor administrar as receitas provenientes do petróleo.

<sup>32</sup> Em 2001, o Estado norueguês vendeu 18,2% da Statoil para investidores privados nacionais e estrangeiros (MPE-NDP, 2006). Em 2004, o *Storting* autorizou vendas adicionais até o limite de 67% e o controle do capital da Statoil pelo Estado caiu de 81,8% para 70,9%, após as novas vendas (MPE-NDP, 2006).

## **Plano de ação da PETORO**

A PETORO tem como objetivo principal maximizar o valor econômico do portfólio estatal de reservas de petróleo e gás. Neste sentido, suas tarefas consistem em administrar as participações já existentes do SDFI norueguês (State direct financial interest), monitorar a participação das vendas de petróleo do SDFI realizadas pela StatoilHydro e realizar a administração financeira e contábil do SDFI.

A PETORO persegue seu principal objetivo ao adotar sua estratégia central, que é o desenvolvimento de áreas petrolíferas. Como tem um portfólio de campos amplo, procura obter sinergias geológicas e geográficas para aumentar a possibilidade de desenvolver melhor estes campos e evitar áreas com pouco potencial, focando-se nas regiões de possível melhor aproveitamento. Controlando informações estratégicas e de boa qualidade a respeito do perfil das áreas, existe a possibilidade de incentivar que estas se tornem comercialmente viáveis ou demonstrar que vale a pena investir nelas.

Existem, mais além, duas estratégias secundárias, com potencial de criação de valor específico. A PETORO objetiva aumentar as reservas do SDFI em 2 bilhões de barris até 2015, e, neste sentido, procura aumentar a comercialidade das suas reservas exploradas e das que já produzem. Para tal, implementou algo como um plano de metas anual de maturação de reservas, sob a forma de escada, com a qual pretende ancorar a implementação de tecnologias para poder alcançar este objetivo dos 2 bi de barris até 2015 (gradualmente). Para tal, existe a necessidade de mais plataformas de exploração a serem implementadas bem como de técnicas mais avançadas de extração secundária. Além disso, uma outra estratégia é antecipar ao máximo a aplicação das tecnologias mais avançadas de extração, aumentando ainda mais o ritmo de extração, inclusive em áreas maduras.

Como forma de aumentar o valor do portfólio do SDFI, a PETORO tem a necessidade de “desafiar” e “encorajar” a empresa HydroStatoil (fusão das antigas Hydro e Statoil) a realizar mais prospecções e a explorar mais e melhor os campos novos e os já existentes através de tecnologias mais avançadas disponibilizando a esta empresa campos desenvolvidos.

Antes da fusão entre as duas empresas, a PETORO tinha também como ferramenta para maximizar este valor de portfólio a possibilidade de incentivar que estas duas se aliassem em alguns projetos e explorassem sinergias.

Como agora estas duas se fundiram e passaram a deter 90% das licenças de exploração concedidas pela PETORO em nome do SDFI, existe a necessidade de que a PETORO reorganize sua estratégia. Isto para permitir que as demais empresas minoritárias consigam realizar de forma independente seus trabalhos de exploração e produção comercial sem “assustar-se” com o poderio quase que monopolístico da HydroStatoil. Incentivando focadamente estas empresas, a PETORO conseguiria maximizar as reservas da SDFI, já que as empresas com menor participação sentiriam-se à vontade para atuar e investiriam mais. Essa estratégia se foca também no plano de incentivar que mais empresas sejam encorajadas a entrar em campos novos, ainda a serem explorados. Por isso existe uma grande necessidade de que a PETORO consiga fazer um trabalho independente, desgarrado da HydroStatoil, não favorecendo-a demasiadamente em suas investigações de desenvolvimento de campos.

Desse modo, constata-se que o Brasil já acumula um atraso com relação à estruturação de fundos soberanos que poderiam contar com os tributos advindos da indústria do petróleo.

A tabela a seguir apresenta os 27 fundos soberanos que tem os hidrocarbonetos como fonte de sua riqueza. As informações foram obtidas no site do Sovereign Wealth Fund Institute (<http://www.swfinstitute.org>).

**Tabela 1: Fundos Soberanos**

País	Nome do Fundo	Ativos	Criado	Riqueza per capita
Emirados Árabes (Abu Dhabi)	ADIA Abu Dhabi Investment Authority	\$875 bi	1976	\$1,000,000
Noruega	GPF The Government Pension Fund of Norway	\$350 bi	1990	\$74,500
Arábia Saudita	SAMA Foreign Holdings	\$300 bi	n/d	\$10869
Kuwait	KIA Kuwait Investment Authority	\$250 bi	1953	\$80,000
Rússia	RNWF Russian National Wealth Fund	\$162,5 bi	2008	\$1144
Qatar	QIA Qatar Investment Authority	\$50 bi	2000	\$250,000
Argélia	Revenue Regulation Fund	\$47 bi	2000	\$1410
Estados Unidos	APFC Alaska Permanent Fund	\$40,1 bi	1976	\$61,000
Líbia	Libyan Investment Authority	\$40 bi	2007	\$7,200
Sultanato de Brunei	BIA Brunei Investment Agency	\$30 bi	1983	\$90,100
Cazaquistão	KNF Kazakhstan National Fund	\$23,0 bi	2000	\$1170
Canadá	Alberta's Heritage Fund	\$16,6 bi	1976	\$4745
Irã	OSF Oil Stabilisation Fund	\$12,9 bi	1999	\$174
Nigéria	Nigeria - Excess Crude Account	\$11 bi	2004	\$74
Arábia Saudita	Saudi Arabia Sovereign Wealth Fund	\$5,2 bi	2008	\$188
Azerbaijão	State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan	\$3,3 bi	1999	\$381
Estados Unidos	Alabama Trust Fund	\$3,1 bi	1986	\$697
Bahrain	Bahrain Mumtalakat Holding Company	\$2,6 bi	2006	\$2483
Omã	State General Reserve Fund	\$2 bi	1980	\$624
Timor Leste	Timor-Leste Petroleum Fund	\$2 bi	2005	\$1793
Emirados Árabes (Ras Al Khaimah)	RAK Investment Authority	\$1,2 bi	2005	\$5457
Venezuela	FIEM - Macroeconomic Stabilization Fund	\$0,8 bi	1999	\$28
Trinidade e Tobago	Heritage and Stabilization Fund	\$0,46 bi	2000	\$352
Mauritânia	National Fund for Hydrocarbon Reserves	>\$0,3 bi	2006	\$98
Angola	Reserve Fund for Oil	>\$0,2 bi	2004	\$12
Emirados Árabes (Dubai)	Istithmar	n/d	2003	n/d
Emirados Árabes (Federal)	Emirates Investment Authority	n/d	2007	n/d

## Principais Lições da Experiência Internacional

Tal como observado acima, ao longo da última década, a indústria mundial do petróleo (IMP) foi fortemente alterada, pelas mudanças observadas: i) na configuração patrimonial decorrente do grande movimento de fusões e aquisições; ii) nas condições de mercado, com mudanças nas estruturas de oferta e de demanda; e iii) nos marcos regulatórios dos principais países produtores.

Nos últimos cinco anos, em particular, foi registrada a principal transformação nas condições econômicas de contorno da IMP: a elevação contínua dos preços internacionais, após um período longo de preços relativamente baixos (1986-1998) e com volatilidade controlada pela banda de preços entre US\$ 21-28 por barril.

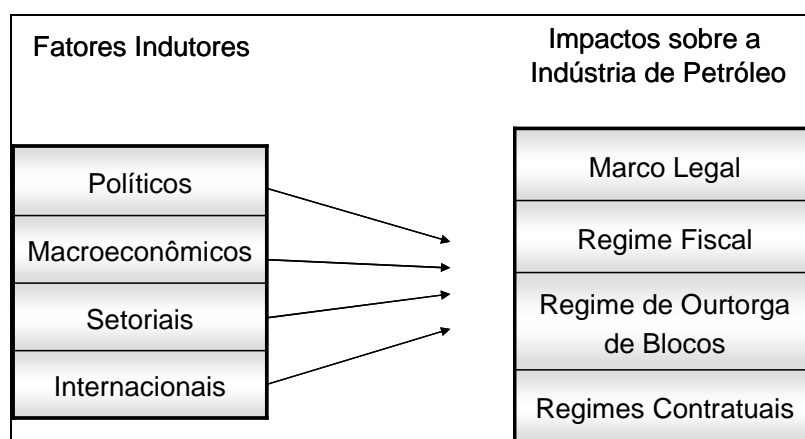
Esta alteração central no nível de preços deu lugar, por sua vez, a revisões nos mecanismos de repartição da renda petrolífera e, em alguns casos, nos principais pilares dos sistemas regulatórios de diferentes países.

Apesar da diversidade destes sistemas de um país a outro, vale notar que este novo contexto impõe revisões nos desenhos de uma nova rede de relações contratuais entre os diferentes agentes econômicos, especialmente nos países que privilegiaram a abertura do segmento *upstream*, visando atrair companhias petrolíferas internacionais.

Neste sentido, torna-se indispensável o desenvolvimento de novos instrumentos que harmonizem as orientações de política energética, de política macroeconômica e fiscal, bem como os mecanismos de regulação setorial.

Desse modo, é possível notar que existem diferentes fatores indutores de mudanças nos sistemas regulatórios das indústrias nacionais de petróleo. Tal como ilustra a figura 1 abaixo, estes fatores são passíveis de engendrar impactos de natureza diferenciada e/ou conjunta.

Figura 1



No caso da Noruega, dado o nível de desenvolvimento econômico e a estabilidade política, foram os fatores setoriais, especialmente a baixa expectativa de novas grandes descobertas e, mais recentemente, os aumentos de preços internacionais do petróleo bruto que levaram às mudanças mais recentes, dentre as quais se destaca a revisão do regime fiscal.

No caso da Venezuela, são notadamente os fatores políticos que orientaram a revisão da antiga política de *Apertura Petrolera*, desde que o Governo Chavez assumiu e restringiu o espaço para a atuação das companhias internacionais no país. Evidentemente, esta mudança foi reforçada a partir do aumento dos preços internacionais desde 2003, implicando em mudanças nos regime fiscal e legal que dão base ao sistema regulatório da indústria de petróleo na Venezuela.

Outros países não estudados detalhadamente neste texto também oferecem ensinamentos interessantes. O caso do Cazaquistão também apresenta um ensinamento importante. Neste caso, num mesmo país, o sistema regulatório, o regime fiscal e os marcos legais são diferenciados segundo as condições geográficas e geológicas. As áreas de E&P *offshore*, por exemplo, são reguladas por legislação e mecanismos específicos, distintos daqueles observados nas regiões de produção *onshore* (neste aspecto é similar ao sistema regulatório dos Estados Unidos da América).

O caso da Indonésia mostra que, a partir da redução da produção de petróleo, observada desde 1991, foi necessário proceder a alterações nos contratos de partilha de produção e de se proceder à promulgação de um novo marco regulatório, aprovado em 2001. O caso da Indonésia ilustra ainda o caráter dinâmico do sistema regulatório da indústria. Não obstante a vigência de um esquema ancorado na partilha de produção, recorrentes mudanças nas bases que presidem estes contratos foram sendo introduzidas, configurando diferentes “gerações de contratos de partilha de produção”. Este exemplo é importante pois caracteriza uma situação

de natureza geral dos sistemas regulatórios: não obstante o fato de manter o pilar do sistema regulatório - na Indonésia, o contrato de partilha de produção - alterações podem ser introduzidas devido a mudanças nas condições de contorno da indústria.

Já em Angola, a redução da instabilidade política recente induz ao novo marco regulatório, visando atrair empresas internacionais, dadas as dificuldades de disponibilidade de tecnologia e de capacitação técnica inerentes ao estágio de desenvolvimento econômico e social do país. Ainda assim, a Sonangol dispõe de três modalidades de associação com empresas estrangeiras. Neste caso, o sistema regulatório é híbrido, comportando regimes de partilha de produção, contratos de risco e consórcios/parcerias entre empresas internacionais e a estatal Sonangol.

Por fim, o caso iraniano revela que, apesar da proibição da constituição no que concerne à outorga de concessões a empresas estrangeiras, os contratos de serviços têm permitido a participação de outras empresas. Neste caso, a necessidade de tecnologia - fator indutor setorial doméstico - permitiu recentemente esta mudança, na margem, do sistema regulatório da indústria do petróleo no Irã.

Em suma, as novas formas de regulação que surgem para atender à necessidade de se criar um novo ambiente de negócios e estimular a entrada de novos atores, ainda representam um desafio aos *policy makers* na maior parte dos países que optaram por reestruturar suas indústrias petrolíferas. As novas estruturas institucionais, regimes fiscais e o arcabouço jurídico variam de um país para outro, de forma que o próprio entendimento daquilo que se denomina sistema regulatório engloba um amplo espectro de atribuições e instrumentos de ação. Mesmo nos países desenvolvidos, observa-se que a implementação de reformas e a construção de um novo marco regulatório é, na verdade, um processo de aprendizagem institucional que se traduz, em última instância num processo de tentativa e erro.

Além do caráter não renovável da exploração de petróleo e gás natural, os governos dos países com elevado grau de dependência das receitas oriundas dessas atividades têm de lidar com a volatilidade dos preços (em especial os do petróleo) e a incerteza em relação às estimativas de reservas, tanto para o petróleo quanto para o gás natural.

Condicionar a política fiscal às nuances da arrecadação derivada desses recursos engendra sérias implicações: como observam Davis et al (2001), uma frustração da renda petrolífera acarretaria no difícil e impopular corte de despesas, já o contrário acarreta no gasto imediato, não planejado, provavelmente menos eficiente.

Nesse contexto, a criação de um fundo que acumulasse recursos quando a renda petrolífera aumentasse e gastasse quando esta diminuísse emerge como uma alternativa. O fundo teria uma dinâmica diferente do orçamento, seu objetivo seria estabilizar as rendas do petróleo para contribuir com a política fiscal.

Os autores argumentam, no entanto, que essa estabilização só é possível se houver coordenação entre o orçamento do fundo e a política fiscal, no sentido de não se promover uma política expansionista pela simples entrada de recursos no fundo decorrente do aumento do preço do petróleo. Essa acomodação neutralizaria os efeitos do fundo, que também pode sofrer com problemas operacionais.

Davis et al (2001) concluem que os fundos lograram êxito aonde havia uma preocupação inicial com a destinação da renda petrolífera e, naqueles países aonde não havia essa preocupação as regras foram modificadas com o aumento da renda petrolífera, com o intuito de permitir maior discricionariedade ao gasto. Assim, a criação dos fundos seria irrelevante, pois a gestão adequada dos recursos petrolíferos dependeria da importância política dada aos seus potenciais gastos.

A análise das experiências com os fundos parece confirmar o argumento apresentado por Davis et al (2001): na Noruega, por exemplo, o fundo constituído vem cumprindo seu papel; já na Venezuela as regras foram modificadas quando o preço do petróleo se elevou.

### **Contexto da Indústria Brasileira do Petróleo: Marco do Pré-sal e Modelos de Aplicação de *Royalties***

A fronteira de exploração e de produção do Pré-sal estabelece uma mudança radical nas condições de contorno da indústria brasileira do petróleo, devido a três aspectos principais fortemente interdependentes, com fortes repercussões sobre a estrutura de arrecadação e aplicação de participações governamentais:

- i) as novas descobertas alteram os parâmetros de tomada de decisão, ancorados na análise das condições econômicas e financeiras do binômio prêmio-risco. As descobertas modificam estas condições tanto nas novas áreas ainda não-concedidas e localizados nas zonas adjacentes aos blocos exploratórios que lograram sucesso na exploração; quanto daquelas de áreas já concedidas e que eventualmente ainda não foram exploradas;
- ii) as novas descobertas requerem novas orientações de política energética, pois uma vez confirmado o potencial dos recursos petrolíferos identificados no Pré-Sal, caberá a redefinição do ritmo ótimo de exploração e de produção, bem como das condições de exportação de petróleo;
- iii) por fim, será necessário definir novos instrumentos de coordenação com outras esferas de governo, em matéria de política econômica e fiscal, dadas as necessidades de recursos financeiros, tecnológicos, de equipamentos e humanos necessários ao desenvolvimento do potencial petrolífero nacional nos próximos anos.

Neste sentido, importa encontrar uma posição equilibrada na redefinição das estruturas hierárquicas das instituições governamentais e essa não é uma tarefa trivial. O papel do Estado no processo de implementação de novos desenhos institucionais é crucial para o sucesso das mudanças estruturais e institucionais. Esta etapa deve anteceder à definição do conjunto de alterações específicas a serem promovidas no marco regulatório e no regime fiscal, sendo fundamental para estabilizar as expectativas dos agentes econômicos.

Em razão das expressivas altas registradas nos preços internacionais do petróleo, a indústria petrolífera, em especial desde 2003, tem contribuído de forma significativa para o incremento do orçamento dos estados e municípios brasileiros beneficiários dos *royalties* do petróleo, visto que o movimento de ascensão dos preços internacionais do petróleo contribui para a

maior arrecadação de *royalties*, gerando um efeito positivo no que diz respeito à arrecadação fiscal.

A metodologia de cálculo do preço mínimo do petróleo produzido em campos brasileiros, que é tido como referência para o cálculo dos *royalties*, utiliza uma fórmula paramétrica que tem como referências o preço do petróleo tipo Brent e a taxa de câmbio real/dólar (ambos cotados no mês de competência da produção). Portanto, a valoração do petróleo produzido no país para fins de arrecadação, assim como a própria arrecadação mensal, oscila de acordo com essas variáveis.

A distribuição de *royalties* e participações especiais obedece aos critérios de repartição apresentados na tabela 10.

**Tabela 2: Distribuição de Participações Governamentais**

Beneficiários	<i>Royalties</i>	Participações Especiais
Municípios	34%	10%
Estados	30%	40%
União	36%	50%
▪ Fundo Especial	8%	
▪ Comando da Marinha	16%	
▪ MCT	12%	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

## **A Necessidade de Reestruturação das Participações Governamentais**

A idéia de se reestruturar as formas de arrecadação de participações governamentais está ancorada tanto na i) necessidade de se redefinir os critérios de repartição bem como ii) ampliar o controle federal sobre as modalidades de aplicação de recursos.

O primeiro ponto está associado ao fato de que até o momento presente, os critérios de arrecadação foram baseados nos princípios de localização geográfica das jazidas de petróleo e de gás natural. A partir deste critério a concentração dos recursos arrecadados espelha a importância do estado do Rio de Janeiro e dos seus municípios como principais beneficiários. Em 2007, o estado do Rio de Janeiro recebe cerca de 70% do total de *royalties* destinados aos estados da federação; da mesma forma, os municípios fluminenses receberam, no mesmo ano, cerca de 68% dos *royalties* distribuídos para os municípios fluminenses.

O segundo aspecto destacado acima está vinculado à gestão destes recursos. A legislação atual não estabelece diretrizes para o uso destes recursos. Deste modo, como destaca Bregman (2007) os resultados a aplicação de *royalties* são bastante heterogêneos quando os municípios são comparados com relação à eficácia no uso de recursos.

Assim, face à perspectiva de incremento da produção a partir das novas descobertas e do cenário de preços altos, cabe repensar a estrutura de repartição e de uso dos recursos, a partir de programas estruturados que visem suprir as carências nos setores destacados acima, bem como nas áreas de infra-estrutura e de saneamento.

Entretanto, a implementação de projetos de desenvolvimento econômico a partir das rendas petrolíferas poderia esbarrar na atual estrutura de destinação dos *royalties*. Isto por que pensar um projeto de desenvolvimento econômico nacional requer centralização na gestão dos

recursos, pois somente a esfera federal poderá conseguir direcionar os recursos dos *royalties* para os seus usos destinatários preferenciais tendo como base uma visão nacional que contemple a leitura completa dos problemas e necessidades do país. Isto porque, como ponto de partida, observa-se grande discrepância entre o nível de desenvolvimento das regiões brasileiras.

Ademais, as regiões petrolíferas, mais beneficiadas com a arrecadação dos *royalties*, não são necessariamente as regiões cuja necessidade de desenvolvimento econômico e social são as maiores, comparativamente. Desse modo, o critério de localização geográfica não atende a requisito desta natureza. Por essa razão, destaca-se que a gestão central dos recursos advindos dos *royalties* é a maneira mais adequada de realizar o desenvolvimento econômico global no país ao transferir adequadamente as receitas para os seus fins mais prioritários.

Outro argumento a favor o redesenho do sistema de distribuição de *royalties* brasileiro baseia-se na explicação que é dada para que estados e municípios recebam essas participações. Segundo Serra (2008), a redistribuição nos âmbitos estatal e municipal é erroneamente justificada pela necessidade de indenizar estas regiões administrativas em função da necessidade das mesmas fazerem frente ao aporte de novas estruturas econômicas em virtude da instalação da indústria petrolífera. Este aporte traria consigo a necessidade de reforçar as infra-estruturas daqueles locais, com elevado ônus para seus cofres. Ainda segundo o mesmo autor, a melhor justificativa para a distribuição de *royalties* nas esferas estadual e municipal seria a geração de justiça intra-geracional. A esfera central de governo seria, neste sentido, mais capaz de coordenar e instalar as políticas que promoveriam a justiça inter-geracional, pois estaria mais apta a montar fundos como, por exemplo, com destino ao financiamento de programas de saneamento básico e/ou P&D em fontes alternativas de energia.

Ainda nesta linha, as esferas estaduais e municipais de governo estariam sendo sobrefinanciadas. Considerando a atual distribuição de *royalties* e uma hipotética taxa de *royalties* da ordem de 10%, aproximadamente 70% dos fundos estariam destinados a estados e municípios envolvidos diretamente ou indiretamente com a indústria do petróleo. Como, segundo Serra (2008), a esfera nacional seria a mais adequada para a administração dos recursos petrolíferos estatais, esta estrutura que repassa 70% dos *royalties* para estados e municípios estaria errada, visto que a esfera nacional seria subfinanciada.

### **Estimativas de Arrecadação de *Royalties* e Participações Especiais e Cenários Alternativos de Repartição**

Um exercício de estimativa da arrecadação de *royalties* para o ano de 2020 é possível de ser elaborado, utilizando a mesma metodologia de Fernandes e Pinto Jr. (2006) e Fernandes (2007). Para isso, algumas premissas básicas foram definidas. A primeira estabelece o volume de produção mensal de petróleo em 2020 em 6 milhões de barris/dia, a partir da entrada em operação das jazidas petrolíferas do Pólo do Pré-Sal da Bacia de Santos.

A segunda utiliza dois diferentes parâmetros para a taxa de câmbio média anual: R\$ 2 o dólar e R\$ 3 o dólar. E a terceira e última assume três diferentes preços médios do petróleo tipo Brent para o ano de 2020, oscilando entre 40 US\$/barril e 160 US\$/barril. Os resultados encontram-se dispostos na tabela 11.

**Tabela 3: Participações Governamentais, Preço e Câmbio**

	<b>Royalties (A)*</b>	<b>Participação Especial (B)*</b>	<b>(A) + (B)*</b>	<b>Brent Médio</b>	<b>Câmbio Médio</b>
2001	2.303,30	1.722,00	4.025,30	24,8	2,4
2002	3.184,00	2.510,20	5.694,20	25,0	2,9
2003	4.396,40	4.997,40	9.393,80	28,4	3,2
2004	5.042,80	5.272,00	10.314,80	36,2	3,0
2005	6.206,10	5.965,10	12.171,20	51,9	2,5
2006	7.703,50	8.840,00	16.543,50	64,4	2,2
2007	7.490,60	7.462,60	14.953,20	72,4	2,0
2020 (resultado pessimista)	16.101,61	—	—	40,0	2,0
2020 (resultado intermediário)	49.915,00	—	—	80,0	3,0
2020 (resultado otimista)	101.440,16	—	—	160,0	3,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

\*Milhões de Reais e Preço do Petróleo Brent em dólares/barril.

Mesmo reconhecendo os limites de um exercício desta natureza, especialmente no que concerne à evolução da taxa de câmbio, os resultados dos cenários revelam que a arrecadação anual de *royalties* esperada poderia oscilar entre R\$ 16 bilhões (ao câmbio médio anual de R\$ 2 o dólar e ao preço médio anual do Brent de 40 US\$ por barril) e R\$ 101,44 bilhões (ao câmbio médio de R\$ 3 o dólar e ao preço médio de 160 US\$ o barril). No primeiro caso, que configura o cenário mais conservador estabelecido, a arrecadação em 2020 já apresentaria um incremento significativo, quando comparada aos patamares arrecadados no ano de 2007 (R\$ 7,5 bilhões), se mostrando 115% maior. No outro extremo, a arrecadação estimada para 2008 seria 1.254% superior à observada em 2007.

Em ambos os casos, é possível observar um importante incremento no orçamento dos estados e municípios beneficiários das arrecadações de *royalties*. Mas, para que esses recursos se traduzam em reais benefícios, é necessário que haja uma melhor administração dos mesmos, visando o favorecimento do desenvolvimento econômico tanto na escala nacional, quanto na escala local.

É mister reconhecer que a Lei 9.478 ou Lei do Petróleo, de 6 de agosto de 1997, que foi instituída com o intuito de atrair investimentos e estimular a concorrência no setor petrolífero, além de regulamentar a arrecadação das participações governamentais, promoveu uma significativa transformação na estrutura de arrecadação das participações especiais, assim como a flexibilização do monopólio das atividades da indústria petrolífera, mas não estabelece um direcionamento para a aplicação destes recursos, fazendo com que haja ainda falta de transparência, não sendo possível dimensionar o real impacto desse aumento de arrecadação sobre os diferentes setores.

Vale ressaltar também, que o petróleo é um recurso esgotável e a sua exploração econômica, hoje, significa uma renúncia imposta às gerações futuras para a utilização desta riqueza. As participações governamentais devem funcionar, portanto, como um instrumento de ressarcimento dessas próximas gerações.

Quais efeitos de possíveis alterações no regime de arrecadação e alocação dos *royalties* do petróleo? Esta questão merece uma investigação cuidadosa e não será tratada de maneira exaustiva aqui. Entretanto, é possível a partir de simulações simples proceder a um exercício que permita mensurar a importância dos novos patamares de produção a partir da entrada em operação os campos do pré-sal.

Neste segundo exercício, o objetivo é verificar os efeitos de possíveis alterações no regime de *royalties*, em função dos volumes de produção esperados pela área do pré-sal pudessem já estar disponíveis hoje.

A tabela 12 dispõe os resultados das estimativas para arrecadação e distribuição de *royalties*. É interessante notar que, à luz das condições de preço, volumes de produção, câmbio e arrecadação vigentes em 2008, o valor do *royalties*/barril é da ordem de R\$ 21,55 por barril de petróleo.

Tabela 4

Produção (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Anual de <i>Royalties</i> (R\$ Bilhões)	Distribuição Baseada Nas Porcentagens Atuais (R\$ Bilhões)				
		Estados	Municípios	Fundo Especial	Comando da Marinha	MCT
2,0	15,73	4,73	5,37	1,23	2,47	1,94
3,5	27,53	8,27	9,40	2,16	4,31	3,39
4,5	35,40	10,64	12,08	2,77	5,55	4,36
5,5	43,26	13,00	14,76	3,39	6,78	5,33

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A partir desse resultado, observa-se que, supondo a produção em 2 milhões de barris/dia, próxima aquela efetivamente observada no primeiro semestre deste ano, sob as condições atuais de arrecadação anual, esta atingiria R\$ 15,73 bilhões no total, resultado quase duas vezes maior que o efetivo de 2007 (R\$ 7,49 bilhões). Nessa situação, com o atual sistema de distribuição de *royalties*, os Municípios, Estados e a União receberiam respectivamente R\$ 5,37 bilhões, R\$ 4,73 bilhões e R\$ 5,64 bilhões.

Imaginando um cenário alternativo, no qual as mesmas condições de arrecadação de *royalties* atuais permanecessem, ao supor uma produção de 5,5 milhões de barris/dia, a arrecadação anual de *royalties* obtida seria de R\$ 43,26 bilhões, ou seja, quase seis vezes superior aquela registrada em 2007. Nesse mesmo contexto, e considerando o atual esquema distributivo dos *royalties*, os Municípios, Estados e a União receberiam respectivamente R\$ 14,76 bilhões, R\$ 13 bilhões e R\$ 15,5 bilhões.

Isto posto, supomos duas condições hipotéticas adicionais: i) a produção corrente (2 milhões de barris) permaneça sujeita ao regime de *royalties* atual e ii) apenas a produção da área do pré-sal pudesse ser objeto de um novo regime de repartição dos *royalties*. A partir daí, é possível mensurar os impactos econômicos que esta alternativa poderia engendrar.

Levando-se em conta as mesmas condições atuais de arrecadação, a tabela 13 apresenta os resultados desse último cenário, supondo que a parcela dos *royalties* arrecadados referentes a produção excedente aos 2,0 milhões de barris/dia respondessem a uma alocação distinta daquela vigente atualmente. Nessa proposta, 80%, 10% e 10% do excedente arrecadado seriam destinados à União, aos Estados e aos Municípios, respectivamente.

Dessa forma, nota-se que, no mesmo cenário de uma produção de 5,0 milhões de barris dia, a parcela de *royalties* arrecadada referente a produção excedente de 3 milhões de barris/dia seria realocada, destinando-se R\$ 6,3 bilhões para a União, R\$ 0,8 bilhões para os Estados e Municípios.

Tabela 5

Produção Excedente a 2,0 Milhões de Barris/Dia (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Excedente Anual de <i>Royalties</i> (R\$ Bilhões)	Distribuição Baseada nas Porcentagens Hipotéticas: União - 80%, Estados 10% e Municípios 10% (R\$ Bilhões)		
		União	Estados	Municípios
1,0	7,9	6,3	0,8	0,8
2,0	15,7	12,6	1,6	1,6
3,0	23,6	18,9	2,4	2,4

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Assim, no cenário alternativo, a produção corrente de cerca de 2 milhões de barris nos campos atuais continuariam permitindo a arrecadação de R\$ 15,73 bilhões de *royalties*, seguindo os critérios da tabela 4. Neste caso, os Municípios, Estados e a União permaneceriam respectivamente R\$ 5,37 bilhões, R\$ 4,73 bilhões e R\$ 5,64 bilhões. Porém, admitindo uma produção de 3 milhões de barris nas áreas do pré-sal, caberia à União uma participação mais substantiva nesta área.

A tabela 6 apresenta uma síntese dos resultados e mostra que, caso a proposta de realocação distributiva fosse aplicada, a União receberia 62,3% do montante de *royalties* arrecadado, o que equivaleria a R\$ 9,6 bilhões de incremento no seu orçamento, comparado com o mesmo valor que seria recebido ao se considerar apenas a distribuição vigente. Ao mesmo tempo, estados e municípios seriam beneficiados com 18% e 19,7%, respectivamente, dos *royalties* arrecadados.

Tabela 6: Alternativa de Redistribuição de *Royalties*

	Produção (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Anual de <i>Royalties</i> (R\$ Bilhões)	Distribuição Híbrida		
			União	Estados	Municípios
Distribuição vigente	2,0	15,7	5,6	4,7	5,4
Distribuição hipotética	3,0	23,6	18,9	2,4	2,4
Total	5,0	39,3	24,5	7,1	7,7
(%)		100,0%	62,3%	18,0%	19,7%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Distintamente dos *royalties*, a participação especial é assim denominada, pois sua cobrança incide apenas em casos “especiais”, ou seja, não é cobrada em todos os campos produtores, mas somente naqueles que possuem grande volume de produção ou grande rentabilidade, conceitos estes definidos no Decreto 2.075/1998.

Além disso, a PE também se diferencia dos *royalties* por ser cobrada trimestralmente e basear-se em um sistema de alíquotas progressivas que incidem sobre a receita líquida da produção trimestral do campo, considerando sua localização, tempo de operação e o volume de produção fiscalizada no trimestre.

A tabela 7 apresenta o valor arrecadado pelos 21 campos que pagaram participação especial no segundo trimestre de 2008. Através dela, é possível observar que os 7 campos com a maior arrecadação (Marlim, Roncador, Barracuda, Albacora Leste, Marlim Sul, Albacora e Caratinga) foram, sozinhos, responsáveis por 95% do montante total arrecadado pelas participações especiais. Além disso, Marlim e Roncador respondem, juntos, por 66% desse mesmo valor.

**Tabela 7: Proporção de Cada Campo na Participação Especial Arrecadada (2º Trimestre de 2008)**

Campos	PE (MMR )	% do Total
Marlim	1.393,24	42,27%
Roncador	784,26	23,79%
Barracuda	311,95	9,46%
Albacora Leste	265,53	8,06%
Marlim Sul	187,15	5,68%
Albacora	128,96	3,91%
Caratinga	71,92	2,18%
Espadarte	64,91	1,97%
Leste do Urucu	16,92	0,51%
Jubarte	16,46	0,50%
Canto do Amaro	13,81	0,42%
Carmópolis	9,78	0,30%
Marimbá	7,40	0,22%
Golfinho	6,69	0,20%
Peroá	5,17	0,16%
Rlo Urucu	5,11	0,16%
Carapeba	2,05	0,06%
Cheme	1,79	0,05%
Pampo	1,28	0,04%
Namorado	1,22	0,04%
Miranga	0,82	0,02%
TOTAL	3.296,42	100,00%

Fonte: ANP.

Assim como no caso dos *royalties*, é necessário realizar exercícios que permitam a mensuração dos efeitos da entrada em operação os campos do pré-sal sobre o montante de arrecadação das participações especiais. Tendo isso, torna-se válido verificar os efeitos de mudanças no regime de distribuição vigente dessa arrecadação entre União, Estados e Municípios.

A tabela 16 reproduz os resultados estimados para arrecadação das participações especiais. Tal como na estimativa realizada para os *royalties*, supõe-se quais seriam os efeitos sobre a arrecadação, hoje, caso fosse possível já dispor da produção do petróleo do pré-sal. Por isso, vale ressaltar que os resultados baseiam-se nas condições de preço, volumes de produção e arrecadação de 2008 e, dado isso, o valor de participações especiais/barril é da ordem de R\$ 19 por barril de petróleo da produção pagadora.

**Tabela 8**

Produção (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Anual de Pe (R\$ Bilhões)	Distribuição Baseada nas Percentagens Atuais (R\$ Bilhões)		
		Municípios	Estados	União
2,0	13,8	1,4	5,5	6,9
3,0	20,8	2,1	8,3	10,4
4,0	27,7	2,8	11,1	13,8
5,0	34,6	3,5	13,8	17,3

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Dessa forma, observa-se que, caso se verificasse uma produção pagadora de participações especiais de 2 milhões de barris/dia, próxima aquela efetivamente observada nos dois primeiros trimestres de 2008, a arrecadação deste tributo alcançaria R\$ 13,8 bilhões, o que equivaleria a pouco menos que o dobro que aquela registrada em 2007 (R\$ 7,46 bilhões). Nesse cenário, sob o atual sistema de distribuição, União, Estados e Municípios receberiam R\$ 6,9 bilhões, R\$ 5,5 bilhões e R\$ 1,4 bilhão, respectivamente.

Em outra situação, considerando uma produção de 5 milhões de barris/dia, seriam arrecadados, ainda sob as atuais condições de arrecadação, o montante de R\$ 34,6 bilhões de reais, valor quase cinco vezes superior que o de 2007. Nesse contexto, União, Estados e Municípios receberiam, respectivamente, R\$ 17,3 bilhões, R\$ 13,8 bilhões e R\$ 3,5 bilhões.

Feito isso, seguindo a mesma metodologia aplicada aos *royalties*, é interessante agregar duas hipóteses à análise: i) a produção corrente (2 milhões de barris) continue sujeita ao regime de participações especiais vigente e ii) apenas a produção da área do pré-sal pudesse ser objeto de um novo regime de repartição das participações especiais. Assim, é possível mensurar os impactos econômicos que esta alternativa realizaria.

A tabela 17 apresenta o resultado do exercício considerando as duas hipóteses que foram adicionadas. Vale ressaltar que as condições atuais de arrecadação ainda são levadas em consideração. O diferencial é que, neste exercício, assumiu-se que a parcela das participações especiais arrecadadas no que concerne à produção excedente aos 2,0 milhões de barris/dia, respondem a um sistema alocativo distinto do atual. A título de exercício, esse novo sistema propõe a seguinte distribuição: 80%, 10% e 10% do excedente arrecadado seriam destinados à União, aos Estados e aos Municípios, respectivamente.

Tabela 9

Produção Excedente a 2,0 Milhões de Barris/Dia (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Excedente Anual de PE (R\$ Bilhões)	Distribuição Baseada nas Porcentagens Hipotéticas: União - 80%, Estados 10% e Municípios 10% (R\$ Bilhões)		
		Municípios	Estados	União
1,0	6,9	0,7	0,7	5,5
2,0	13,8	1,4	1,4	11,1
3,0	20,8	2,1	2,1	16,6

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A partir da observação desses resultados, percebe-se que no caso de uma produção de 5 milhões de barris/dia, a parcela da arrecadação de participações especiais referente a produção excedente de 3 milhões de barris/dia seria realocada, destinando-se R\$ 16,6 bilhões para a União, R\$ 2,1 bilhões para os Estados e R\$ 2,1 bilhões para os Municípios.

Ou seja, nesse segundo cenário, a produção corrente de aproximadamente 2 milhões de barris nos campos já produtores continuariam permitindo a arrecadação de R\$ 13,8 bilhões de participações especiais, de acordo com as regras da tabela 16. Sendo assim, os Municípios, Estados e a União permaneceriam respectivamente R\$ 1,4 bilhão, R\$ 5,5 bilhões e R\$ 6,9 bilhões. Entretanto, ao se considerar a produção de 3 milhões de barris nas áreas do pré-sal, a União receberia uma parcela mais significativa do montante arrecadado.

A tabela 18 apresenta uma síntese dos resultados encontrados e evidencia que, se aplicada a proposta de realocação da distribuição dos recursos arrecadados, a União receberia 68% do montante de participações especiais recolhidas, o que equivaleria a R\$ 6,2 bilhões de incremento no seu orçamento, se comparado com o mesmo valor que seria recebido levando-se em consideração apenas a repartição vigente. Ao mesmo tempo, estados e municípios seriam beneficiados com 22% e 10%, respectivamente, das participações especiais arrecadadas

**Tabela 10: Alternativa de Redistribuição das Participações Especiais**

PREMISSAS	Produção (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Anual de PE (R\$ Bilhões)	Distribuição Híbrida		
			União	Estados	Municípios
Produção Atual + Distribuição Vigente	2,0	13,8	6,9	5,5	1,4
Produção Excedente + Distribuição Hipotética	3,0	20,8	16,6	2,1	2,1
<b>Total</b>	<b>5,0</b>	<b>34,6</b>	<b>23,5</b>	<b>7,6</b>	<b>3,5</b>
(%)		100%	68%	22%	10%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Torna-se válido, também, realizar outras simulações que estimem o montante relativo às participações especiais a ser recolhido nesses campos, caso outras variáveis também se alterassem. Para isso, foram utilizados três patamares diferentes de preços do barril do petróleo: 40 US\$/barril, 80 US\$/barril e 120 US\$/barril. Além disso, considerou-se dois valores para os gastos dedutíveis, sendo eles US\$ 28/barril e US\$ 40/barril. O primeiro é baseado na média dos gastos dedutíveis encontrados nos campos de Marlim e Roncador no segundo trimestre de 2008, ou seja, nesse caso, o resultado encontrado mostra a participação especial anual que seria recolhida, caso os campos do pré-sal produzissem sob a estrutura de gastos corrente. Atualmente, a alíquota máxima que incide sobre a receita líquida dos campos para a arrecadação da participação especial é de 40%. Entretanto, considerando o fato de que o volume de produção estimado nos campos do pré-sal é muito significativo, é razoável supor que essa alíquota seja elevada. Em função disso, o exercício realiza as estimativas com base em três alíquotas diferentes: 40%, 55% e 70%. A partir disso, estimou-se o montante de participações especiais arrecadado sobre a produção excedente de 1 milhão de barris/dia, 2 milhões de barris/dia e 3 milhões de barris/dia.

A tabela 11 abaixo dispõe os resultados encontrados:

**Tabela 11**

Produção	Preço	40 US\$/barril			80 US\$/barril			120 US\$/barril		
		Alíquota			Alíquota			Alíquota		
		0,4	0,55	0,7	0,4	0,55	0,7	0,4	0,55	0,7
		PE anual (bilhões)			PE anual (bilhões)			PE anual (bilhões)		
1 milhão de barris/dia	Gastos Dedutíveis = 28 US\$/barril	1,8	2,4	3,1	7,6	10,4	13,3	13,4	18,5	23,5
	Gastos Dedutíveis = 40 US\$/barril	0,0	0,0	0,0	5,8	8,0	10,2	11,7	16,1	20,4
2 milhões de barris/dia	Gastos Dedutíveis = 28 US\$/barril	3,5	4,8	6,1	15,2	20,9	26,6	26,9	36,9	47,0
	Gastos Dedutíveis = 40 US\$/barril	0,0	0,0	0,0	11,7	16,1	20,4	23,4	32,1	40,9
3 milhões de barris/dia	Gastos Dedutíveis = 28 US\$/barril	5,3	7,2	9,2	22,8	31,3	39,9	40,3	55,4	70,5
	Gastos Dedutíveis = 40 US\$/barril	0,0	0,0	0,0	17,5	24,1	30,7	35,0	48,2	61,3

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Por exemplo, ao considerar o preço do petróleo US\$ 80 por barril e os gastos dedutíveis US\$ 28 por barril, aplicando-se uma alíquota de 70%, a participação especial anual arrecadada nos dos campos localizados no pré-sal seria de US\$ 39,9 bilhões, no caso de uma produção correspondente a 3 milhões de barris/dia. Ou seja, 75% a mais do que aquela que seria recolhida, caso se mantivesse a atual alíquota máxima de 40%.

Cabe ainda destacar a importância da variável Gastos Dedutíveis, pelo fato de que quanto maior ela se apresenta, dado o mesmo patamar de preço, menor é a arrecadação das participações especiais. Por exemplo, assumindo-se novamente a produção de 3 milhões de barris/dia, a um preço de US\$ 120 por barril, a arrecadação, considerando uma alíquota de 55% e um gasto dedutível de US\$ 28 por barril, é de US\$ 55,4 bilhões, ou seja, US\$ 7,2 bilhões a mais do que quando utiliza-se o gasto dedutível de US\$ 40 por barril.

A tabela 20 dispõe o resultado conjugado dos exercícios realizados tanto para os *royalties* como para as participações especiais. Nela, observa-se o quanto União, Estados e Municípios arrecadariam se a produção atual, somada a produção excedente, ou seja, do pré-sal, se submetessem ao sistema alocativo de distribuição atual e o híbrido (ou seja, a produção atual sob o sistema vigente e a produção excedente sob o sistema alternativo proposto). Caso a repartição híbrida fosse realizada sobre a produção excedente do pré-sal, em detrimento da distribuição atual, a União receberia 65% do montante de *royalties* e participações especiais arrecadado. Isto equivaleria a R\$ 16,6 bilhões a mais do que no caso de toda a produção estar submetida ao regime distributivo vigente.

Tabela 12

PREMISSAS	Produção (Milhões de Barris/Dia)	Arrecadação Anual de <i>Royalties</i> + PE (R\$ Bilhões)	União	Estados	Municípios
Produção Atual e Excedente + Distribuição Híbrida	5,0	73,9	48,0	14,7	11,2
Resultado em %		100%	65%	20%	15%
Produção Atual e Excedente + Distribuição Vigente	5,0	73,9	31,4	25,7	16,9
Resultado em %		100%	42%	35%	23%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em suma, estes exercícios revelam que existem múltiplas alternativas para reequilibrar a estrutura de arrecadação de *royalties* e participações especiais no país e, a partir da implementação de um fundo soberano estabelecer programas e metas de investimento visando alcançar estágios mais elevados de desenvolvimento econômico.

## Considerações Finais

O Brasil se encontra numa posição extremamente privilegiada com relação à oferta de petróleo e de gás natural. As recentes descobertas na área do pré-sal deverão conduzir o país a uma posição relevante como exportador no mercado internacional. Esta condição poderá se constituir numa excepcional oportunidade para alavancar programas estruturadas visando suprir as carências nacionais, em matéria de saneamento básico, saúde, educação e infra-estrutura. Não obstante à incerteza referente ao comportamento futuro dos preços do petróleo, este trabalho destacou a magnitude significativa dos *royalties* a serem arrecadados em diferentes cenários. Mesmo que os preços internacionais venham a cair, o incremento da produção permitirá a geração de níveis elevados de *royalties*.

Este aumento pode proporcionar uma base nova de recursos para a União, estados e municípios. Qualquer forma de financiar novos programas federais de desenvolvimento envolveria o redesenho da estrutura de *royalties*. Foi demonstrado que alternativas nesta

direção são possíveis, conciliando o interesse nacional e preservando as condições de arrecadação dos municípios e estados limítrofes das jazidas de petróleo.

No entanto, esta tarefa é complexa e requer pelo menos duas etapas fundamentais para a consecução dos objetivos assinalados em matéria de desenvolvimento econômico. Em primeiro lugar, a criação de um fundo soberano parece ser o instrumento principal a ser desenvolvido visando a gestão financeira adequada dos recursos. A experiência internacional sobre este tema já permite que o país aproveite as principais lições e evite os erros cometidos por outros países. Segundo, é indispensável criar mecanismos de controle da aplicação dos *royalties* para que estes possam atender plenamente aos objetivos de justiça inter-geracional.

## Anexo: Características Gerais de Fundos Soberanos

<b>Emirados Árabes</b>	O fundo soberano do governo de Abu Dhabi (emirato dos EAU) é subdividido, por sua vez, em cinco empresas estatais ou holdings. Estas têm como objetivo maximizar a riqueza do petróleo naquele emirato. A maior delas é a Abu Dhabi Investment Authority, que obtém seus fundos do lucro do petróleo. Outras quatro companhias investem o dinheiro em setores como os de tecnologia de ponta, campos de petróleo, aviação, empresas de petróleo estrangeiras e imóveis. Algumas dessas empresas têm objetivos sociais como garantir a renda de agricultores locais ou a construção de hospitais.
<b>Arábia Saudita</b>	A SAMA Foreign Holdings é responsável por reinvestir o dinheiro que os sauditas obtêm da venda de petróleo no mercado externo. Dessa forma, os sauditas acumulam capitais externos sob a forma de títulos do governo de países ricos. Investe muito nos EUA. É considerada uma gigante financeira. É o braço financeiro do Banco Central local (SAMA), e tem como objetivo assessorar as políticas monetárias do país, bem como sustentar seu sistema bancário.
<b>Kuwait</b>	O KIA (Kuwait Investment Authority) foi criado com o objetivo de diminuir a dependência do país com relação à sua única commodity exportável (o petróleo) e como forma de beneficiar as gerações futuras. Investe em todo o mundo e tem um perfil "longo-prazista". Por fim, é obrigado a depositar 10% das receitas anuais para um fundo "para futuras gerações".
<b>Rússia</b>	O RNWF (Russian National Wealth Fund) é subdividido em duas parcelas. Uma delas, o RNWF Russian National Wealth Fund, investe somente em títulos governamentais de outros países. Serve como forma de administrar as reservas governamentais. Seu capital inicial, de 129,8 bi de dólares, não será reposto com vendas de petróleo. Já o capital da outra parcela, National Welfare Fund, será reposto com as vendas do petróleo. Por um lado, tem como objetivo amortecer pressões inflacionárias e absorver o excesso de liquidez da economia. Por outro, visa à redução do risco advindo do excesso de especialização da economia russa na venda de hidrocarbonetos. Tem um perfil mais agressivo.
<b>Qatar</b>	A QIA (Qatar Investment Authority) foi criada com o objetivo de minorar o risco que o país corre por conta de ser um exportador líquido de hidrocarbonetos (GNL principalmente), em grande parte em virtude da volatilidade dos seus preços. Assim, diversifica-se a riqueza do país, tendo presença em investimentos em imóveis, ações e fundos de investimentos.
<b>Argélia</b>	A Revenue Regulation Fund objetiva a diminuição da dependência argelina de suas principais exportações (petróleo e gás). Neste sentido, o fundo tem como função isolar a economia daquele país dos efeitos adversos da volatilidade de preços dos hidrocarbonetos. É anualmente abastecido com as receitas advindas da taxa sobre a venda dos minerais.
<b>EUA (Alaska)</b>	O Alaska Permanent Fund foi criado assim que começou a exploração de petróleo no estado americano, e visava garantir que, no mínimo 25% dos <i>royalties</i> fossem incorporados ao fundo. Tem como objetivo garantir receitas para as gerações futuras, mas, no entanto, não investe em projetos que beneficiem diretamente a região.
<b>Líbia</b>	A LAFICO é controlada pela LIA, que é o braço de investimentos do governo da Líbia. Possui participações em diversas atividades empresariais, tão diversas como a Juventus de Turim, redes hoteleiras ou até mesmo na BP. Indiretamente, o dinheiro advindo dos hidrocarbonetos da Líbia é reinvestido na redução da pobreza do país. Muitos acreditam que a Lafico é um braço de negócios pessoais do controverso presidente líbio, Muammar Khadafi.
<b>Sultanato de Brunei</b>	O Sultanato de Brunei é fortemente dependente das suas exportações de hidrocarbonetos. O Brunei Investment Agency é responsável pela construção de uma reserva externa e pela administração dos ativos externos do governo do país. Possui participações em corporações internacionais, realiza negócios na área imobiliária e detém reservas em moeda.
<b>Cazaquistão</b>	O Kazakhstan National Fund objetiva garantir que a economia do país não seja afetada pelas variações dos preços internacionais de minerais (óleo, gás e metais). Seus ativos são administrados pelo seu banco central.
<b>Canadá (Alberta)</b>	Em seus primórdios, o fundo Alberta's Heritage Fund recebia receitas advindas dos <i>royalties</i> do petróleo. Tinha como objetivos incentivar o desenvolvimento econômico local, servir como reserva para as gerações futuras, diversificar a economia local e melhorar a qualidade de vida dos cidadãos do estado canadense. Empréstava dinheiro para outros estados e realizava obras de infra-estrutura. Desde 1987, no entanto, não recebeu mais dinheiro do petróleo e passou a ter um perfil mais "longo-prazista" de valorização de ativos, deixando de lado o viés desenvolvimentista.
<b>Irã</b>	O Oil Stabilisation Fund objetiva a reinversão das receitas das vendas de petróleo em múltiplos segmentos no exterior, tais como: energia, telecomunicações, bancos, mineração, petróleo, seguros, bolsas, etc. É submetido ao banco central local, e, como tal, tem como objetivo prover tal instituição com receitas que garantam o desenvolvimento econômico do país, bem como a funcionalidade de sua política monetária.

<b>Nigéria</b>	Na Excess Crude Account são depositados parte das receitas coletadas pelo estado nigeriano da venda do petróleo internacional. Tem como objetivo auxiliar o fechamento do balanço de pagamentos local em épocas de volatilidade de preços e realizar investimentos na infraestrutura local.
<b>Arábia Saudita (Saudi Arabia Sovereign Wealth Fund)</b>	Inicialmente, o objetivo desse fundo era patrocinar o desenvolvimento econômico do país. No entanto, desde 2008 a SIF passará a administrar e a possuir um novo fundo soberano independente, com objetivos "longo-prazistas" muito similares aos de muitos outros fundos do mundo.
<b>Azerbaijão</b>	O State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan tem como objetivo receber receitas advindas dos <i>royalties</i> do petróleo e do gás comercializados e reinvesti-las em moeda estrangeira e em ativos. Pode ser considerado um fundo para futuras gerações, já que procura diversificar o portfólio econômico do país para diluir o risco de crises econômicas no futuro, devidas à crescente escassez do petróleo.
<b>Estados Unidos (Alabama)</b>	O objetivo do fundo desse estado americano é, através das receitas recebidas pela taxaço da venda dos hidrocarbonetos, compensar os orçamentos anuais não-equalizados do estado.
<b>Bahrain</b>	A Bahrain Mumtalakat Holding Company recebe as receitas do petróleo e as reaplica, principalmente, em companhias nacionais. O objetivo dessa empresa é aumentar agressivamente seu valor e ter presença marcante em múltiplos negócios (diversificação econômica das atividades do país). O viés desenvolvimentista parece não estar presente.
<b>Oman</b>	Este fundo é propriedade do sultanato de Oman e tem como objetivo, à medida que é parte integrante de seu ministério de finanças, auxiliar o financiamento de suas políticas fiscais.
<b>Timor-Leste</b>	O fundo do Timor Leste, que se beneficia de um recente projeto de exploração de gás, cujo prazo de validade é considerado de 25 anos, tem como objetivo auxiliar a autoridade bancária e fiscal daquele país na suas políticas fiscal e monetária. Assim, sua visão é acelerar o desenvolvimento econômico do país e beneficiar gerações futuras.
<b>Emirados Árabes (Ras Al Khaimah)</b>	Este fundo do emirato de Ras Al Khaimah reinveste as rendas do petróleo na economia local, patrocinando, dessa maneira, seu desenvolvimento econômico independentemente da atividade petrolífera.
<b>Venezuela</b>	É submetido ao banco central venezuelano e tem como atribuição central fazer <i>hedge</i> com relação à flutuação do preço internacional do petróleo. Seus recursos advêm, principalmente, das atividades da PDVSA.
<b>Trinidad &amp; Tobago</b>	O fundo deste país caribenho objetiva compensar, através das receitas advindas do petróleo, compensar possíveis desequilíbrios orçamentários governamentais. No entanto, seu objetivo máximo é ser uma poupança para gerações futuras.
<b>Mauritânia</b>	(sem informações)
<b>Angola</b>	O fundo angolano, que se beneficia de preços elevados do petróleo, tem como objetivo servir como uma "gordura" para possíveis déficits fiscais no futuro. É administrado pelo banco central angolano. O curioso é que essa meta foi estabelecida quando o barril custava 22 dólares em 2004. Talvez possam querer, com receitas crescentes, mudar esse foco.
<b>Emirados Árabes (Dubai)</b>	Perfil muito similar ao fundo de Abu Dhabi. A única diferença essencial, na prática, é a menor presença do petróleo no emirato de Dubai. Em outras palavras, há uma necessidade maior ainda de diversificar a atividade econômica local via algum tipo de fundo.
<b>Emirados Árabes (federal)</b>	Ainda muito incipiente. Aplicará as receitas que o governo central daquele país obtém do excedente da venda de petróleo.

## A Tributação Sobre o Pré-Sal<sup>33</sup>

### Introdução

Há importantes desafios – especialmente tecnológicos e de logística – que precisam ser superados para a extração de petróleo da camada conhecida como pré-sal, mas devido à formação geológica do solo dessas áreas e de uma faixa de aproximadamente 200 km x 800 km, que se estende do litoral do Espírito Santo até Santa Catarina, atravessando o Rio de Janeiro e São Paulo, estima-se que a reserva de petróleo no pré-sal seja bastante superior à divulgada. Tupi foi apenas um dos reservatórios encontrados abaixo da camada de sal e na pior das hipóteses, apenas essa descoberta permitiria quase dobrar as atuais reservas do país, de aproximadamente 12 bilhões de barris de óleo equivalente. Os volumes de petróleo e gás na faixa do pré-sal ainda não são conhecidos sequer pela Petrobras, que no momento tem apenas estimativas não divulgadas. Estudos de mercado apontam para um total de 70-100 bilhões de barris em toda a região do pré-sal, que se confirmada, seria suficiente para deslocar a posição do Brasil no *ranking* dos maiores produtores mundiais: o país se situaria entre Nigéria e Venezuela (9º e 8º maiores produtores, respectivamente).

O primeiro desafio para a extração de petróleo e gás dessa região diz respeito à distância entre o campo produtor e a costa (no caso de Tupi, está localizado há cerca de 300 km da costa de Santos), o que dificulta o transporte do gás natural extraído dos poços. A Petrobrás estuda a construção de uma termelétrica em alto-mar, que usaria o gás para gerar eletricidade, que por sua vez seria transportada até a costa por cabos; a alternativa seria comprimir o gás até liquefazê-lo e transportar em navios. Recentemente, a Petrobrás divulgou a decisão de escoar o gás de Tupi até Mexilhão por um gasoduto de 250 km no fundo do mar<sup>34</sup>.

O segundo grande desafio será atingir a jazida de petróleo, já que será necessário primeiro, alcançar o leito do oceano há mais de 2 mil metros; em seguida, perfurar um tipo de rocha conhecida como pós-sal com uma espessura de cerca de mil metros (os poços atualmente explorados pela Petrobrás em alto-mar localizam-se nessa camada geológica); para chegar, então, à camada de sal, de mais de 2 mil metros de espessura, cuja formação ocorreu no período Cretáceo (entre 145 milhões e 65 milhões de anos atrás). Esta camada apresenta consistência pastosa em altas temperaturas, exigindo cuidado especial com os equipamentos de exploração.

Atravessando o sal, finalmente atinge-se a camada onde se encontram as formações que abrigam o petróleo. Conhecida como pré-sal (sua formação geológica foi anterior à camada de sal), entre 5 mil a 7 metros de profundidade. A jazida neste caso não é um lago de petróleo líquido que irá jorrar pelo poço de exploração: o óleo fica armazenado nos poros das chamadas rochas-reservatório. Vale destacar que atualmente, nenhuma companhia do mundo extrai petróleo na profundidade em que foram encontrados os campos do pré-sal da Bacia de Santos, e os equipamentos terão de ser feitos com materiais mais resistentes à corrosão e altas pressões, já que o óleo extraído vem acompanhado com altos teores de gás carbônico e gás sulfídrico, altamente danosos para os equipamentos, constituindo um desafio adicional para sua exploração.

---

<sup>33</sup> Trabalho preparado por Claudio Frischtak e Andrea Gimenes.

<sup>34</sup> Ver Valor Econômico em 23 de maio de 2008.

Este trabalho apresenta, inicialmente, o quadro de referência do regime tributário de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás, assim como os valores arrecadados no período 1998-2007. Neste regime, as atividades de E&P estão sujeitas primeiramente à participações governamentais, instituídas pela chamada Lei do Petróleo<sup>35</sup> (*royalties*, participação especial, bônus de assinatura), além da incidência – direta e indireta – de tributos municipais, estaduais e federais. Há ainda pagamento pela ocupação ou retenção de área, e pagamento aos proprietários da terra (quando aplicável). São os *royalties* e a participação especial (PE) as fontes mais importantes de arrecadação<sup>36</sup>.

Em seguida, detalha as regras de cálculo dos *royalties* e PE. Com base nesta metodologia, o trabalho modela a arrecadação futura para a região do pré-sal no período de duração das reservas, estimado em 75 anos (2013-2088). Com base nas regras atuais, estima-se que a arrecadação totalize no período entre US\$ 956,5 e US\$ 1.850,7 bilhões, dependendo do preço do barril de petróleo (US\$ 60, US\$ 80 ou US\$ 100).

Estes são ganhos potencialmente extraordinários. Por fim, examina como outros países lidaram com fenômeno análogo. De modo geral, criaram-se fundos de acumulação dos recursos tributados tendo fundamentalmente dois objetivos distintos: primeiro, a estabilidade macroeconômica, tanto no plano de uma política anticíclica como para apoiar a estabilidade da moeda (evitando sua sobrevalorização e as conseqüências adversas); segundo, o desenvolvimento do país e o bem-estar da população no médio e longo prazo, e numa perspectiva multigeracional. Tendencialmente, os países vêm separando os fundos de acordo com esses objetivos de estabilização e desenvolvimento; após um período inicial de acumulação para fins macroeconômicos, cria-se um novo instrumento com objetivos voltados à melhoria do padrão de vida desta e futuras gerações.

## **O Regime Tributário da Exploração e Produção de Petróleo e Gás, e o Histórico de Distribuição da Arrecadação (1998-2007)**

Esta seção descreve o regime tributário de E&P no país, com ênfase na conceituação dos *royalties* e participação especial, e o histórico recente dos valores distribuídos entre os entes federados e a União.

### **Quadro de Referência no Brasil: O Regime Tributário da Exploração e Produção de Petróleo e Gás**

De acordo com o regime fiscal brasileiro, uma empresa que atue nas atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo está sujeita à incidência – direta ou indireta – de tributos municipais, estaduais e federais, além de participações governamentais e pagamento aos proprietários da terra<sup>37</sup>. Vale notar que as participações governamentais incidem exclusivamente nas atividades de E&P das empresas de petróleo, enquanto os tributos se

<sup>35</sup> Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997

<sup>36</sup> Vale destacar que há ainda uma grande indefinição sobre a tributação dos campos de pré-sal, e o governo já sinalizou com uma possível mudança na legislação, provavelmente elevando os percentuais de PE.

<sup>37</sup> Os tributos que incidem direta e indiretamente sobre as atividades de exploração e produção de petróleo são o Imposto de Renda (IRPJ), Contribuição Social (CSLL) e PIS/COFINS. Indiretamente, ou seja, incidentes sobre os equipamentos e serviços utilizados pelas empresas de E&P, há ainda o Imposto sobre Serviços (ISS), o Imposto sobre circulação de mercadorias e prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação (ICMS), o Imposto sobre produtos industrializados (IPI) e o Imposto de Importação

aplicam, via de regra, a todas as empresas, embora muitas vezes tenham tratamento diferenciado quando incidentes na indústria do petróleo.

A Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como a Lei do Petróleo, instituiu as participações governamentais, que consistem em: *royalties*, participação especial, bônus de assinatura, e pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Os *royalties*<sup>38</sup> são uma compensação financeira devida ao Estado pelas empresas concessionárias produtoras de petróleo e gás natural no território brasileiro e correspondem a 10% da receita bruta do campo, sendo que esta alíquota pode ser reduzida até um mínimo de 5%, dependendo dos riscos geológicos, expectativas de produção e outros fatores pertinentes, definidos em cada contrato de concessão.

Recolhidos mensalmente pelas empresas por meio de pagamentos efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), os recursos são repassados aos beneficiários (Estados, Municípios, Comando da Marinha, Ministério da Ciência e Tecnologia e Fundo Especial<sup>39</sup>) com base nos cálculos efetuados pela ANP. A arrecadação dos *royalties*, que é dependente das variáveis produção, preços e câmbio, totalizou R\$ 39,4 bilhões entre 1998 (ano seguinte à promulgação da chamada Lei do Petróleo) e 2007 (Quadro 1).

Quadro 1: Arrecadação dos *Royalties* – 1998-2007 (em R\$ milhões\*)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<i>Royalties</i>	284	984	1.868	2.303	3.184	4.396	5.043	6.206	7.704	7.491

Fonte: ANP – Consolidação das participações governamentais – 2007

\* Os valores deste e dos demais quadros desta seção estão em termos nominais, não sendo portanto corrigidos pela inflação do período.

A Participação Especial (PE)<sup>40</sup> é uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto 2.705/1998. Incide trimestralmente sobre a receita líquida do campo, ou seja, deduzindo os *royalties*, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos previstos na legislação em vigor. Existem alíquotas progressivas para cálculo da PE, que considera o tempo de produção (1º, 2º, 3º e 4º ou demais anos de produção) e a localização da lavra (terra, mar ≤ 400m e mar > 400m)<sup>41</sup>.

De forma resumida, nenhuma PE é devida a menos e até que o volume de isenção seja atingido e a receita líquida acumulada seja positiva. Assim, a arrecadação da PE depende das variáveis produção, preços, câmbio e alíquotas, bem como dos gastos e outras deduções permitidas pela legislação vigente. No período 2000-07, essa arrecadação totalizou R\$ 38,5 bilhões (Quadro 2).

<sup>38</sup> Art. 47 da Lei 9.478/97

<sup>39</sup> O Fundo Especial é administrado pelo Ministério da Fazenda, que repassa os recursos aos estados e municípios de acordo com os critérios definidos em legislação específica.

<sup>40</sup> Art. 50 da Lei 9.478/97

<sup>41</sup> Ver § 1º do art. 50 da Lei 9.478/1997

Quadro 2: Arrecadação de Participação Especial - 1998-2007 (em R\$ Milhões)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Participação Especial	-	-	1.039	1.722	2.510	4.998	5.272	6.967	8.840	7.178

Fonte: ANP – Consolidação das participações governamentais – 2007.

## A Distribuição dos Pagamentos de Royalties e Participação Especial Entre os Entes Federados e a União

O valor a ser pago a título de *royalties* pelos concessionários é obtido pela multiplicação de três fatores: (i) alíquota do campo produtor; (ii) a produção mensal de petróleo e gás natural do campo; e (iii) o preço de referência destes hidrocarbonetos no mês. A legislação estabelece formas de distribuição diferenciadas dos *royalties* oriundos da produção na plataforma continental<sup>42</sup> (mar) e em terra. São definidas também duas parcelas (5% e acima de 5%), cujos critérios de distribuição são específicos e discriminados no Quadro 3 abaixo<sup>43</sup>.

Quadro 3: Beneficiários da Distribuição dos Royalties

Tipo de Lavra	Parcela de 5%*	Parcela Acima de 5%**
Em Terra	70% Estados produtores	52,5% Estados produtores
	20% Municípios produtores	25% Min. Ciência e Tecnologia
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	15% Municípios Produtores 7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
Na Plataforma Continental	30% Estados confrontantes com poços	25% Min. Ciência e Tecnologia
	30% Municípios confrontantes com poços e respectivas áreas geoeconômicas	22,5% Estados confrontantes c/ campos 22,5% Municípios confrontantes c/ campos
	20% Comando da Marinha	15% Comando da Marinha
	10% Fundo Especial (estados e municípios)	7,5% Fundo Especial (estados e municípios)
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural	7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

Fonte: ANP.

\* Lei nº 7.990/89 e Decreto nº 01/91; (\*\*) Lei nº 9.478/97 e Decreto nº 2.705/98.

A arrecadação dos *royalties* pelos estados e municípios praticamente triplicou entre 2000 e 2007, impulsionado pela entrada em operação de novos campos no estado do Rio de Janeiro (Bacia de Campos). Em 2007, a União recebeu 27,7% dos *royalties* arrecadados, enquanto que os estados e municípios do Rio de Janeiro 20,9% e 23,2%, respectivamente, seguidos por Espírito Santo (1,9% e 2,0%), Rio Grande do Norte (2,1% e 1,7%) e Bahia (2,0% e 1,4%), sendo Ceará o de menor arrecadação (0,2% e 0,5%) (Quadro 4).

<sup>42</sup> O conceito de plataforma continental brasileira é fornecido pelo art. 11 da Lei nº 8.617, de 04 de janeiro de 1993: “A plataforma continental do Brasil compreende o leito e o subsolo das áreas submarinas que se estendem além do seu mar territorial, em toda a extensão do prolongamento natural de seu território terrestre, até o bordo exterior da margem continental, ou até uma distância de duzentas milhas marítimas das linhas de base, a partir das quais se mede a largura do mar territorial, nos casos em que o bordo exterior da margem continental não atinja essa distância. **Parágrafo único.** O limite exterior da plataforma continental será fixado de conformidade com os critérios estabelecidos no art. 76 da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, celebrada em Montego Bay, em 10 de dezembro de 1982.”

<sup>43</sup> A título de exemplo, se um dado campo tem alíquota de *royalty* de 8% e sua produção em um determinado mês foi de R\$ 100,00 a parcela de 5% será de R\$ 5,00 (5% x 100) e a parcela acima de 5% será de R\$ 3,00 (8%-5% = 3% x 100).

**Quadro 4: Distribuição dos Valores Anuais dos Royalties entre os Beneficiários - 2000-2007 (em R\$ Milhões)**

Beneficiários	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Estados</b>	<b>623,3</b>	<b>762,5</b>	<b>1.021,0</b>	<b>1.413,2</b>	<b>1.618,7</b>	<b>1.984,3</b>	<b>2.380,4</b>	<b>2.291,2</b>
Alagoas	9,5	11,7	14,4	23,0	29,1	34,8	43,1	38,8
Amazonas	48,6	59,7	70,3	90,5	114,0	143,0	131,3	118,7
Bahia	58,9	71,0	77,7	115,0	129,7	148,1	166,6	152,1
Ceará	6,7	8,6	9,4	14,2	13,7	14,0	14,1	13,1
Espírito Santo	13,9	24,3	31,1	59,3	51,6	57,3	96,6	143,8
Paraná	2,2	1,5	0,7	3,0	7,5	8,7	6,5	4,7
Rio de Janeiro	367,8	461,5	671,7	907,7	1.041,7	1.318,6	1.646,7	1.563,5
R.Grande do Norte	85,2	90,1	103,4	140,9	163,8	181,0	180,2	159,6
Santa Catarina	0,1	0,0	0,0	-	-	-	-	-
São Paulo	1,8	2,2	2,5	4,0	3,9	4,1	4,7	4,4
Sergipe	28,8	31,8	39,8	55,5	63,7	74,7	90,6	92,5
<b>Municípios pertencentes aos Estados</b>	<b>622,9</b>	<b>769,3</b>	<b>1.070,4</b>	<b>1.474,6</b>	<b>1.700,4</b>	<b>2.110,8</b>	<b>2.612,3</b>	<b>2.541,1</b>
Alagoas	5,0	6,0	14,1	20,2	23,4	29,3	31,2	28,1
Amapá	-	-	0,1	0,2	0,2	0,2	58,9	49,5
Amazonas	16,6	20,3	24,8	37,8	48,2	58,5	0,2	0,2
Bahia	31,3	39,0	54,2	79,6	87,8	106,1	112,7	106,8
Ceará	9,1	11,6	12,0	19,4	19,7	23,1	32,1	34,3
Espírito Santo	14,1	19,7	28,5	52,1	61,2	67,8	100,7	146,5
Minas Gerais	3,4	4,1	0,6	1,8	4,2	5,3	6,8	6,1
Pará	-	-	0,6	1,1	1,1	1,2	1,4	1,3
Paraíba	1,8	2,2	0,3	-	-	-	13,8	11,3
Paraná	3,9	3,7	1,0	2,0	8,5	8,7	20,0	45,7
Pernambuco	10,8	13,2	1,9	0,3	10,7	5,3	6,5	4,7
Rio de Janeiro	397,1	497,4	740,2	997,8	1.138,9	1.446,8	1.821,5	1.735,2
R.Grande do Norte	43,8	47,4	67,2	97,0	112,3	132,6	145,6	123,9
R.Grande do Sul	8,9	10,4	11,2	16,6	20,6	28,7	32,8	29,7
Santa Catarina	6,3	8,2	16,2	20,8	21,2	28,5	29,0	23,8
São Paulo	49,9	63,9	57,1	74,0	83,8	99,2	112,3	101,9
Sergipe	21,0	22,2	40,4	54,0	58,7	69,6	86,9	92,0
Depósito Judicial *	-	-	-	-	-	-	-	8,1
<b>Fundo Especial</b>	<b>131,1</b>	<b>163,0</b>	<b>233,7</b>	<b>322,4</b>	<b>368,7</b>	<b>411,1</b>	<b>588,0</b>	<b>576,6</b>
<b>União</b>	<b>490,5</b>	<b>608,5</b>	<b>858,9</b>	<b>1.186,2</b>	<b>1.355,0</b>	<b>1.699,8</b>	<b>2.122,7</b>	<b>2.073,7</b>
Comando da Marinha	262,1	326,1	467,3	644,7	735,9	929,8	1.176,1	1.153,1
Min.Ciência e Tecnologia	228,4	282,4	391,6	541,5	619,1	770,0	946,7	920,6
<b>Total</b>	<b>1.867,8</b>	<b>2.303,3</b>	<b>3.184,0</b>	<b>4.396,4</b>	<b>5.042,8</b>	<b>6.206,1</b>	<b>7.703,5</b>	<b>7.490,6</b>

Fonte: ANP.

\* Depósitos efetuados por força de decisão judicial. Amazonas: R\$ 600 mil e Sergipe: R\$ 7,5 milhões.

Para apuração da Participação Especial, são aplicadas, como visto, alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas na legislação<sup>44</sup>, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada. Sua distribuição obedece ao seguinte critério: 40% são transferidos ao Ministério de Minas e Energia; 10% são destinados ao Ministério do Meio Ambiente; 40% aos Estados produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção; e 10% aos Municípios produtores ou confrontantes. Do montante recebido pelo MME, 70% são destinados ao financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, promovidos pela ANP e pelo MME; 15% para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético; e 15% para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional.

A arrecadação da PE apresentou elevado crescimento nos anos recentes devido à entrada em operação dos grandes campos produtores, em especial aqueles localizados na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro. Em 2007, o Estado do Rio e os municípios do Estado receberam quase a totalidade dos recursos da PE destinados aos estados e municípios: 97,5% (Quadro 5).

<sup>44</sup> Ver § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478/1997

Como se verá a seguir, estes valores serão potencialmente muito superiores quando da operação dos campos do pré-sal, o que de imediato coloca a questão do destino destes recursos, objeto deste trabalho.

**Quadro 5: Distribuição dos Valores Anuais da Participação Especial - 2000-2007 (em R\$ Milhões)**

Beneficiários	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Estados</b>	<b>415,5</b>	<b>688,8</b>	<b>1.004,10</b>	<b>1.999,10</b>	<b>2.108,80</b>	<b>2.786,80</b>	<b>3.536,00</b>	<b>2.871,00</b>
Alagoas	-	-	-	-	-	1,5	1,2	0,1
Amazonas	-	5	6,4	21,8	26,9	33,7	29,2	24,7
Bahia	-	-	-	-	4,4	3,5	3,5	2,3
Espírito Santo	-	0,1	2,1	8,4	11,3	13,8	15,9	21,1
Rio de Janeiro	415,5	682,9	995,6	1.961,40	2.044,70	2.700,20	3.453,90	2.798,60
Rio Grande do Norte	-	0,8	-	7,5	21,5	26	21,7	14,2
Sergipe	-	-	-	-	0,1	8	10,6	10,2
<b>Municípios pertencentes aos Estados</b>	<b>103,9</b>	<b>172,2</b>	<b>251</b>	<b>499,8</b>	<b>527,2</b>	<b>696,7</b>	<b>884</b>	<b>717,8</b>
Alagoas	-	-	-	-	-	0,4	0,3	0,01
Amazonas	-	1,2	1,6	5,4	6,7	8,4	7,3	6,2
Bahia	-	-	-	-	1,1	0,9	0,9	0,6
Espírito Santo	-	0,02	0,5	2,1	2,8	3,5	4	5,3
Rio de Janeiro	103,9	170,7	248,9	490,4	511,2	675,1	863,5	699,7
Rio Grande do Norte	-	0,2	-	1,9	5,4	6,5	5,4	3,5
Sergipe	-	-	-	-	0,01	2	2,6	2,6
<b>União</b>	<b>519,4</b>	<b>861</b>	<b>1.255,10</b>	<b>2.498,90</b>	<b>2.636,00</b>	<b>3.483,50</b>	<b>4.420,00</b>	<b>3.588,80</b>
Min. Minas e Energia	415,5	688,8	1.004,10	1.999,10	2.108,80	2.786,80	3.536,00	2.871,00
Min. Meio Ambiente	103,9	172,2	251	499,8	527,2	696,7	884	717,8
<b>Total</b>	<b>1.038,70</b>	<b>1.722,00</b>	<b>2.510,20</b>	<b>4.997,80</b>	<b>5.272,00</b>	<b>6.967,00</b>	<b>8.840,00</b>	<b>7.177,50</b>

Fonte: ANP.

## Um Modelo de Projeção de Arrecadação do Pré-sal.

Esta seção descreve a metodologia de cálculo dos *royalties* e PE utilizada pela ANP, com base na qual simulam-se os valores arrecadados a partir da entrada em operação comercial dos campos do pré-sal, projetada para 2013, até seu esgotamento, após 75 anos.

### Metodologia de Cálculo dos *Royalties* e PE

De acordo com a legislação atual, o valor a ser pago pelos concessionários a título de *royalties* é obtido pela multiplicação de três fatores: (1) alíquota dos *royalties* do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%; (2) a produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo; e (3) o preço de referência destes hidrocarbonetos no mês<sup>45</sup>. No caso dos campos de pré-sal, as alíquotas de *royalty* são de 10%.

$$\begin{aligned} \text{Royalties} &= \text{Alíquota} \times \text{Valor da produção} \\ \text{Valor da produção} &= V_{\text{petróleo}} \times P_{\text{petróleo}} + V_{\text{gn}} \times P_{\text{gn}} \end{aligned}$$

Em que:

*Alíquota* = percentual previsto no contrato de concessão do campo (10% no caso do pré-sal)

$V_{\text{petróleo}}$  = volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração

<sup>45</sup> Como determinado nos artigos 7º e 8º do Decreto nº 2.705/98, que regulamentou a Lei nº 9.478/97, conhecida como a Lei do Petróleo.

$V_{gn}$  = volume da produção de gás natural do campo no mês de apuração

$P_{\text{petróleo}}$  = é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração

$P_{gn}$  = preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração

A participação especial (PE), diferentemente dos *royalties*, incide sobre o lucro dos campos com grande volume de produção, possui um caráter progressivo e é apurada trimestralmente. O valor da alíquota da PE é influenciado pela localização da lavra, número de anos de produção e volume de produção fiscalizada no trimestre.

Considerando um campo localizado no mar, a uma profundidade batimétrica superior a 400m, o pagamento da PE só será realizado se, além da apuração apresentar base de cálculo positiva, a produção trimestral estiver acima de<sup>46</sup>:

- (i) no primeiro ano, 1.350.000 m<sup>3</sup> (~94,3 mil barris/dia)
- (ii) no segundo ano, 1.050.000 m<sup>3</sup> (~73,4 mil barris/dia)
- (iii) no terceiro ano, 750.000 m<sup>3</sup> (~52,4 mil barris/dia)
- (iv) no quarto ano e seguintes, 450.000 (~31,4 mil barris/dia)

Finalmente, o Quadro 6 abaixo apresenta as diferentes alíquotas de PE que devem ser aplicadas a esse tipo de lavra, de acordo com o tempo de operação desse campo, bem como a parcela a deduzir da receita líquida da produção trimestral.

**Quadro 6: Alíquotas de Participação Especial a Ser Aplicada de Acordo com o Volume de Produção e o Ano de Operação, Considerando um Campo Situado no Mar a uma Profundidade Superior a 400m**

Alíquota	Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (Mil M <sup>3</sup> )				Parcela a Deduzir (x RLP / VPF) – R\$			
	1º ano	2º ano	3º ano	4º ano +	1º ano	2º ano	3º ano	4º ano +
isento	até 1.350	até 1.050	até 750	até 450	-	-	-	-
10%	1.350 a 1.800	1.050 a 1.500	750 a 1.200	450 a 900	1.350	1.050	750	450
20%	1.800 a 2.250	1.500 a 1.950	1.200 a 1.650	900 a 1.350	1.575	1.275	975	675
30%	2.250 a 2.700	1.950 a 2.400	1.650 a 2.100	1.350 a 1.800	1.800	1.500	1.200	900
35%	2.700 a 3.150	2.400 a 2.850	2.100 a 2.550	1.800 a 2.250	1.928,57	1.628,57	1.328,57	1.028,57
40%	> 3.150	> 2.850	> 2.550	> 2.250	2.081,25	1.781,25	1.481,25	1.181,25

Fonte: Decreto 2.705/98 - Artigo 21.

RPL = receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais;

VPF = volume de produção trimestral de cada campo, em milhares de m<sup>3</sup> de petróleo equivalente.

## Simulação da arrecadação permissível sobre os campos do pré-sal

Para determinação do fluxo futuro de arrecadação de *royalties* e participação especial referente aos campos do pré-sal são necessárias estimativas de: (i) valor total da reserva recuperável dos campos do pré-sal; (ii) produção anual; (iii) custo total de produção / extração; e (iv) preço do petróleo.

Como ainda há uma grande indefinição sobre o tema, inclusive no que diz respeito a uma possível mudança na legislação que define a tributação dos novos campos, assume-se que as regras atuais de cálculo de *royalties* e PE seriam mantidas e a produção comercial seria iniciada em 2013. Foram definidos três cenários para o preço do petróleo (US\$ 60 / bep, US\$ 80 / bep e US\$ 100 / bep).

<sup>46</sup> Os valores em barris/dia são meramente ilustrativos: multiplicação da produção trimestral pelo coeficiente para conversão de m<sup>3</sup> em barris (6,2898) e divisão do resultado pelo número de dias no trimestre (90).

No que diz respeito ao custo de produção, informações da Petrobrás indicam que o custo médio de extração (*lifting costs*) em 2007 foi de US\$ 7,7 /barril e a meta para 2012 seria US\$ 6,13 /barril<sup>47</sup>. Considerando que os campos de pré-sal estão localizados em águas ultra-profundas (cerca de 7 mil metros abaixo da linha d'água) e com o objetivo de manter o caráter conservador da análise, assume-se que o custo total de produção / extração seria de US\$ 20 /bep, cerca de 2,6 vezes o custo médio da Petrobrás em 2007<sup>48</sup>.

Os resultados da modelagem são apresentados no Quadro 7 abaixo. Considerando uma reserva recuperável de aproximadamente 50 bilhões de barris, pelas premissas de produção adotadas (a produção máxima de 2 milhões barris/dia seria atingida no 6º ano de operação – 2018 – e permaneceria constante até 2083, sendo declinante pelos 5 anos seguintes), a duração da reserva seria de 75 anos.

Neste cenário, no período em que a produção atingisse seu pico de dois milhões de barris/dia – de 2018 a 2083 – seriam arrecadados entre US\$ 13,7 bilhões a US\$ 26,5 bilhões por ano entre *royalties* e participações especial, dependendo das premissas de preço de petróleo utilizadas nas projeções. Considerando todo o período de exploração das reservas do pré-sal, estimado em 75 anos, a arrecadação total seria de US\$ 956,5 bilhões com o preço do petróleo a US\$ 60/barril. Se o preço for de US\$ 80/barril ou US\$ 100/barril, a arrecadação chegaria a US\$ 1.403,6 bilhões ou US\$ 1.850,7 bilhões, respectivamente. Vale enfatizar que neste quadro adota-se a premissa conservadora de que as atuais alíquotas não serão modificadas; em particular, que o nível de participação especial para os campos do pré-sal – potencialmente de enorme produtividade – não serão modificados, o que é bastante improvável.

**Quadro 7: Simulação de Arrecadação de *Royalties* e Participação Especial (em US\$ Bilhões) com Base na Projeção de Reserva Recuperável, Produção (Milhões Barris) e Preço do Petróleo (US\$/barril)**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 a 2083 (anual)	2084	2085	2086	2087	2088	Total
Produção anual (milhões barris)	90	180	270	360	540	720	540	360	270	180	90	50,4
Extração (milhões barris/dia)	0,25	0,50	0,75	1,00	1,50	2,00	1,50	1,00	0,75	0,50	0,25	
<b>Petróleo = US\$ 60,0/ barril</b>												
<i>Royalties</i>	0,5	1,1	1,6	2,2	3,2	4,3	3,2	2,2	1,6	1,1	0,5	302,4
PE	0,5	1,8	3,2	4,5	6,9	9,4	6,9	4,5	3,3	2,0	0,8	654,1
<b>Total (US\$ bilhões)</b>	<b>1,1</b>	<b>2,9</b>	<b>4,8</b>	<b>6,7</b>	<b>10,2</b>	<b>13,7</b>	<b>10,2</b>	<b>6,7</b>	<b>4,9</b>	<b>3,1</b>	<b>1,4</b>	<b>956,5</b>
<b>Petróleo = US\$ 80,0/ barril</b>												
<i>Royalties</i>	0,7	1,4	2,2	2,9	4,3	5,8	4,3	2,9	2,2	1,4	0,7	403,2
PE	0,8	2,8	4,8	6,9	10,6	14,4	10,6	6,9	5,0	3,1	1,3	1.000,4
<b>Total (US\$ bilhões)</b>	<b>1,5</b>	<b>4,3</b>	<b>7,0</b>	<b>9,7</b>	<b>14,9</b>	<b>20,1</b>	<b>14,9</b>	<b>9,7</b>	<b>7,2</b>	<b>4,6</b>	<b>2,0</b>	<b>1.403,6</b>
<b>Petróleo = US\$ 100,0/ barril</b>												
<i>Royalties</i>	0,9	1,8	2,7	3,6	5,4	7,2	5,4	3,6	2,7	1,8	0,9	504,0
PE	1,1	3,8	6,5	9,2	14,3	19,3	14,3	9,2	6,7	4,2	1,7	1.346,7
<b>Total (US\$ bilhões)</b>	<b>2,0</b>	<b>5,6</b>	<b>9,2</b>	<b>12,8</b>	<b>19,7</b>	<b>26,5</b>	<b>19,7</b>	<b>12,8</b>	<b>9,4</b>	<b>6,0</b>	<b>2,6</b>	<b>1.850,7</b>

Fonte: Elaboração própria.

O Quadro 8 abaixo apresenta uma simulação da arrecadação anual de *royalties* e participação especial durante o *plateau* de 2 milhões de barris/dia, considerando que a alíquota dos *royalties* seria mantida em 10% e a PE seria possivelmente elevada de 40% para 55% ou mesmo 70%. Neste caso, a arrecadação anual durante o longo *plateau* iria variar de US\$ 13,7

<sup>47</sup> Considera-se o custo operacional da extração do petróleo até a plataforma, não incluindo depreciação e amortização. As participações governamentais também não foram incluídas. Informações retiradas de apresentações disponíveis no site de Relações com Investidores da Petrobrás ([www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br))

<sup>48</sup> Em relatório de 7 de maio de 2008, o UBS estima *all-in cash cost* dos campos de pré-sal em US\$ 16/bep.

bilhões a US\$ 41,0 bilhões, dependendo das alíquotas consideradas e do preço do petróleo no mercado internacional.

**Quadro 8: Simulação de Arrecadação de *Royalties* e Participação Especial nos Campos do Pré-sal (em US\$ Bilhões/Ano)**

Participação Especial	Preço do Petróleo		
	US\$ 60 / bep	US\$ 80 / bep	US\$ 100 / bep
40%	13,7	20,1	26,5
55%	17,2	25,5	33,8
70%	20,7	30,9	41,0

Fonte: Elaboração própria.

Esses são recursos consideráveis. Apenas a título de ilustração, considerando um preço de US\$ 80/bep e uma alíquota de 55% no que diz respeito à PE, haveria uma arrecadação anual superior a US\$ 25 bilhões. Em apenas oito anos – 2018 a 2025 – seriam arrecadados cerca de US\$ 204 bilhões!

## **Modelos Internacionais de Estruturação e Alocação de Receitas Oriundas de Recursos Não Renováveis**

Esta seção descreve – de forma sintética – a experiência internacional na constituição de fundos com recursos oriundos de exploração de recursos não renováveis, em especial o petróleo<sup>49</sup>. Estes fundos atendem a, fundamentalmente, três objetivos: (i) evitar os efeitos adversos do influxo repentino de grandes volumes de recursos, esterilizando-os, de modo a impedir distorções significativas, seja sobre os preços relativos, as políticas econômicas ou a alocação de recursos e os investimentos privados; (ii) garantir benefícios às gerações atuais; e (iii) promover o princípio de equidade intergeracional, acumulando recursos de modo a assegurar a manutenção do nível de bem-estar socioeconômico após o esgotamento das reservas minerais.

Os fundos considerados modelos de uso sustentável dessas rendas – Alaska, Noruega e Alberta – estão explícita ou implicitamente estruturados de acordo com esses objetivos. Estes serão analisados primeiramente.

### **Alaska**

*Nome do Fundo:* Alaska Permanent Fund Corporation (APFC) – entidade estatal.

*Criação:* Em 1976, por emenda constitucional, durante a fase de construção do oleoduto TransAlaska.

*Objetivo:* Prover às futuras gerações com renda depois que as reservas de petróleo se esgotarem.

*Origem dos recursos:* Cobranças de taxas junto a empresas petrolíferas. A emenda constitucional determina que pelo menos 25% de todas as rendas referentes aos direitos

<sup>49</sup> A experiência brasileira ainda é bastante limitada e se resume à constituição – pelo governo federal - de um fundo setorial para financiar pesquisas voltadas para inovação em produtos e processos. No plano estadual talvez o que há de mais inovador é a proposta do Estado do Espírito Santo, enquanto que poucas experiências municipais deixam um legado duradouro.

minerários, *royalties*, participações e bônus federais recebidos pelo estado devem ser depositados no fundo.

*Alocação dos recursos:* Os recursos são aplicados em títulos e ações nos EUA (preferencialmente) e mercados globais, além de investimentos em infra-estrutura e imóveis, visando uma taxa de retorno real de 5% a.a.. O principal é mantido intocado e apenas os dividendos e bônus dessas aplicações podem ser gastos, sendo que a maior parte é distribuída diretamente a todos os cidadãos que vivem, pelo menos, há mais de um ano no Alaska (em 2007, cada cidadão recebeu U\$ 1.654). O fundo é livre de ingerências governamentais, ou seja, os valores não são utilizados para socorrer eventuais problemas de déficit público. Todavia, a legislação permite que parte dos valores seja utilizada em programas especiais de saúde e segurança pública.

*Patrimônio:* US\$ 37,8 bilhões (2007).

*Administração:* Administrado pelo *Alaska Permanent Fund Corporation*, cujo *board* é composto por 6 membros indicados pelo governador para um mandato de 4 anos (sendo 2 funcionários do Governo e 4 membros da sociedade).

*Distribuição dos benefícios:* O principal permanece intocado. Parte dos dividendos e bônus gerados são distribuídos por todos os cidadãos que vivem, pelo menos, há 12 meses no Alaska, e a outra parte pode ser gasta pelo governo ou reinvestida.

## **Noruega**

*Nome do Fundo:* *Government Pension Fund – Global*.

*Criação:* Em 1990 pelo *Storting* (o parlamento norueguês), como um fundo de petróleo estatal, e em 1º de janeiro de 2006 teve seu nome alterado para *Government Pension Fund – Global*.

*Objetivo:* Seu objetivo é poupar parte da riqueza proveniente de impostos e concessões de áreas petrolíferas, impedindo que as receitas do petróleo tenham um impacto negativo na economia do país – tanto no que diz respeito às políticas fiscal e monetária, quanto à eventual apreciação cambial e sobre-aquecimento da demanda interna –, e para proteger o país contra futuros déficits orçamentários causados pelo envelhecimento da população.

*Origem dos recursos:* Os recursos do fundo são originários das rendas provenientes da extração de petróleo e gás natural e as alíquotas chegam a cerca de 50% do valor bruto da produção. As receitas líquidas do petróleo são depositadas no fundo anualmente, depois que o déficit do orçamento (não petróleo) é coberto, o que representa uma forte vinculação com as contas do setor público, já que os valores são usados para cobrir despesas nas áreas de saúde e previdência, principalmente.

*Alocação dos recursos:* Os recursos são totalmente investidos no exterior. A legislação determina que o capital deve ser aplicado em ativos não noruegueses. Desde 1998, as aplicações têm apresentado o seguinte perfil: cerca de 60% em títulos, ações, instrumentos de mercado monetário e derivativos, e 40% em ativos fixos.

*Patrimônio:* US\$ 350 bilhões (valor de mercado em jan/2008).

*Administração:* Administrado pelo Banco Central da Noruega (Norges Bank), o fundo está diretamente ligado ao Estado, e as estratégias de investimento são definidas pelo Ministério das Finanças. O Fundo conta, além do Conselho Gerencial, um Conselho de Ética com poder de excluir empresas do seu universo de financiamento, devido ao desrespeito aos direitos humanos, às leis trabalhistas ou às normas ambientais, assim como pela produção de armamentos.

*Distribuição dos benefícios:* O principal (em termos reais) é intocado. Os retornos reais são alocados para gastos gerais do governo.

## **Alberta, Canadá**

*Nome do Fundo:* Alberta Heritage Savings Trust Fund.

*Criação:* Criado em 1976 e reestruturado em 1997, a partir de consulta popular.

*Objetivo:* Poupar as receitas provenientes de recursos não-renováveis garantindo retorno financeiro para as gerações corrente e futuras da província de Alberta.

*Origem dos recursos:* Impostos e *royalties* cobrados das empresas de petróleo e gás. Entre 1976 e 1982-83, o fundo era formado pela transferência anual de 30% das receitas provenientes dos recursos não renováveis e pela retenção dos lucros das aplicações do próprio fundo. Entre 1983-84 e 1986-87, o percentual de contribuição foi reduzido para 15% e em abril de 1987 (quando o fundo atingiu US\$ 12,7 bilhões), as contribuições foram suspensas. Em 1997, o fundo foi reestruturado.

*Alocação dos recursos:* Os recursos são investidos em ações, títulos da dívida, estoques e demais instrumentos financeiros. Foram definidas regras simples e diretas para as aplicações dos recursos, que passaram a ser norteadas pela rentabilidade, e não mais pela diversificação econômica. Dentre essas regras, está a definição de uma composição dos investimentos no longo prazo: 29% das aplicações devem ser destinadas a investimentos em renda fixa, 45% em ações (sendo 15% no Canadá, 15% nos EUA e 15% em outros países), 10% em investimento imobiliário e 16% em outras aplicações, como aplicações de curto prazo e empresas de capital fechado.

*Patrimônio:* Cn\$ 16,6 bilhões (2007).

*Administração:* Administrado pelo poder público, sendo o Ministro das Finanças responsável pelo fundo e seus investimentos, reportando-se ao *Standing Committee* (formado por 9 membros do poder legislativo, sendo que 3 destes não devem pertencer ao partido do governo) e ao *Endowment Fund Policy Committee* (formado por 7 membros, incluindo representantes de empresas). Os relatórios trimestrais e anuais do fundo são publicados na Internet, assim como o seu plano de negócios, que deve ser aprovado pelo *Treasury Board* do fundo.

*Distribuição dos benefícios:* O principal deve ser mantido, e o lucro real pode ser usado para o pagamento da dívida pública da Província e para suportar programas prioritários do governo, nas áreas de educação e saúde.

## **Kuwait**

*Nomes dos Fundos: General Reserve Fund (GRF) e Reserve Fund for Future Generations (RFFG).*

*Criação:* Em 1960, foi constituído o *General Reserve Fund* (GRF), com recursos oriundos dos crescentes superávits do governo (incluindo todas as receitas provenientes do petróleo). Em 1976, foi criado um novo fundo, o *Reserve Fund for Future Generations* (RFFG), com patrimônio inicial de US\$ 7,0 bilhões.

*Objetivo: GRF:* gerenciar todas as receitas e despesas do governo, além de custodiar todos os seus ativos, como o Kuwait Petroleum Corporation e outras empresas domésticas, assim como a participação do país em organizações multilaterais e internacionais como Banco Mundial, FMI e outros. *RFFG:* Constituir poupança para gerações futuras.

*Origem dos recursos: GRF:* superávits do governo (incluindo as receitas do petróleo). *RFFG:* Depósitos anuais de 10% da receita anual do estado (oriunda ou não do petróleo), além do lucro dos próprios ativos.

*Alocação dos recursos:* Os recursos de ambos os fundos são investidos no exterior e as receitas devem ser reinvestidas nos próprios fundos. Durante a década de 1970, a maior parte dos recursos era investida nos EUA e Europa Ocidental. Nos anos 80, o Kuwait começou a diversificar seus investimentos externos, com empresas japonesas.

*Patrimônio:* n.d.

*Administração:* Em 1982, devido à soma considerável de reservas acumuladas pelos fundos, em especial o *RFFG*, o governo constituiu uma entidade legal independente, o *Kuwait Investment Authority* (KIA), com o objetivo de melhorar a qualidade das operações e processos de investimento. O KIA substituiu o Ministério das Finanças na administração e desenvolvimento de todas as reservas financeiras do país. Sua gestão é centralizada no Kuwait, mas possui um escritório também em Londres.

*Distribuição dos benefícios: GRF:* os recursos financiam todos os investimentos do governo, dentro do orçamento aprovado no ano. *RFFG:* Os rendimentos são reinvestidos e não há saques, exceto durante a crise regional causada pela Guerra (1990-91).

## **Omã**

*Nomes dos Fundos: State General Reserve Fund (SGRF) e Oil Fund.*

*Criação:* O *State General Reserve Fund* (SGRF) foi criado em 1980 como forma de substituir as receitas declinantes de petróleo, dado o horizonte relativamente curto das reservas naquele país (cerca de 15-20 anos). Em 1993, foi criado o *Oil Fund* em substituição do *Contingency Fund*.

*Objetivo: SGRF:* Garantir recursos após a extinção das reservas de petróleo. *Oil Fund:* financiar investimentos no setor de petróleo.

*Origem dos recursos:* Receitas do petróleo superiores a um determinado preço. A participação das receitas de petróleo alocadas ao fundo, que inicialmente era de 15% das receitas totais, foi

reduzida para 5% a partir de 1986. Em 1989, o sistema foi alterado e o fundo passou a arrecadar as receitas que excedessem US\$ 15/barril. Em 1990, o sistema foi novamente modificado, com a criação do *Contingency Fund*, um fundo de estabilização e com recursos provenientes do excedente das transferências ao *SGRF*. As receitas do petróleo eram alocadas primeiramente ao orçamento, como determinado no *Fourth Development Plan* (1991-95), e ao *SGRF* era destinada o imposto de 15% das receitas líquidas do petróleo ou o montante alocado para esse fim no *Fourth Development Plan*, o que fosse menor. O restante era destinado ao *Contingency Fund*. Em 1993, o *Contingency Fund* foi substituído pelo *Oil Fund*, e uma nova alocação dos recursos foi estabelecida: as receitas de petróleo até US\$ 15/barril seriam destinadas ao orçamento, os próximos US\$ 2/barril, ao *SGRF*, os US\$ 0,5/barril seguintes, ao *Oil Fund* e o excedente (ou seja, qualquer valor acima de US\$ 17,5/ barril) seria transferido ao orçamento. Essa alocação de recursos visava prover um fluxo estável para o *SGRF*. No entanto, desde 1992 (e até 2000, o último ano para o qual os dados estão disponíveis) os ativos do fundo vinham declinando, refletindo os saques realizados pelo governo para financiar déficits orçamentários.

*Alocação dos recursos:* A maior parte dos recursos é investida no exterior, enquanto uma menor parcela é mantida como depósito em moeda estrangeira principalmente no Banco Central de Omã. Apesar do objetivo do estado de garantir recursos para as gerações futuras, o fundo tem sido freqüentemente usado como suporte ao orçamento frente a choques externos.

*Patrimônio:* n.d.

*Administração:* Ministério das Finanças.

*Distribuição dos benefícios:* *SGRF:* principal e dividendo têm sido usado para cobrir déficits do governo. *Oil Fund:* investimento em empresas do setor de petróleo. Há um forte poder discricionário do governo sobre os fundos.

## **Rússia**

*Nomes dos Fundos:* *Reserve Fund (RF)* e *National Welfare Fund (NWF)*.

*Criação:* 2004, como fundo de estabilização e remodelado em 2008 (separação em 2 fundos).

*Objetivo:* *RF:* Minimizar os efeitos da flutuação do preço do petróleo sobre a economia. *NWF:* garantir recursos para as gerações futuras, como suporte para o sistema previdenciário.

*Origem dos recursos:* Impostos e *royalties* sobre a extração, produção e exportação de petróleo.

*Alocação dos recursos:* Os recursos são investidos no exterior (o *Reserve Fund* possui perfil mais conservador).

*Patrimônio:* *RF:* US\$ 125 bilhões. *NWF:* US\$ 32,7 bilhões (2007).

*Administração:* Ministério das Finanças.

*Distribuição dos benefícios:* *RF:* se expande de acordo com o PIB (10%). *NWF:* não distribuem o principal; alocação de dividendos em aberto.

## **Cazaquistão**

*Nome do Fundo:* National Oil Fund of Kazakhstan.

*Criação:* 2000.

*Objetivo:* Assegurar a estabilidade social e o crescimento econômico do país; ser uma poupança para as gerações futuras; e atuar como estabilizador reduzindo o impacto no orçamento de variações dos preços internacionais de petróleo.

*Origem dos recursos:* Royalties, impostos pagos pelas companhias de petróleo, mineração e metalurgia no país; receitas de privatizações nestes setores; e o rendimento de suas próprias aplicações financeiras.

*Alocação dos recursos:* Os recursos são investidos em mercados externos.

*Patrimônio:* US\$ 21 bilhões (2007).

*Administração:* O fundo está ligado ao Estado, com seus ativos financeiros alocados no Banco Nacional do Cazaquistão e gerenciado de acordo com as diretrizes do Ministério das Finanças. Sua administração é composta por um conselho formado pelo Presidente da República e outros 9 membros indicados por ele: Primeiro-ministro, Presidente do senado, Presidente da câmara de deputados, Chefe da administração da presidência (equivalente da casa civil), Presidente do Banco Nacional, Vice primeiro-ministro, Presidente do comitê de contabilidade (equivalente ao Tesouro Nacional), Ministro da Fazenda e o Ministro do Planejamento. O Presidente define também, por decreto, as regras de aplicação dos recursos. O papel do conselho é analisar e aprovar o uso dos recursos do Fundo, bem como os relatórios anuais. Todas as decisões têm que ser tomadas de forma coletiva, de forma que nenhum membro do conselho pode individualmente decidir sobre os ativos do fundo.

*Distribuição dos benefícios:* Acumula principal e dividendos. A legislação permite que o fundo seja usado apenas para compensar perdas no orçamento devido à variação no preço do petróleo, ou cobrir as despesas relacionadas à administração do próprio fundo e à sua auditoria anual externa.

## **Azerbaijão**

*Nome do Fundo:* State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan (SOFAZ)

*Criação:* Em 1999, como entidade legal e extra-orçamentária.

*Objetivo:* Garantir acesso igualitário e intergeracional aos benefícios da riqueza do petróleo.

*Origem dos recursos:* Royalties, taxas, dividendos e outras receitas geradas no âmbito da extração e circulação de hidrocarbonetos no país, e receitas geradas pelos ativos do próprio fundo.

*Alocação dos recursos:* Os recursos são investidos apenas em títulos de governos estrangeiros *investment grade*.

*Patrimônio:* US\$ 3,3 bilhões (abr/08).

*Administração:* Subordinado ao Presidente da República, embora possua equipe administrativa própria formada por membros do Estado e da sociedade civil. Esta equipe deve prestar contas ao conselho supervisor (formado pelo Primeiro-Ministro, outros representantes do governo e do Parlamento) e é auditado pela Câmara de Contabilidade sob controle do Parlamento.

*Distribuição dos benefícios:* Os recursos podem ser usados para investimentos em áreas consideradas estratégicas para o desenvolvimento nacional, em especial infra-estrutura, bem como transferidos para o orçamento do estado. Não é permitido investir ou executar despesas que não estejam previstas no orçamento, nem servir de empréstimo para o governo ou empresas públicas ou privadas.

## **Venezuela**

*Nomes dos Fundos:* *Fondo de Estabilización Macroeconómica (FIEM)*, *Fundo para o Desenvolvimento Econômico e Social do País (Fondespa)* e *Fondo Nacional de Desarrollo (Fonden)*.

*Criação:* *FIEM:* 1998; *Fondespa:* 2004; *Fonden:* 2005.

*Objetivo:* *FIEM:* estabilização de curto prazo da economia: quando o preço do petróleo estivesse elevado, o fundo acumularia recursos, e cobriria o déficit orçamentário quando os preços caíssem. *Fondespa:* financiar a execução de programas considerados importantes pelo governo nas áreas de infra-estrutura, atividades agrícolas, saúde e educação. *Fonden:* impulsionar o crescimento econômico e aumentar os gastos sociais. Seus recursos são reservados para o financiamento de planos estratégicos de desenvolvimento em setores como: indústrias básicas, petróleo, gás, infra-estrutura, transportes, habitação. Dentro destas linhas se criam empresas e se desenvolvem projetos como a nova siderúrgica venezuelana para a produção de aços especiais, uma fábrica de tubos petroleiros sem costura, três novas refinarias de petróleo, produção de madeira, as fábricas de cimento, de concentração de mineral de ferro, de laminação de alumínio, de papel e celulose, entre outros.

*Origem dos recursos:* Em todos os casos, os recursos são provenientes diretamente da estatal PDVSA, sendo que o Fonden recebe recursos também do Banco Central da Venezuela.

*Alocação dos recursos:* *FIEM:* aplicação em ativos estrangeiros. *Fondespa:* n.d. *Fonden:* n.d.

*Patrimônio:* n.d.

*Administração:* *FIEM:* Banco Central da Venezuela. *Fondespa:* Banco de Desenvolvimento Econômico e Social. *Fonden:* n.d.

*Distribuição dos benefícios:* *FIEM:* recursos utilizados para cobrir déficits do governo e programas sociais, definidos por decreto presidencial. *Fondespa:* recursos utilizados para efetuar os pagamentos de programas e obras definidos pelo governo. *Fonden:* recursos reservados para o financiamento de planos estratégicos de desenvolvimento em setores como: indústrias básicas, petróleo, gás, infra-estrutura, transportes, habitação.

## A Constituição de um Fundo Voltado para a Modernização da Infra-estrutura

Investe-se pouco em infra-estrutura no Brasil, tanto em termos absolutos como comparado com a experiência internacional. As necessidades não atendidas de recursos são maiores no saneamento básico, transporte de massa urbano (metroviário e ferroviário), e transporte de carga não rodoviário, segmentos cujo caráter de bem público é mais acentuado, e com forte impacto no bem-estar desta e das futuras gerações. O financiamento destes segmentos seria objeto de um eventual fundo com recursos advindos da exploração e produção do petróleo na camada do pré-sal.

### O Histórico Recente do Investimento em Infra-estrutura no Brasil <sup>50</sup>

O Quadro 9 retrata a evolução dos investimentos em infra-estrutura no país, considerando os principais setores: energia elétrica, telecomunicações, transporte rodoviário, ferroviário e aeroportuário, portos, hidrovias, e saneamento. Ainda que possa haver problemas de definição e abrangência, esta é uma contabilidade razoavelmente completa, com base na qual pode-se afirmar que o país nos últimos anos vem investindo cerca de 2% do PIB em infra-estrutura, um percentual relativamente modesto quando comparado à experiência internacional.

Quadro 9: Brasil – Investimentos Públicos e Privados em Infra-estrutura  
2001-2007 (em R\$ Bilhões Correntes)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Σ 2001-07
Energia Elétrica	8,73	11,05	9,94	9,69	12,18	15,60	16,29	83,47
Telecomunicações	21,99	9,69	8,02	13,30	14,21	12,41	12,46	92,09
Transp.Rodoviário	5,87	5,53	3,86	5,40	6,74	8,67	9,36	45,43
Transp.Ferrovário*	0,82	0,72	1,11	1,90	3,24	2,53	2,74	13,06
Aeroportuário	0,46	0,58	0,57	0,55	0,74	0,89	0,57	4,36
Portos (incl.Docas)	0,33	0,44	0,20	0,44	0,50	0,58	0,72	3,21
Hidrovias	0,20	0,09	0,05	0,08	0,10	0,11	0,13	0,77
Saneamento	4,82	4,43	3,74	4,46	6,44	8,28	9,76	41,92
Total	43,22	32,54	27,48	35,82	44,15	49,07	52,03	284,31
PIB nominal	1.302	1.477	1.699	1.941	2.147	2.322	2.558	13.446
Invest. /PIB (%)	3,32	2,20	1,62	1,85	2,06	2,11	2,03	2,11

Fonte: Anexo III, Ipeadata, Banco Central e cálculos próprios.

\* exclui transporte ferroviário e metroviário urbano e metropolitano, pela insuficiência de informações.

Após sofrerem uma regressão do início da década e atingirem o nadir em 2003, os investimentos passam por um processo de expansão que deve – com toda a probabilidade – se sustentar nos próximos anos, pelo menos acompanhando o crescimento do PIB. Este, contudo, é um percentual que ainda não permitiria a universalização dos serviços básicos (a exemplo de saneamento), e muito inferior ao requerido para se aproximar dos padrões observados atualmente nas economias em rápido crescimento do leste asiático.

As dificuldades de uma rápida expansão dos investimentos em infra-estrutura estão, em última instância, referidas à fragilidade do Estado, que afeta o volume e qualidade tanto do investimento público quanto privado. Para o investimento público, a barreira mais aparente é a restrição fiscal que opera desde o final da década de 1970, mas que se acentuou com a crise do modelo de financiamento do Estado via endividamento externo; a Constituição de 1988, e a decorrente expansão dos gastos e transferências; e o fim do imposto inflacionário em 1994-95, com o Plano Real.

<sup>50</sup> Esta e a próxima seção se baseiam em parte em Frischtak, Cláudio. “O Investimento em Infra-estrutura no Brasil: histórico recente e perspectivas”, trabalho apresentado no 4º Seminário da ANBID, S. Paulo, Nov/2007.

Em 2007 – ano de relativa folga fiscal – os investimentos em infra-estrutura do governo federal alcançaram apenas 0,34% do PIB. Já as demais instâncias públicas – empresas e governos estaduais, e empresas federais – contribuíram com 0,72% do PIB para estes gastos (Quadro 10). No total, os entes públicos foram responsáveis por 1,06% do PIB, muito abaixo do patamar mínimo necessário para evitar sua degradação (estimado em 3% do PIB – ver abaixo). Neste sentido, o maior envolvimento do setor privado se torna imprescindível, informado por um simples silogismo: o país requer um volume crescente de investimentos em infra-estrutura e as restrições fiscais do Estado no que diz respeito aos seus gastos discricionários assumiram um caráter estrutural. Assim, na margem, os investimentos em infra-estrutura no país seriam necessariamente direcionados pelo setor privado, ainda que seja também importante ampliar os investimentos públicos pela sua natureza de modo geral complementar.

**Quadro 10: Brasil – Investimentos em Infra-Estrutura  
2001-2007 (em R\$ Bilhões Correntes e %)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Governo Federal	4,7	3,8	1,4	3	4,6	6,8	8,7
% PIB	0,36	0,25	0,08	0,15	0,22	0,29	0,34
Empresas públicas	9,5	11,2	11,1	11,8	15	19,4	18,4
% PIB	0,73	0,76	0,65	0,61	0,7	0,83	0,72
Empresas privadas	29	17,6	15	21	24,5	22,9	24,9
% PIB	2,23	1,19	0,88	1,08	1,14	0,99	0,97
Invest. Infra Total	43,2	32,5	27,5	35,8	44,1	49,1	52
% PIB	3,32	2,2	1,62	1,85	2,06	2,11	2,03

Fonte: Cálculos próprios – ver Anexo III.

A experiência internacional é bastante matizada no que diz respeito à participação relativa público-privada. Se, por um lado, a evidência é robusta que economias emergentes investem um percentual do PIB bastante superior ao observado no Brasil, por outro não há um único padrão público-privado de alocação de recursos. Países asiáticos com elevada taxa de poupança e menores restrições fiscais, assim como a Europa continental por meio de significativo esforço tributário, têm podido mobilizar recursos públicos direcionados principalmente ao transporte público metroviário e ferroviário, e saneamento em menor medida. Na América Latina, os países que mais têm investido (proporcionalmente) em infra-estrutura – Chile e Colômbia – têm sido relativamente bem sucedidos em atrair o setor privado, combinando estabilidade regulatória e razoável previsibilidade nos investimentos públicos complementares aos gastos privados.

O desafio que o Brasil enfrentará nos próximos anos no que diz respeito à infra-estrutura é multidimensional:

- **Primeiro, ampliar gradativamente os investimentos no setor, até atingir um patamar de cerca de 3,5% do PIB**, que evitaria a deterioração da infra-estrutura frente à expansão da economia e o crescimento populacional nas áreas metropolitanas e urbanas. Impulsionado pelos investimentos do governo inicialmente possibilitados pela maior folga fiscal e os compromissos do PAC, bem como a expansão dos investimentos privados, o alvo de 3,5% seria alcançado em 2012 na medida em que a taxa de investimento crescesse 0,3 pontos percentuais a cada ano a partir de 2008 – algo bastante factível frente aos planos anunciados de investimentos no setor em 2007-2008 (Quadro 11).

**Quadro 11: Brasil: Projeção de Investimento em Infra-estrutura  
2008-2012 (em US\$ Bilhões, exceto quando indicado)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PIB (US\$ trilhões)*	1,51	1,57	1,64	1,72	1,79	1,88
Invest./PIB (%)	2,0	2,3	2,6	2,9	3,2	3,5
Investimento	30,6	36,2	42,7	49,8	57,4	65,7

Fonte: Elaboração própria, Ipeadata (PIB).

\* Nesta simulação, a premissa é que a economia cresce 4,5% a.a.

Taxa de câmbio em 2007 = R\$ 1,70/US\$.

- **Segundo, acelerar este processo** para obter uma modernização transformadora da infra-estrutura do país até 2022, como foi realizado na Ásia por países como a Coréia do Sul e Taiwan, e mais recentemente, pela Tailândia e China. Calcula-se que naquele ano, a taxa de investimento deveria **chegar a 7% do PIB** (Quadro 12).

**Quadro 12: Brasil: Projeção de Necessidade de Investimento em Infra-estrutura  
2013-2022 (em US\$ Bilhões, Exceto Quando Indicado)**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PIB (US\$ trilhões)*	1,96	2,05	2,14	2,24	2,34	2,44	2,55	2,67	2,79	2,91
Invest./PIB (em %)	3,8	4,2	4,5	4,8	5,1	5,5	5,8	6,2	6,6	7,0
Investimento	74,5	86,0	96,3	107,4	119,2	134,3	148,1	165,4	184,0	203,9
Invest.Adicional**	5,9	14,3	21,4	29,1	37,4	48,9	58,7	72,0	86,4	102,0

Fonte: Elaboração própria.

\* Nesta simulação, a premissa é que a economia cresce 4,5% a.a.

\*\* calculado pela diferença entre a taxa de investimento projetada para o ano e o percentual considerado como "curso normal da economia" (estimado em 3,5% do PIB).

- **Terceiro, garantir o aumento dos investimentos privados** não apenas nos segmentos em que o caráter de bem público é limitado, a exemplo de telecomunicações, energia elétrica, transporte aeroportuário, portuário, assim como rodoviário nos troncos de elevado fluxo, mas também e principalmente para investimentos de natureza pública, que comandam elevadas externalidades e têm impacto multigeracional. Para ambos, é fundamental a concessão de novos espaços de atuação para os investidores privados, e a estabilidade e previsibilidade dos marcos regulatórios e contratuais.
- **Quarto, estabelecer novos mecanismos de financiamento particularmente voltados a segmentos de elevadas externalidades**, de modo a ampliar a oferta de serviços e atender a demanda potencial. No setor de infra-estrutura, o saneamento básico – dado seu impacto sobre a saúde da população, principalmente das crianças, e o meio ambiente, e insuficiência dos recursos alocados –, seria um segmento que requer maiores esforços de financiamento para universalizar seu acesso, com foco em água, esgoto e lixo urbano. Da mesma forma, uma expansão substancial dos investimentos no transporte público de massa, assim como nos modais sub-representados na matriz de carga – particularmente o hidroviário e o ferroviário – teriam impacto não apenas sobre os custos privados (de deslocamento das famílias ou de carga), mas levaria a uma redução dos custos (públicos) de congestão e de poluição atmosférica, assim como na emissão dos gases que causam o efeito estufa.

Tais investimentos – ainda que possam ser executados pelo setor privado – terão, com toda probabilidade, de contar com fonte de financiamento de longo a prazo a custos compatíveis com a natureza dos investimentos em infra-estrutura pública. Pois seus benefícios são apropriados não apenas pelos que consomem os serviços, mas por terceiros; e não apenas por esta geração, mas pelas futuras gerações.

## **A Importância da Constituição de um Fundo Voltado para o Financiamento de Infra-estrutura**

A questão do financiamento para infra-estrutura se remete por um lado, à natureza dos investimentos, a forma como se organizam a produção dos serviços, e suas conseqüências para a equação risco-retorno que defronta investidores e financiadores; por outro, ao custo de capital e sua dinâmica, cuja determinação se dá fundamentalmente no plano macroeconômico. Ainda que o mercado de capitais venha se ampliando e se sofisticando, como se verá abaixo, é improvável que por si só seja capaz de suprir as necessidades do setor, levando principalmente em consideração o foco em investimentos de elevado retorno social.

### ***O que é específico no investimento em infra-estrutura?***

Ainda que haja diferenças marcantes entre setores de infra-estrutura, há certos traços de comunalidade nas suas características econômicas.

*Primeiro*, os setores em que os provedores geralmente operam são caracterizados por retornos crescentes à escala (e por vezes escopo); barreiras à entrada e competição limitada no mercado (ainda que possa haver intensa competição pelo mercado); relação de dependência do consumidor com provedor, inclusive pela natureza de essencialidade do serviço; e preços de equilíbrio acima de daqueles resultantes de condições competitivas. Se o investidor teme a expropriação pelo Estado, o consumidor o teme pelo provedor de serviços, pois na sua perspectiva haveria um claro risco de preço excessivo pela ausência de alternativas. O resultado é forte demanda por regulação nas sociedades democráticas, e interação recorrente com o Estado na sua dimensão de regulador.

*Segundo*, os investimentos nestes setores tendem a ser de considerável magnitude e longa duração, intensivos em capital, e compostos de ativos duráveis com elementos de indivisibilidade e irreversibilidade, inclusive pelo seu caráter geralmente inamovível.

As conseqüências para o investidor são claras: maior probabilidade de descasamento de ativos e passivos em função do tempo requerido para a maturação dos investimentos e geração de caixa dos projetos. Ademais, uma vez os investimentos feitos e o capital afundado, o risco de expropriação, inclusive pelo comportamento oportunista de governos, crescem com o tempo, e a menos que este seja mitigado – pela lei, pelos custos de reputação ou pela prática política estabelecida – poucos se atreveriam a investir.

Conseqüentemente, a equação risco-retorno do investidor é distinta em um projeto de infra-estrutura: do lado do risco, há um novo elemento – dimensão regulatória e contratual<sup>51</sup>; do

---

<sup>51</sup> A questão do risco contratual não é trivial. Por risco contratual entendem-se não apenas mudanças *ad-hoc* nos termos do contrato – típico de tentativas de expropriação – mas do recebimento mesmo do pagamento quando o agente pagador é o governo ou empresas reguladas pelo governo. O resultado das licitações de transmissão ilustra como um ambiente mais estável, e uma maior certeza de recebimento dos pagamentos pelos serviços realizados são instrumentais para um fluxo consistente de investimento. Neste caso, o nível de retorno depende não apenas da tarifa de transmissão resultado da licitação, mas do custo e da eficiência na implementação do projeto, além dos termos e condições de captação de recursos. As condições, regras e procedimentos para contratação regulada de geração – inclusive as garantias - dos novos projetos, em grande medida replicam a experiência de transmissão

lado do retorno, uma dificuldade adicional – o financiamento por conta dos prazos longos de maturação dos projetos, e o aumento da incerteza quanto ao fluxo de caixa e a taxa de retorno esperada. Os mercados de capitais – apesar do enorme progresso realizado em anos recentes – não parecem suficientes para suprir as necessidades de infra-estrutura seja de saneamento básico, de transportes públicos nas regiões metropolitanas e nas zonas urbanas, ou ainda nos modais capazes de alterar estruturalmente a matriz de transportes, como se argumenta a seguir.

### ***O Potencial de Financiamento dos Mercados de Capitais***

O país tem possivelmente o sistema financeiro e mercado de capitais mais sofisticados na América Latina, e certamente se posiciona no topo das economias emergentes<sup>52</sup>. Do lado da demanda, conta um grupo amplo e diversificado de investidores institucionais (fundos de pensão, seguradoras), além de fundos de investimento que tiveram rápido crescimento em tempos recentes<sup>53</sup>. Do lado da oferta, há um conjunto significativo de instrumentos de participação no capital de empresas, de dívida pública e privada, inclusive mais recentemente bônus de longa duração, além de juros, moedas, *commodities* e outras obrigações reais e sintéticas (derivativos), transacionadas tanto no presente quanto no mercado futuro. Em conjunto, dão liquidez e profundidade ao mercado<sup>54</sup>.

Apesar do tamanho e sofisticação do mercado financeiro, até recentemente seu papel no financiamento da infra-estrutura no país era limitado e indireto – pela via do financiamento do governo. As razões são claras, e tem por fulcro a equação risco-retorno como percebida pelos agentes de mercado: supridores de recursos, intermediários financeiros e tomadores. Anteriormente, num ambiente inflacionário e de enorme volatilidade, os horizontes se encurtavam – no limite para o *overnight* – e os retornos necessários para compensar os riscos eram incompatíveis com a natureza dos projetos de investimento.

O fim da hiperinflação não foi suficiente para prover as condições de funcionamento deste mercado: o financiamento da dívida pública a juros reais extremamente elevados continuava a absorver a poupança privada, e poucos projetos de investimento conseguiam competir com o *yield* dos papéis de governo para o nível de risco percebido. Assim, mesmo após a estabilização e até recentemente, juros elevados e percepção de risco ligado à memória do histórico de volatilidade macroeconômica, esvaziaram o mercado de empréstimos com prazos e custos compatíveis com projetos de infra-estrutura. O BNDES, embora não tenha sido originalmente constituído para financiar projetos privados da área, se tornou assim nos últimos anos o principal supridor de recursos, chegando a 59,1% do financiamento (via empréstimos, participação e debêntures, dentre outros instrumentos) da área em 2007 (Quadro 13).

---

<sup>52</sup> Como uma publicação recente do FMI expressou, “compared with other emerging markets, the [Brazilian] financial system is diversified and one of the largest, with a sophisticated derivatives market. It is well regulated and supervised, and owing to restructuring, has become more streamlined and efficient.” Ver International Monetary Fund, *Financial Market Turbulence: Causes, Consequences, and Policies*, Global Financial Stability Report, Washington, D.C., September 2007, pp. 84, 87, 100, e passim.

<sup>53</sup> Sua participação no PIB se expandiu de 22% para 34% entre 2002 e 2006. *Ibid.*, p. 100.

<sup>54</sup> Em termos de liquidez, o volume negociado de ações entre 2003 e 2007 saltou de 12,3% para 46,1% do PIB, enquanto o nível de capitalização das empresas do Ibovespa no período 2003/07 – indicador da “profundidade” do mercado – aumentou de 29,0 % para 65,8%. Ver CVM, Bovespa, Andima, Anbid.

**Quadro 13: Participação do BNDES no Investimento em Infra-estrutura  
2001-07, em R\$ bilhões correntes**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Invest. Infra Total	43,0	32,5	27,5	35,8	44,1	49,1	52,0
Invest. Infra OGU	4,7	3,8	1,4	3,0	4,6	6,8	8,7
Invest. Infra Empresas*	38,5	28,8	26,1	32,8	39,5	42,3	43,3
Desembolsos Infra-BNDES	7,5	1,0	10,0	15,2	17,1	17,0	25,6
Desemb/Inv. Empresas (%)	19,5	45,2	38,4	46,3	43,3	40,2	59,1

Fonte: Cálculos próprios, TCU, CNI/SIAFI, INFRAERO, AESBE, Ministério do Planejamento, Empresas de Telecomunicações (fixo, móvel e longa distância) Empresas de energia elétrica (geração, transmissão e distribuição), Petrobrás, ANTF, CVM, DER (SP, MG, RS), BNDES. Ver Anexo III.

\* Estatais e privadas.

Foi somente nos dois últimos anos que uma combinação de queda na taxa de juros doméstica e interesse crescente dos investidores externos no financiamento de empresas e projetos, levaram a uma mudança que se avizinha como radical: ainda que o BNDES permaneça com papel central no financiamento de projetos de infra-estrutura, crescentemente, os investidores têm alternativas privadas.

Há fortes indicações que a expansão do mercado de capitais vem favorecendo de forma substantiva certos investimentos em infra-estrutura, inclusive diretamente por meio de emissão de ações primárias das próprias empresas do setor, e por meio de apoio de Fundos de Investimento em Participações (FIPs), que – em número crescente – incluem o setor entre suas prioridades.

No que diz respeito à emissão de ações primárias, por exemplo, uma amostra de segmentos de infra-estrutura reforça a percepção da importância deste processo para impulsionar os investimentos (Quadro 14). Na sua maior parte, os recursos – significativos – foram direcionados para a expansão orgânica das empresas; e secundariamente para aquisições. Contudo, um exame mais detalhado revela que as captações foram feitas por empresas voltadas para as áreas mais rentáveis do setor: concessões rodoviárias; logística e portos; energia elétrica e telecomunicações. Somente uma operação (Copasa) foi voltada para o saneamento, e nenhuma envolveu transporte de massa, ou ainda hidrovias e expansão da malha ferroviária.

**Quadro 14: Brasil - IPOs de Empresas de Infra-Estrutura - 2004 – 2007**

	Ano	Captação Prim. R\$ milhões	Uso Principal dos Recursos
<b>Concessões Rodoviárias</b>			
CCR Rodovias	2004	375,0	Aquisição Via Oeste
OHL Brasil	2005	128,9	Aquisição Via Norte; concessões.
Triunfo Part. e Invest.	2007	381,0	Concessões; UHEs; Term. Port.
<b>Logística, Portos</b>			
Santos Brasil	2006	961,5	Pagamento Dívida, Caixa.
Log-In Logística Intermodal	2007	372,1	Caixa; Expansão da capacidade operacional; ampliação da frota de containeres.
Tegma Gestão Logística	2007	240,4	Planos de expansão via investimentos nas instalações atuais e futuras aquisições.
Wilson Sons	2007	248,9	Expansão e Aquisição de unidades operacionais
<b>Ferrovias</b>			
ALL	2004	267,4	Compra locomotivas, vagões.
<b>Energia Elétrica</b>			
CPFL	2004	783,8	1/2 aquisições; 1/2 geração.
Energias do Brasil	2005	419,7	Financiar Investimentos, Capital de Giro, Implantação de Projetos.
Equatorial	2006	185,6	Caixa
Terna	2006	417,8	Aquisições e Projetos
MPX Energia	2007	2.203,8	Implantação de projeto
<b>Saneamento</b>			
COPASA	2006	813,5	Novas concessões; melhorias.
<b>Telecomunicações</b>			
GVT	2007	879,2	Redução de Passivo, capital de giro, investimento em imobilizado.

Fonte: CVM, Valor 09/04/07, e empresas.

Já os FIPs possibilitam diversas formas de investimento, podendo inclusive serem usados como um fundo de participações no capital das empresas, de *private equity*. Contudo, mais uma vez, os que têm sido estruturados vêm sendo direcionados basicamente para a área de energia e logística, as mais atrativas.

É verdade que fora do círculo estrito do mercado de capitais há uma ampla institucionalidade com recursos disponíveis para aportá-los em infra-estrutura. Os fundos de *private equity* (com captação privada) estão bastante ativos no país, alguns dedicados à infra-estrutura<sup>55</sup>, e mesmo os não dedicados estão também aí investindo<sup>56</sup>. Companhias de investimento têm emergido com foco no setor<sup>57</sup>. O país conta ainda com entidades de previdência complementar lideradas por instituições profissionalizadas, e impelidas – por força da queda das taxas de juros dos papéis de governo – a procurarem alternativas rentáveis para suas aplicações na economia “real”, inclusive em infra-estrutura<sup>58</sup>.

Contudo, no seu conjunto, estes novos instrumentos, assim como o maior influxo de recursos para o setor, são insuficientes para garantir a expansão acelerada dos investimentos principalmente nas áreas com maiores externalidades:

**Saneamento:** O país tem um considerável déficit em saneamento básico, principalmente em esgotamento sanitário e no manejo dos resíduos sólidos no âmbito urbano, e um conseqüente impacto adverso sobre os índices de mortalidade e morbidade associados às doenças transmitidas pela poluição das águas. Segundo estudos da Abdib, a coleta de esgoto é o serviço menos universal no Brasil. Em 2006, 51,3% (95,6 milhões de pessoas) da população não tinham acesso adequado à coleta de dejetos. Nas áreas urbanas, há 36,0 milhões de habitantes cujas moradias são servidas por fossas sépticas; ainda que aceitável em zonas rurais, é prejudicial ao meio ambiente e à saúde da população em áreas de grande concentração populacional<sup>59</sup>.

Nos últimos anos, os investimentos no setor se situaram num patamar de 0,22 - 0,38 % do PIB (*versus* um requisito de 0,6% por cerca de duas décadas para universalização dos serviços<sup>60</sup>). Os investimentos vêm sendo direcionados pelas companhias estaduais de saneamento, com uma modesta participação privada que regrediu a 0,02% do PIB em 2004-07 (Quadro 15).

---

<sup>55</sup> O fundo InfraBrasil do ABN AMRO captou até setembro de 2007 R\$ 824 milhões, e tem foco energia hidrelétrica, logística e saneamento; o AG Angraq captou R\$ 700 milhões a serem direcionados para saneamento e transportes, entre outros; e o GP investimentos tem um fundo com foco principal em logística.

<sup>56</sup> A exemplo do Gávea I, que realizou investimento em logística e infra portuária, e o Gávea II, que irá igualmente olhar logística, além de energia, dentre outros setores

<sup>57</sup> A Empresa de Investimentos em Energias Renováveis (ERSA), capitalizada com R\$ 432 milhões, tem foco na geração de energia de base hídrica (PCHs), biomassa, eólica, dentre outras, alcançando 600 MW em 5 anos.

<sup>58</sup> Apenas a título de ilustração, a Petros considera portos e energia dentre as áreas mais atraentes; e junto com a Funcef, planeja co-investir nas usinas do Rio Madeira. Da mesma forma, a Funcef (fundo de pensão dos economiários federais), analisa formas de participar dos projetos do PAC, inclusive das usinas do Rio Madeira, apesar de optar por não participar de nenhum consórcio. Esses e outros fundos de pensão têm investido em empresas do setor, e alocado recursos crescentes para fundos de investimento dedicados.

<sup>59</sup> Ver ABDIB. O Acesso da baixa renda à infra-estrutura. *Análise de infra-estrutura nº 09*, pp. 2-3. jan.2008

<sup>60</sup> Ver AESBE. Financiamento de Investimentos em Saneamento Básico. p.4. Brasília, dez. 2006

**Quadro 15: Brasil – Investimentos em Saneamento  
2001-07 (em R\$ Bilhões Correntes e %)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
OGU + FGTS*	2,2	1,3	0,5	0,8	1,7	2,3	3,5
% PIB	0,17	0,09	0,03	0,04	0,08	0,10	0,14
Empr. estaduais	2,5	2,5	2,7	3,3	4,3	5,5	5,7
% PIB	0,19	0,17	0,16	0,17	0,20	0,24	0,22
Outros (privados)	0,1	0,6	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5
% PIB	0,01	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02
<b>Total</b>	<b>4,8</b>	<b>4,4</b>	<b>3,7</b>	<b>4,5</b>	<b>6,4</b>	<b>8,3</b>	<b>9,8</b>
% PIB	0,37	0,30	0,22	0,23	0,30	0,36	0,38
<b>Memo – Prodes**</b>							
Recursos -R\$ milhões	52,0	18,0	17,0	1,3	0,0	0,0	40,1
ETEs	17	11	6	4	0	0	3

Fonte: ver Anexo I. Dados sobre o Prodes em Romero, Cristiano. PPP pode viabilizar saneamento. Valor Econômico. p. A2. 17 out. 2007.

\* 2006-07 estimativas; nos demais anos, investimentos realizados (\*\*). De acordo com a ANA, os recursos públicos em 2001-04 (R\$ 88,3 milhões) alavancaram R\$ 272 milhões em investimentos privados, beneficiando cerca de 3,5 milhões de pessoas.

Foi somente ao início de 2007 – com a aprovação da Lei do Saneamento Básico – que se estabeleceu o novo marco legal setorial, após cerca de 20 anos de indefinição quanto às competências da União, Estados e municípios, dentre outros aspectos<sup>61</sup>. Este hiato – conjugado com a degeneração da capacidade de planejamento setorial e de financiamento com a extinção do BNH – levou à regressão nos padrões de saneamento do país (em termos de déficits absolutos no esgotamento sanitário), após o avanço observado na década de 1970 com o Planasa<sup>62</sup>.

Mas será a definição do marco legal suficiente? Possivelmente para os agentes incumbentes – as companhias estaduais de saneamento, e algumas poucas empresas privadas que aprenderam a operar em ambiente de incerteza regulatória e fragilidade institucional. Em particular, para as empresas estaduais bem governadas – a exemplo da Sabesp e Copasa – a estabilidade propiciada pelo novo quadro legal facilitou a renovação dos contratos de concessão e melhorou suas condições de acesso aos mercados de capitais<sup>63</sup>. Contudo, o risco regulatório

<sup>61</sup> A lei, que envolve água, esgotos, lixo e drenagem, estabelece diretrizes gerais para a política de saneamento do governo federal, regras a serem aplicadas nos Estados, municípios e outras instâncias, e dá centralidade ao tema da regulação de serviços, com o uso de entes independentes e contratos. A lei foi um enorme avanço no que diz respeito à definição das obrigações dos titulares das concessões (ainda que não defina ou indique titularidade, cuja definição continua pendente no STF), dos agentes executores, dos Estados, os entes reguladores, assim como as empresas estaduais, e deu solução a um amplo conjunto de temas complexos ou controversos, incluindo abrangência (lixo e drenagem como parte integral do saneamento básico), integralidade das atividades de cada serviço, delegabilidade das funções, admissibilidade de subsídios cruzados, exercício da regulação e definição do controle social, as condições de reversão dos ativos e indenização nos contratos precários, dentre outros. Ainda assim, permanecem dúvidas sobre a competência das agências reguladoras (inclusive na fixação de tarifas), e sobre a aplicação da lei para contratos firmados em data anterior à sua vigência, além da ausência de regras de transição. Ver AESBE. *Lei Federal 11.445/2007 – Diretrizes Nacionais para o Saneamento Básico*. Apresentação no COINFRA/CNI: Brasília, abr.2007. Permanecem ainda barreiras significativas à entrada de empresas privadas, inclusive a definição do valor das indenizações a serem pagas pelos municípios aos incumbentes.

<sup>62</sup> O Plano Nacional de Saneamento – Planasa – cujo impacto foi sentido nas duas décadas seguintes, foi o último movimento estruturado de estabelecer uma estratégia de expansão e financiamento setorial, com ênfase nos sistemas de abastecimento de água metropolitanos e urbanos.

<sup>63</sup> Em 2007 foram renovados 133 contratos de concessão pelas empresas públicas (dos quais 100 da SABESP) enquanto que as empresas privadas obtiveram 8 novos contratos, após 6 anos sem novos contratos assinados. Se atualmente as concessionárias privadas têm cerca de 5% do mercado, a expectativa da ABCON (Associação Brasileira de Concessionárias de Serviços Públicos) é que a participação privada atinja 30% em 10 anos. Ver Maia, Samantha. Empresa privada volta a investir em saneamento. *Valor Econômico*. p. A5. 4 jan. 2008.

permanece elevado, apesar do importante passo que foi a Lei do Saneamento, na medida em que a qualidade da regulação do setor é desigual (entre estados) e se dá em múltiplas instâncias, o que deverá continuar inibir entrantes até que haja uma melhor definição e aperfeiçoamento das regras e entes reguladores estaduais, em consonância com a nova legislação.

Uma questão cuja resolução permanece insatisfatória se refere à coleta e tratamento de esgoto, pelo seu caráter de “bem público”. A Agência Nacional de Águas (ANA) administra o Programa de Despoluição das Bacias Hidrográficas (Prodes), lançado em 2001, e que remunera o tratamento do esgoto por prestadores de serviço privados, no caso investidores em Estações de Tratamento de Esgoto (ETEs). O Programa, apesar de relativamente bem sucedido, necessita ser expandido: em 2007, de uma demanda de R\$ 260 milhões correspondente a 55 ETEs habilitadas, somente uma fração foi atendida pela ANA (Quadro 15 acima).

Qual o hiato de recursos para a universalização dos serviços de saneamento básico? Ainda que não se possa fazer um cálculo preciso, estima-se que haveria necessidade de aproximadamente R\$ 541,8 bilhões, com base na premissa de que a universalização – incluindo a coleta e disposição adequada de resíduos sólidos nas áreas urbanas, bem como drenagem de águas pluviais – supõe gastos sustentados de 0,6% do PIB por um período de 20 anos. Ao mesmo tempo, o fluxo de investimentos públicos e privados neste período seria da ordem de R\$ 312,4 bilhões. Desta forma, calcula-se um hiato de recursos da ordem de R\$ 229,4 bilhões.

**Transporte público metropolitano e urbano.** A expansão do uso do transporte individual veicular nas regiões metropolitanas e grandes cidades é, com toda a probabilidade, insustentável sob dois aspectos distintos: *primeiro*, pela piora do grau de congestão e à ineficiência no deslocamento de pessoas e cargas, com a redução da acessibilidade e mobilidade urbana, o que acarreta custos crescentes tanto privados quanto públicos. *Segundo*, pela deterioração da qualidade do ar e elevada concentração de poluentes nas cidades brasileiras, com conseqüências adversas em termos de doenças respiratórias e outras, maior pressão no sistema médico-hospitalar, e cujos custos se refletem ainda na redução da capacidade de trabalho dos indivíduos.

Em todos os países, sistemas eficientes de transporte de massa metroviários e ferroviários são subsidiados, seja em termos do investimento, seja no plano da operação. Num formato possível, usado no Brasil, o Estado assume o investimento (em parte ou na totalidade) e transfere a operação para o setor privado sob o regime de concessão. A premissa, neste caso, é que o Estado tem os recursos e a vontade política de expandir os investimentos no sistema, de modo a proporcionar à população alternativas suficientemente econômicas que evitem o uso excessivo de veículos que congestionem as artérias e estimulem o uso racional do espaço urbano.

Na realidade, o país sub-investiu de forma flagrante em sistemas de transporte de massa, principalmente no que diz respeito às modalidades metroviárias e ferroviárias (e suas variantes). Não há estimativas disponíveis referentes ao histórico de investimentos em construção, expansão e recuperação de metrô e trens urbanos e interurbanos – o que já denota um certo descaso com o objeto. Porém os recursos são, com toda a probabilidade, uma fração do que seria necessário para prover transporte eficiente e de qualidade para a população, e reduzir substancialmente o congestionamento das cidades.

De fato, estima-se que seriam necessários R\$ 28,9 bilhões nos próximos anos para construir ou ampliar sistemas metroviários abrangendo as cidades de São Paulo, Belo Horizonte, Porto Alegre, Rio de Janeiro e Recife. Projeta-se neste caso gastos de apenas R\$ 1,4 bilhão referentes aos recursos do PAC<sup>64</sup>. Conseqüentemente, a defasagem de recursos para a implantação e extensão apenas desses sistemas é de R\$ 27,5 bilhões. Aí, contudo, *não* se incluem os investimentos para a modernização e ampliação dos sistemas de trens urbanos nas regiões metropolitanas e grandes cidades.

Transporte de carga ferroviário e hidroviário. A matriz de transporte de carga no país é fortemente enviesada para o modal rodoviário (Quadro 16). O reequilíbrio da matriz – objetivo fundamental para dotar de maior eficiência econômica e energética o sistema de transporte, além de reduzir a poluição do ar – se calca numa maior participação (principalmente) dos modais ferroviário e hidroviário.

**Quadro 16: Brasil – Matriz de Transportes**  
Participação (em %)

Modal	2007	2020-2025 *
Rodoviário	58,0	33,0
Ferroviário	25,0	32,0
Hidroviário	13,0	29,0
Dutoviário	3,6	5,0
Aéreo	0,4	1,0

Fonte: PNLNT.  
\* projeção própria.

No caso das ferrovias, o PLNT (Plano Nacional de Logística de Transportes) estima que seriam necessários R\$ 50,6 bilhões (no período 2008-2023) para construir, assim como recuperar e remodelar 20.256 km de malha, não incluindo os substanciais recursos alocados pelo setor privado em material rodante e na modernização das ferrovias sob concessão. Até 2012, os investimentos na Nova Transnordestina, Norte-Sul e no prolongamento da Ferronorte, assim como o tramo norte do Ferroanel de São Paulo, devem somar cerca de R\$ 7,9 bilhões. Conseqüentemente, a partir de 2013 haverá uma brecha de recursos de R\$ 42,7 bilhões, levando em consideração um “investimento base” em extensão da rede da ordem de R\$ 1,57 bilhões por ano, no período 2008-12.

O modal hidroviário é, com toda a probabilidade, o mais frágil e subutilizado da matriz. Historicamente, os investimentos têm sido diminutos frente ao potencial e às necessidades do país, sendo o menor de todos os modais – cerca de 0,005% do PIB em anos recentes (Quadro 17). Em 2008, a dotação autorizada do OGU foi de apenas R\$ 337 milhões, ou 0,035% do orçamento de investimento do Ministério dos Transportes.

<sup>64</sup> Inclui Metrô de Belo Horizonte – Linha 1 (R\$ 18,9 milhões), Metrô de Fortaleza – linha sul (R\$ 572,7 milhões), Metrô de Salvador – trecho Lapa a Pirajá (R\$ 488,8 milhões), Trem de Subúrbio de Salvador – Trecho Calçada a Paripe (R\$ 30,3 milhões) e Metrô de Recife (R\$ 295,6 milhões). Ver PAC – Balanço do 1º ano. Brasília, jan/08, pp 185-188

**Quadro 17: Brasil – Investimentos em Hidrovias - 2001-07 (em R\$ Bilhões Correntes e %)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Invest. Total</b>	<b>0,198</b>	<b>0,092</b>	<b>0,054</b>	<b>0,084</b>	<b>0,099</b>	<b>0,113</b>	<b>0,128</b>
% PIB	0,015	0,006	0,003	0,004	0,005	0,005	0,005

Fonte: ver Anexo I.

Em contraste, o PNLT recomenda que os investimentos hidroviários tenham uma participação da ordem de 7,4% ou R\$ 12,8 bilhões em 2008-23 (Quadro 18). Esses recursos seriam gastos na implantação de hidrovias, construção de eclusas, derrocação e melhoria da navegabilidade, dentre outros, para uma extensão de 14.489 km. Na medida que pouco se contempla no âmbito do PAC em termos de investimentos hidroviários (apenas R\$ 604 milhões), e dado o histórico de escassos recursos alocados ao modal, estima-se que a defasagem entre o necessário para ampliar de forma material a sua participação e o que seria alocado em condições normais, monte cerca de R\$ 9,9 bilhões.

**Quadro 18: Investimentos Recomendados em Infra-estrutura de Transportes - 2008-23**

Modal	Valor (em R\$ Bilhões)	%
Rodoviário	74,2	43,0
Ferroviário	50,6	29,4
Hidroviário	12,8	7,4
Portuário	25,2	14,6
Aeroportuário	9,7	5,6
<b>Total</b>	<b>172,4</b>	<b>100,0</b>

Fonte: PNLT.

O Quadro 19 sintetiza as necessidades de investimentos nos setores de saneamento, transporte urbano de massa, e transporte de carga ferroviário e hidroviário, no sentido de universalização dos serviços, no caso de saneamento; melhoria substancial do transporte público em cinco regiões metropolitanas; e um reequilíbrio da matriz de transportes, com a maior participação de modais mais eficientes e menos intensivos em energia. Frente a necessidades que somam R\$ 634 bilhões, a trajetória de investimento levando em consideração o histórico recente, os programas de governo e o novo *animus* empresarial, apontam para uma alocação de R\$ 325 bilhões, e conseqüentemente cerca de R\$ 310 bilhões (US\$ 182,1 bilhões<sup>65</sup>) de necessidades não atendidas.

**Quadro 19: Investimentos em Setores Selecionados de Infra-estrutura (em R\$ Bilhões)**

	Necessidade de Investimento (A)	Trajétória de Investimento (B)	Necessidade Adicional (A-B)
Universalização do Saneamento Básico	541,84	312,40	229,44
Transporte Urbano – expansão do sistema metroviário	28,92	1,38	27,54
Ferrovias – extensão da malha para aumentar participação do modal	50,56	7,87	42,68
Hidrovias – implantação de novas vias e melhoria de navegabilidade das atuais	12,81	2,93	9,87
<b>Total</b>	<b>634,12</b>	<b>324,58</b>	<b>309,54</b>

Fonte: Elaboração própria, com base em PNLT, PAC, CNT e Valec.

Cobrir este hiato num período de uma década seria o principal objetivo de um Fundo de Modernização de Infra-Estrutura a ser criado com recursos provenientes da extração de

<sup>65</sup> Taxa de câmbio estimada de R\$ 1,70 / US\$

petróleo e gás dos campos do pré-sal. Conceitualmente, pode-se vislumbrar esse como um objetivo transitório; a maior parte dos recursos arrecadados nas próximas décadas poderia ser alocada para garantir o bem-estar das futuras gerações. Contudo, num período que cobriria o início das operações comerciais dos campos do pré-sal (2013) até 2022, parte considerável dos recursos seria direcionada para dotar o país de uma infra-estrutura de saneamento, transporte urbano e de cargas, aproximado aos padrões dos países industrializados.

### **O Fundo de Modernização da Infra-Estrutura: Características Gerais, Dinâmica do Patrimônio e Alocação de Recursos**

Inicialmente, deve-se indagar: como seria o desenho um fundo constituído na fronteira das boas práticas? Que aspectos seriam dominantes?

*Primeiro*, um fundo cujos recursos são oriundos de um recurso não renovável, e de duração que não deve ir além de poucas décadas, deveria contemplar não apenas a geração presente, mas as gerações futuras. Este é um imperativo ético, mas também econômico.

*Segundo*, não parece ser recomendável que um mesmo fundo tenha dois conjuntos de objetivos com perspectivas distintas, ainda que igualmente legítimas: estabilidade macro e solidez fiscal, por um lado, e o desenvolvimento econômico da nação e o bem-estar da população, por outro. Países sobre-dependentes do petróleo ou de algum outro recurso natural têm necessidade de se proteger contra a volatilidade dos preços; neste sentido, é comum a constituição de um fundo anticíclico, cuja função maior é assegurar a capacidade de pagamento do governo, evitando fortes variações nas receitas. Muitos países assim o fizeram. Uma vez acumulado recursos suficientes, porém, o fundo passaria a contemplar outros objetivos e é o momento de uma clivagem: de um lado, um fundo de reserva para conjunturas difíceis ou mesmo de crise; de outro, um fundo voltado ao desenvolvimento do país e o bem estar da população.

*Terceiro*, sendo os recursos que aportam ao fundo de toda a nação, pertencente a essa e a futuras gerações, sua alocação deve obedecer aos padrões mais elevados de transparência, competência técnica e integridade. Nesta perspectiva, a administração do fundo deve ser estritamente profissional, voltada à aplicação judiciosa dos recursos. Ao mesmo tempo, o fundo deve estar legalmente dentro da alçada do governo, sob supervisão do Congresso.

*Quarto*, a utilização do principal do fundo deve ser avaliada criteriosamente. Em princípio, o correto seria o fundo realizar investimentos que garantam a manutenção de seu valor real; os retornos acima deste valor poderiam ser alocados – isoladamente ou em conjunto com outros recursos – para projetos com elevadas externalidades positivas ou de alto retorno social.

*Finalmente*, é fundamental uma ampla campanha de esclarecimento e educação quanto aos objetivos do fundo e o uso de seus recursos. A população – inclusive e particularmente os mais jovens – deve entender que a riqueza que está sendo retirada do solo lhes pertence e deve ser poupada para as gerações futuras.

O crescimento do país nos próximos anos deve possibilitar que se alcance um superávit orçamentário nominal e a redução da dívida líquida do setor público para menos de 30% do PIB. Dado o tamanho esperado do setor petróleo, não se vislumbra a necessidade de se constituir em meados da próxima década um fundo de reserva exclusivamente anticíclico com recursos do pré-sal. Sua alocação poderá ser voltada num primeiro momento para modernizar a infra-estrutura do país, solucionar a questão previdenciária de maneira definitiva e sustentável, assegurando que o principal continue a acumular e ser gerido de forma a obter um retorno real médio de 8% a.a.

O Quadro 20 abaixo apresenta uma simulação da evolução do patrimônio e dos rendimentos anuais de um Fundo de Modernização de Infra-Estrutura. Tendo por premissa um rendimento anual real de 8%, a simulação considera que os *royalties* seriam mantidos em 10%, a alíquota máxima da participação especial em 40%, e alternativamente 55%; o preço do petróleo de US\$ 80/ barril; e custos (totais) de US\$ 20/ barril. Deve-se enfatizar que, por premissa, os rendimentos do Fundo não são reinvestidos, mas alocados – como especificado abaixo – a fundo perdido nos projetos de maior impacto sócio-ambiental.

**Quadro 20: Simulação da Evolução do Patrimônio do Fundo e seu Rendimento Anual – 2013-22 (em US\$ bilhões)**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Extração (milhões barris/dia)	0,25	0,50	0,75	1,00	1,50	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
<b>Royalties + PE</b>										
Royalties = 10%; PE = 40%	1,5	4,3	7,0	9,7	14,9	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Royalties = 10%; PE = 55%	1,8	5,3	8,8	12,3	18,9	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
<b>Patrimônio do Fundo</b>										
Royalties = 10%; PE = 40%	1,5	5,8	12,8	22,5	37,4	57,5	77,6	97,7	117,8	137,9
Royalties = 10%; PE = 55%	1,8	7,1	15,9	28,2	47,1	72,6	98,1	123,6	149,1	174,6
<b>Rendimento anual (8% a.a.)</b>										
Royalties = 10%; PE = 40%	0,06	0,29	0,74	1,41	2,40	3,80	5,40	7,01	8,62	10,23
Royalties = 10%; PE = 55%	0,07	0,36	0,92	1,76	3,01	4,79	6,83	8,87	10,91	12,95

Fonte: Elaboração própria. Ver premissas na seção anterior e Quadro 10 para simulação da arrecadação de *royalties* e PE.

Nota: O rendimento anual é calculado pela média do patrimônio no ano correspondente.

A alocação do principal desse Fundo seria um *mix* entre o financiamento de projetos nos setores considerados críticos – saneamento, transporte urbano de massa e transporte de carga (ferrovias e hidrovias) –, e investimento em títulos de baixo risco no exterior, de modo a garantir uma rentabilidade real mínima de 8% a.a. Assim, o fundo exigiria um retorno real de 8% tanto sobre o componente investido em infra-estrutura, como em relação aos investimentos externos puramente financeiros.

No modelo aqui proposto, o fundo financiaria 60% do hiato de recursos (ver Quadro 19), e que corresponde a US\$ 109,2 bilhões ao longo de 10 anos (2013-2022). Para os projetos de infra-estrutura com maior impacto sobre a redução da pobreza e o meio ambiente, o fundo alocaria – a fundo perdido e de forma complementar – os retornos advindos das aplicações e financiamentos realizados, e que se estimam entre US\$ 40,0 bilhões a US\$ 50,5 bilhões. Assim, restariam de US\$ 28,7 bilhões a US\$ 65,4 bilhões (dependendo da alíquota de PE utilizada) para serem aplicados em títulos de governos estrangeiros ou empresas internacionais com grau de investimento. O Quadro 21 abaixo apresenta de forma resumida a alocação dos recursos que seriam acumulados no período 2013-2022.

**Quadro 21: Simulação da Alocação de Recursos do Fundo no Período 2013-2022 (em US\$ Bilhões)**

	Royalties = 10% PE = 40%	Royalties = 10% PE = 55%
Investimento em Infra-estrutura	109,2	109,2
Componente Redução da Pobreza / Meio Ambiente	40,0	50,5
Investimento em Ativos Financeiros Externos	28,7	65,4

Fonte: Elaboração própria.

A eficácia do fundo para ampliar os investimentos em infra-estrutura no país não deve ser subestimada. Considerando os investimentos adicionais no setor para gradativamente atingir uma participação de 7% do PIB em 2022 (Quadro 12), haveria um hiato de US\$ 476,1 bilhões, tendo por premissa que já em 2012 estará se investindo 3,5% do PIB. Deste montante, cerca de US\$ 182,1 bilhões seria a necessidade adicional de investimentos nos segmentos-alvo do Fundo (Quadro 19). Desta forma, o Fundo estaria atendendo a cerca de 38% dos investimentos setoriais necessários para uma ampla modernização da infra-estrutura no país. Os 62% restantes seriam para segmentos rentáveis e atraentes para o setor privado, e assim financiados pelos mecanismos existentes – recursos próprios, mercado de capitais, BNDES.

Qual é o futuro do Fundo? Após 2022, a tendência seria o patrimônio expandir-se rapidamente, seja acumulando os rendimentos, seja distribuindo-os para causas meritórias, a exemplo da melhoria da educação no país. Uma simulação que “leva” o Fundo até 2050 (Quadro 22) mostra que nesse ano, o patrimônio atingiria entre US\$ 888,6 bilhões, caso os rendimentos não sejam reinvestidos, ou US\$ 4.123,8 bilhões, se houver re-investimento dos rendimentos (com uma PE de 55%).

**Quadro 22: Simulação da Evolução do Patrimônio do Fundo, Não Reinvestindo os Rendimentos e com Re-investimento, no Período 2023-2050 (em US\$ Bilhões)**

Ano	Patrimônio	Rendimento	Patrim. c/ reinvest.
2023	200,1	15,0	215,1
2024	225,6	17,0	259,8
2025	251,1	19,1	308,2
2026	276,6	21,1	360,4
2027	302,1	23,1	416,7
2028	327,6	25,2	477,6
2029	353,1	27,2	543,3
2030	378,6	29,3	614,4
2031	404,1	31,3	691,0
2032	429,6	33,3	773,9
2033	455,1	35,4	863,3
2034	480,6	37,4	959,9
2035	506,1	39,5	1.064,3
2036	531,6	41,5	1.176,9
2037	557,1	43,5	1.298,6
2038	582,6	45,6	1.430,1
2039	608,1	47,6	1.572,0
2040	633,6	49,7	1.725,3
2041	659,1	51,7	1.890,9
2042	684,6	53,7	2.069,7
2043	710,1	55,8	2.262,8
2044	735,6	57,8	2.471,4
2045	761,1	59,9	2.696,6
2046	786,6	61,9	2.939,9
2047	812,1	63,9	3.202,6
2048	837,6	66,0	3.486,4
2049	863,1	68,0	3.792,8
2050	888,6	70,1	4.123,8

Fonte: Elaboração própria.

Deve-se ter em conta que ainda se trabalha sobre hipóteses no que diz respeito às reservas recuperáveis do pré-sal, os custos de extração e produção, assim como a estrutura fiscal ótima no plano intertemporal. Ademais, a premissa aqui adotada é que haveria uma decisão política que modificasse a legislação e a estrutura de arrecadação de tributos, assim como sua distribuição entre os entes federados. O sentido básico da mudança é o tratamento diferenciado dos recursos do pré-sal. Neste sentido, as magnitudes aqui trabalhadas devem ser consideradas como aproximações ou ordens de magnitude, se as premissas se aproximarem da realidade.

De qualquer forma, é imprescindível um amplo debate na sociedade sobre o que fazer com esses recursos, e um mecanismo decisório – seja calcada num plebiscito ou em alguma outra forma de consulta popular. Este e outros estudos têm o papel de informar de maneira objetiva a experiência de outros países, e as alternativas postas para a sociedade, tanto em termos de custos como de potenciais retornos. Em última instância, estes recursos necessitam serem pensados com uma reserva para as futuras gerações, e caberia a cada geração decidir sobre o seu destino.