



TCC/UNICAMP
M813c
IE

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE ECONOMIA

GABRIEL SOARES MOREIRA

CEDOC - IE - UNICAMP

OS CONFLITOS QUE EMERGEM DO FUNDO DO MAR
ANÁLISE DA CONSTRUÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-
SAL SOB MÚLTIPLOS INTERESSES

CAMPINAS

2010

TCC/UNICAMP
M813c
1290005326/IE

GABRIEL SOARES MOREIRA

OS CONFLITOS QUE EMERGEM DO FUNDO DO MAR
ANÁLISE DA CONSTRUÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL SOB
MÚLTIPLOS INTERESSES

Monografia apresentada ao Instituto de
Economia da Universidade Estadual de
Campinas como requisito parcial à obtenção
do título de bacharel em Ciências
Econômicas.

Orientador: Júlio Sérgio Gomes de Almeida

Almeida, Julio Sergio Gomes de

CAMPINAS

2010

INSTITUTO DE ECONOMIA
CURSO DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS

GABRIEL SOARES MOREIRA

OS CONFLITOS QUE EMERGEM DO FUNDO DO MAR

Monografia aprovada em ____/____/____ para obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Banca Examinadora:

Nome do Professor(a) Orientador(a)

Nome do Professor(a) de Monografia

Nome do Professor(a) Convidado(a)

RESUMO

Esta monografia tem por objetivo avaliar os impactos na estrutura petrolífera nacional em razão da descoberta de expressivas reservas de petróleo e gás natural (P&G) na região convencionada como Pré-Sal, em especial à adequação do marco legal à nova realidade brasileira. Em consequência das novas perspectivas, o Estado institui, no ano de 2008, uma comissão formada por diversos agentes políticos com a finalidade de propor alterações no regime jurídico-exploratório de P&G, tendo como meta primeira o pleno exercício do monopólio da União sobre os hidrocarbonetos e a maximização dos benefícios para a sociedade em decorrência do elevado potencial petrolífero da área do Pré-Sal. Paralelo aos trabalhos governamentais, diversas discussões foram suscitadas no âmbito institucional devido à complexidade do tema e, notadamente, em função dos diversos interesses relacionados ao caráter estratégico desse recurso. Assim, este estudo procura explorar os conflitos inerentes à polarização de idéias que concorrem para a formação de um novo modelo de E&P de petróleo e gás natural que, além de permitir uma maior apropriação da renda petrolífera pelo Estado, seja compromissado com o desenvolvimento como um todo da nação. Aqui, para facilitar o entendimento, tais conflitos serão explicitados em função da reorganização das participações governamentais, com destaque para o *macro* e o *microconflito*.

ABSTRACT

This monograph aims to assess impacts on the structure national oil because of the discovery of significant reserves of oil and natural gas (P&G) in the region as agreed pre-salt, particularly the adequacy of the legal framework for the new Brazilian reality. As a result of new perspectives, the State establishes, in 2008, a committee formed by various political actors in order to propose changes in the legal and exploratory P&G, targeting first the full exercise of the Federal monopoly on hydrocarbons and maximizing benefits to society due to the high petroleum potential of pre-salt area. Parallel to the work of government, several discussions were raised in institutions due to the complexity of the subject and, especially, according to the different interests related to the strategic nature of this feature. This study explores the conflicts inherent in the polarization of ideas that contribute to the formation of a new model of E&P oil and natural gas, and allow greater ownership of oil revenues by the state is committed to the development as a throughout the nation. Here, for clarity, such conflicts will be elaborated according to the reorganization of government interests, especially the *macro e microconflito*.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO À LEI DO PETRÓLEO (LEI 9.478/97) E POTENCIALIDADES NACIONAIS	2
1.1 Desenvolvimento da IPGN Brasileira.....	2
1.2 O Modelo de Concessão e Evolução das Reservas Brasileiras de Petróleo..	4
1.3 O Modelo de Concessão e a Evolução das Participações Governamentais	10
2. ANÁLISE DO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL A LUZ DOS CONFLITOS INERENTES	16
2.1 Pré-Sal: Caracterização das Reservas e Contexto Mundial	16
2.2 Por que mudar? Alteração do Regime de E&P de Petróleo	21
2.3 Por que mudar? Alteração na Distribuição das Rendas Extraordinárias	24
2.4 Macro e Microconflito e a Nova Institucionalidade.....	32
2.4.1 PL 5.938/2009: Modelo de Partilha.....	33
2.4.2 PL 5.939/2009: Pré-Sal Petróleo S.A (Petrosal).....	38
2.4.3 PL 5.940/2009: Fundo Social.....	41
3. CONCLUSÃO.....	46
4. ANEXOS	49
4.1 Regimes Jurídico-Exploratórios de E&P de Hidrocarbonetos.....	49
4.2 Modelo de Repartição das Participações Governamentais: Proposta Executivo (PL 5.938/09) x Proposta Câmara dos Deputados (PLC 16/10).....	53
4.3 Segmentação do Setor de Serviços e Equipamento de E&P de Petróleo.....	55
4.4 Projeções Pré-Sal.....	56
5. BIBLIOGRAFIA.....	58

1. INTRODUÇÃO À LEI DO PETRÓLEO (LEI 9.478/97) E POTENCIALIDADES NACIONAIS

1.1 Desenvolvimento da IPGN Brasileira

A primeira das grandes batalhas da Indústria de Petróleo e Gás Natural (IPGN) Brasileira esteve associada à campanha “O Petróleo é Nosso”, ainda na primeira metade do século XX. Essa campanha, fruto de uma onda de nacionalismo, deu-se contemporaneamente à própria formação das estruturas do Estado Nacional e de políticas voltadas, com maior ou menor objetividade, ao desenvolvimento do parque produtivo do país (Ruas, 2008).

A efervescência do ideal nacional-desenvolvimentista, tutelado pelo Estado Populista de Vargas, encontrou expressão no ano de 1953, a partir da criação da empresa estatal “PETROBRAS”, importante pilar de articulação no tocante à oferta energética do país. Com o advento da crise do petróleo na década de 70 e seus desdobramentos sobre o nível de preços dos hidrocarbonetos no período, intimamente relacionada à atuação da OPEP¹, em face de uma potencial restrição energética ao seu processo de industrialização, o Brasil, por meio de sua empresa petrolífera, partiu para uma estratégia ousada de busca de petróleo em bacias sedimentares (Bacia de Campos), contrariando as assertivas negativas do “Relatório Link”², principalmente sobre o potencial das reservas nacionais “off-shore”.

Durante a década de 90, após anos de presença monopolística do Estado no setor, a indústria do petróleo passou por grandes transformações em sua estrutura institucional. A crise do Estado Nacionalista, reconhecida pelo caráter dependente de nosso capitalismo, abriu espaço para o avanço de uma agenda neoliberal e

¹ A OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) foi criada na década de 60 e tinha como objetivo unificar a política petrolífera dos países membros, centralizando a administração da atividade, o que inclui o controle de preços e volume de produção, constituindo um exemplo clássico de cartel. Atualmente (2008), a organização responde por 76% das reservas mundiais (955 bilhões de barris de petróleo) e 45% da produção (36,7 milhões de barris de petróleo/dia).

² Walter Link, geólogo estadunidense e ex-gerente de exploração da Standard Oil, foi contratado pela PETROBRAS para avaliar as reservas petrolíferas nacionais. Em um conjunto de cartas pouco animadoras, suas conclusões apontavam para a inviabilidade de produção nacional de petróleo e recomendavam a concentração da PETROBRAS nas atividades de refino para suavizar a situação energética do país.

suas práticas ortodoxas de redução do papel do Estado na economia. Como os países da periferia não tinham condições de construir respostas autônomas à debilidade fiscal e financeira do Estado, as chamadas “políticas de ajuste estrutural”, procuraram, em larga medida, restaurar a rentabilidade dos capitais ociosos nos países centrais. Entre as medidas do receituário liberal, a desregulamentação do setor do petróleo encontrava respaldo no argumento a favor do aumento da eficiência, na criação de um ambiente mais competitivo e na inserção do país no cenário internacional da indústria do petróleo. Este processo se inicia em 1995 com a quebra, sob o governo FHC, do monopólio da PETROBRAS sobre os hidrocarbonetos e se completa em 1997 com a edição da denominada Lei do Petróleo (lei 9.478/97), arcabouço jurídico que estabelece as regras para a atuação de outras empresas no setor de modo a atrair novos investimentos à cadeia petrolífera (principalmente estrangeiros) e influenciar a estrutura de formação de preços dos produtos derivados. A “Nova Gestão Pública”, sob a premissa de desenvolver uma administração pública gerencial, flexível e eficiente, sanatória da capacidade de governo do Estado, dá a tônica desse período, transferindo para o setor público não-estatal a produção de serviços públicos não exclusivos e competitivos, ao mesmo tempo em que opera o reforço da capacidade reguladora do governo.

Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995).

Por meio da Lei 9.478/97, opera-se um verdadeiro milagre jurídico: o petróleo e o gás natural, enquanto no subsolo, são patrimônios da União; porém, uma vez extraídos, passam a ser de propriedade do concessionário (Rodrigues, 2009). Em consonância com as idéias de Rodrigues, o novo modelo de E&P do petróleo (modelo de concessão) insere-se no contexto estratégico geral no qual as grandes companhias internacionais, movidas pela perda de reservas e de rentabilidade, mobilizam-se para acessar o controle de novas áreas de reservas por intermédio, não mais da apropriação direta e explícita como o observado no início do século passado na região do Golfo Pérsico, mas por meio das mais “palatáveis” parcerias. Este aspecto constitui a principal crítica ao modelo de concessão, pois o Estado passa a ter seu monopólio limitado pela ausência de propriedade e participação no produto extraído, o que leva a redução de sua receita potencial referente à exploração. Independente da nova orientação do governo nos anos 90, centrada na função de indutor das ações do mercado (considerando a operação ideológica que reduziu o papel do Estado como ator protagonista do desenvolvimento nacional, cujo estudo não é objeto desta monografia), opera-se uma verdadeira inflexão na matriz energética a partir da virada do século, notadamente comemorada no ano de 2006 com a aquisição do grau de auto-suficiência.³

1.20 Modelo de Concessão e Evolução das Reservas Brasileiras de Petróleo

Sem a pretensão de se realizar uma análise exaustiva, torna-se imperativo a conversão das mudanças anteriormente apontadas em números que traduzem, de forma geral, o desenvolvimento recente da IPGN, a fim de subsidiar a compreensão da situação atual. Esse estudo numérico terá como plano de fundo o Anuário Estático da ANP (ANP, 2010) e terá como objetivo traçar um paralelo de causa-efeito entre a lei do Petróleo e a conjuntura petrolífera nacional.

As reservas provadas brasileiras, de 12,9 bilhões de barris de petróleo em 2009, tiveram um incremento de 0,4% em relação ao ano de 2008 e deram ao país a

³ A auto-suficiência diz respeito a uma posição de igualdade entre exportação e importação de petróleo, conforme denota o gráfico 3. É importante ressaltar que o Brasil é auto-suficiente apenas em termos de quantidade, já que o país importa parte de petróleo leve, próprio para a extração de gasolina e outros derivados mais nobres, e exporta petróleo de pior qualidade, bom para fazer asfalto.

16º posição no ranking mundial de reservas em 2009. Das reservas nacionais, 93% se localizam em mar, com destaque para o estado do Rio de Janeiro, que detém 80,7% das reservas provadas off-shore, confirmando o sucesso da estratégia desenhada pela PETROBRAS em meados dos anos 70, fundada no desenvolvimento de reservatórios marítimos como ferramenta de incremento das reservas brasileiras, considerando a ampla correlação entre as duas variáveis apresentada no gráfico 1. As reservas on-shore, a seu turno, permaneceram estáveis ao longo do período observado.

Gráfico 1: Reservas Provadas de Petróleo – Brasil



Fonte: Anuário ANP 2001 e 2010

No tocante à produção de petróleo, o Brasil alcançou a cifra de 712 milhões de barris em 2009, volume 7,3% superior ao ano de 2008 (incluindo óleo cru e condensado, porém não incluindo LGN, óleo de xisto, GLP e C5). A maior parte da produção nacional de petróleo foi extraída de campos marítimos, responsáveis por 90,8% do total produzido, conforme verificado no gráfico 2. O estado do Rio de Janeiro respondeu por 93,6% da produção marítima e por 85% da produção total nacional. Em 2009, o Brasil avançou uma posição e se apresentou como o 14º maior produtor mundial de petróleo, apresentando uma relação R/P (reserva / produção) de 18,1 anos.

Gráfico 2: Produção de Petróleo – Brasil

Fonte: Anuário ANP 2001 e 2010

Os dados relativos ao comércio exterior são representados pelo gráfico 3. No ano de 2009, para completar o suprimento nacional, o Brasil importou um total de 143,5 milhões de barris de petróleo, valor 3,8% inferior ao registrado no ano de 2008. O dispêndio do país com importação de petróleo caiu 44,5% (US\$ 9,2 bilhões FOB) em virtude da drástica redução dos preços do petróleo no mercado internacional⁴, cabendo ao continente africano o perfil de maior fornecedor de petróleo ao Brasil, respondendo por 69,4% do total importado.

As exportações brasileiras de petróleo chegaram a 191,9 milhões de barris em 2009, registrando acréscimo de 21,3% em relação ao ano anterior. A receita do país com exportação de petróleo registrou US\$ 9,4 bilhões FOB, valor 31,5% menor que o arrecadado em 2008. Esta baixa do valor arrecadado ocorreu em decorrência da significativa redução do preço médio do barril de petróleo exportado pelo Brasil, que passou de US\$ 86,54/barril em 2008 para US\$ 48,84/barril em 2009 (decréscimo de 43,6%), seguindo a tendência observada nos preços do mercado internacional.

⁴ Durante toda a década de 90, o preço médio do barril de petróleo importado pelo Brasil ficou abaixo de US\$ 20/b, valor equivalente a 1/5 do preço médio registrado no ano de 2008 – US\$ 108/b, pico da escalada de preços. Em 2009, considerando os efeitos da crise mundial e seus impactos no mercado internacional, a tendência altista de preços foi revertida, apesar da gradual retomada a partir do 2º semestre de 2009.

Gráfico 3: Comércio Exterior do Petróleo – Brasil

Fonte: Anuário ANP 2001 e 2010

Esta revisão recheada de números acerca da atividade petrolífera, por sua vez, oferece sustentação à discussão inicial sobre os impactos da Lei do Petróleo na situação energética atual. O conjunto de gráficos apresenta uma aparente dicotomia, pois, conquanto as reservas e a produção brasileira de petróleo se portam ascendentemente desde 1991, isto é, comportamento independente do marco regulatório instituído em 1997 (cujo objetivo era atrair investimentos e estimular a concorrência no setor petrolífero), a contribuição deficitária do petróleo à balança comercial brasileira somente é revertida no ano de 2006 (obtenção da auto-suficiência), atestando uma tendência iniciada apenas nos anos 2000⁵. Uma das razões que contribuem para esta situação diz respeito ao consumo nacional de petróleo. Em 1999, o Brasil consumiu em média 1,78 milhões de barris/dia de petróleo, ao passo que no ano de 2009, essa cifra alcançou 1,9 milhões de barris/dia de petróleo, ou seja, o consumo brasileiro se manteve praticamente estável durante o período analisado, com crescimento anual inferior a 1% (o Brasil é responsável por 2,3% do consumo mundial de petróleo). Esta análise é complementada à luz do

⁵ Tomando como referência o ano de 1999 (Rodada 1), o gráfico 1 indica um crescimento médio anual das reservas provadas de petróleo de 7,7% entre 1991 (4,82 bi) a 1999 (8,15 bi), ante um crescimento de 5,3% entre 2000 (8,46 bi) a 2009 (12,9 bi); o gráfico 2 indica um crescimento médio anual da produção de petróleo de 8,5% entre 1991 (227 mi) a 1999 (402 mi), ante um crescimento de 5,8% entre 2000 (451 mi) a 2008 (712 mi).

intensivo programa de diversificação da matriz energética brasileira baseada, especialmente, na utilização de biocombustíveis como meio de transporte.

Tabela 1: Produção de Álcool Etílico Anidro e Hidratado (milhões de m³)

1991	1993	1995	1997	1999	2001	2003	2005	2007	2008	2009
12,75	11,31	12,75	15,49	12,98	11,47	14,47	16,04	22,56	27,13	26,1

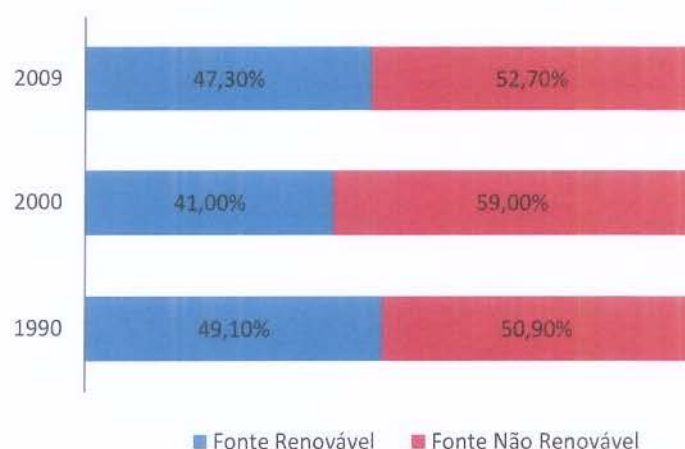
Fonte: Anuário ANP 2001 e 2010

A produção de álcool etílico anidro (misturado na gasolina) e hidratado, conforme demonstra a tabela 1, apresenta uma trajetória próxima ao escopo da balança comercial brasileira com petróleo. Se, durante toda a década de 90, o setor amarga uma profunda estagnação, fomentando o uso de automóveis movidos à gasolina, esse panorama sofre uma transformação com entrada dos anos 00⁶. Considerando apenas o ano 2009, a produção de álcool etílico atingiu um volume aproximado de 26,1 milhões de m³, isto é, taxa média de crescimento anual de 10,4% para o período 2000-2009. Esse movimento é reforçado pelas vendas de álcool hidratado pelas distribuidoras que totalizaram, em 2009, 16,5 milhões de m³, volume 23,9% superior ao de 2008. Em complemento a situação energética do Brasil, o gráfico 4 e 5 ilustram a composição da oferta interna de energia no país, confirmando a retomada de uma opção estratégica pautada na utilização de fontes de energia renováveis⁷, induzindo, inclusive, efeitos positivos no que tange a redução de CO₂ da matriz energética brasileira.

⁶ A produção de álcool combustível no Brasil atingiu seu ápice 1986, quando 90% dos carros de passeio produzidos no país eram movidos a álcool. Com a queda do preço do petróleo na década de 90, o índice de carros a álcool saindo das fábricas caiu para cerca de 1%.

⁷ A respeito da utilização do petróleo como fonte de energia, importante destacar que, dos 100 milhões de m³ consumidos no Brasil no ano de 2009 (ou 92,1 milhões de TEP), 54% foi destinado ao uso veicular, fato que realça a importância do programa de biocombustíveis nacional (o uso industrial do petróleo e como matéria-prima alcançou, respectivamente, 16,4% e 14,3%).

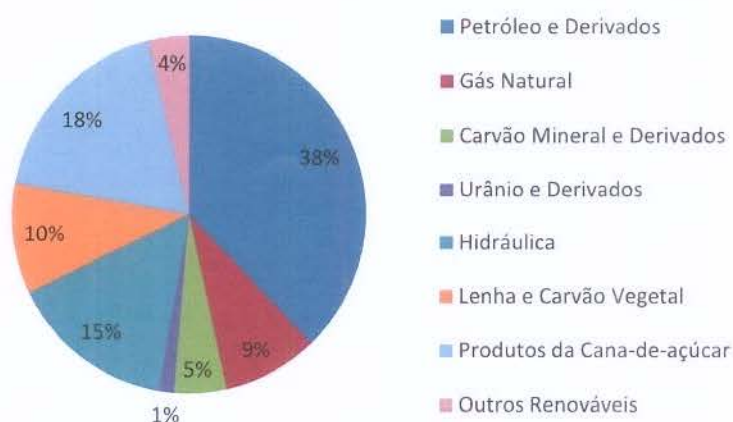
Gráfico 4: Composição da Oferta Interna de Energia – Dados Seleccionados



Fonte: EPE 2010

NOTA (base de cálculo): TEP (quantidade equivalente de energia contida em 1 tonelada de petróleo).

Gráfico 5: Composição da Oferta Interna de Energia – 2009 (TEP)



Fonte: EPE 2010

Portanto, é difícil estabelecer uma estrita correlação entre a nova institucionalidade petrolífera, que abre margem para contratação de empresas privadas para a realização de pesquisa e lavra de petróleo, e o equilíbrio da balança comercial de recursos hidrocarboníferos. A análise de sua contribuição ainda necessita do amadurecimento da situação de ausência de monopólio estatal, posto que a PETROBRAS permanece hegemônica em sua posição de principal player do setor (gráfico 6). No entanto, isso não invalida as disposições situadas no capítulo 1 da Lei 9.478/97 no tocante ao novo papel do Estado, pois, em meio a severas

críticas, o fato é que importantes objetivos foram alcançados. A realidade, apesar de não ser suficiente para descaracterizar argumentos analiticamente construídos acerca da possibilidade da continuidade do monopólio estatal, esvazia seu objeto, uma vez que o interesse público relativo à segurança energética foi satisfeito. Talvez a grande contribuição da lei do petróleo incida na política de investimento e nos esforços exploratórios aplicados a campos off-shore, fatores estes que sustentaram as taxas de crescimento das reservas brasileiras provadas de petróleo.

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;

XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional;

XII - incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional. *(Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005)*

1.3O Modelo de Concessão e a Evolução das Participações Governamentais

O marco regulatório vigente, que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relacionadas ao monopólio do petróleo e institui o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e Agência Nacional do Petróleo (ANP), sob a égide da argumentação do governo FHC, foi concebido em um período no qual o preço do petróleo era cotado a US\$ 20/b e o risco exploratório era considerado alto. De acordo com este modelo, o concessionário exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, adquirindo após a extração, a propriedade de todos os hidrocarbonetos produzidos. Em compensação, paga ao poder concedente, bônus de assinatura, royalties e participações especiais (PL 5.938/09). Portanto, sob esta lógica de argumentação, o modelo de concessão foi concebido de acordo com o tipo de reservas que se julgava existir no país.

Dentre os atores institucionais definidos pela Lei 9.478/97, merece atenção a atuação da ANP, autarquia federal em regime especial cuja finalidade é promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da

indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe, além de outras atribuições, elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando sua atuação (art. 8º, IV). A tabela 2 condensa alguns resultados obtidos pelas rodadas promovidas pela ANP.

Algumas modificações ao longo das rodadas merecem destaque. A partir de 2003, na rodada 5, os blocos ofertados tiveram seu tamanho reduzido, o que explica a brusca elevação nos blocos licitados entre 2002 e 2003. Ainda em 2003, o conteúdo local dos empreendimentos passou a ser pontuado de maneira a estimular a nacionalização das compras efetuadas pelas empresas concessionárias, criando uma importante janela de oportunidade para as empresas brasileiras e para o adensamento da cadeia produtiva nacional (Ruas, 2008). Além disso, para promover a eficiência na atividade exploratória, a ANP adotou algumas regras nos contratos de concessão para induzir investimentos nas áreas arrematadas, notadamente verificadas em função da evolução do componente investimento mínimo (I. mínimo).

Tabela 2: Dados Selecionados Rodadas de Licitação ANP

	Rod. 1 (1999)	Rod. 2 (2000)	Rod. 3 (2001)	Rod. 4 (2002)	Rod. 5 (2003)	Rod. 6 (2004)	Rod. 7 (2005)	Rod. 9 (2007)	Rod. 10 (2009)
Licitados (A)	27	23	53	54	908	913	1134	271	130
Concedidos (B)	12	21	34	21	101	154	267	117	54
Devolvidos (C)	10	12	20	5	72	78	126	2	0
Bônus Ass. (D)	181	262	241	34	9	222	485	1.141	38
Área Conc. (Km²) (E)	54.660	48.074	48.629	25.289	21.951	39.657	194.651	45.614	48.030
Interesse (B/A)	44%	91%	64%	39%	11%	17%	24%	43%	42%
Comercial 1 - (C/B)	17%	43%	41%	76%	29%	49%	53%	-	-
Bônus Médio por Km² (D/E)	3,31	5,45	4,96	1,34	0,41	5,60	2,49	25,01	0,79
I. Mínimo	65	60	51	29	121	681	829	739	259

Fonte: Anuário ANP 2010

NOTA 1: bônus de assinatura (US\$ mi); bônus médio (US\$ mil) I. mínimo (US\$ milhões em três anos).

NOTA 2: a "rodada Zero" (1998) não foi considerada na tabela 2 em decorrência da participação majoritária da PETROBRAS, assim como a "rodada 7B" também não foi considerada, pois contemplava apenas "áreas de acumulação marginal", isto é, campos maduros sem risco exploratório; a rodada 8 foi suspensa e os blocos licitados interditados em razão das descobertas do pré-sal.

Em relação ao bônus de assinatura, determinado pelo marco regulatório atual como “valor ofertado na proposta para a obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato”, verifica-se que a rodada 9 exemplifica o caso de maior sucesso em termos de arrecadação, tanto em valores absolutos como através de ponderação pelo tamanho da área concedida (bônus médio). Os números relacionados à variável “interesse”, que dizem respeito à razão entre o número de blocos licitados pela ANP e o número de blocos concedidos às companhias de petróleo, assim como a medida “comercial”, que reflete a proporção de blocos concedidos que alcançaram a etapa de desenvolvimento da produção, isto é, blocos onde houve novas descobertas e/ou acumulações comerciais, variam ao longo de cada rodada realizada pela ANP, dependendo, fundamentalmente, das expectativas de lucratividade dos agentes em relação aos campos ofertados, expressando, em boa medida, os riscos da atividade petrolífera que, no caso do modelo de concessão, recaem exclusivamente sobre o concessionário, não implicando em qualquer ônus à União⁸.

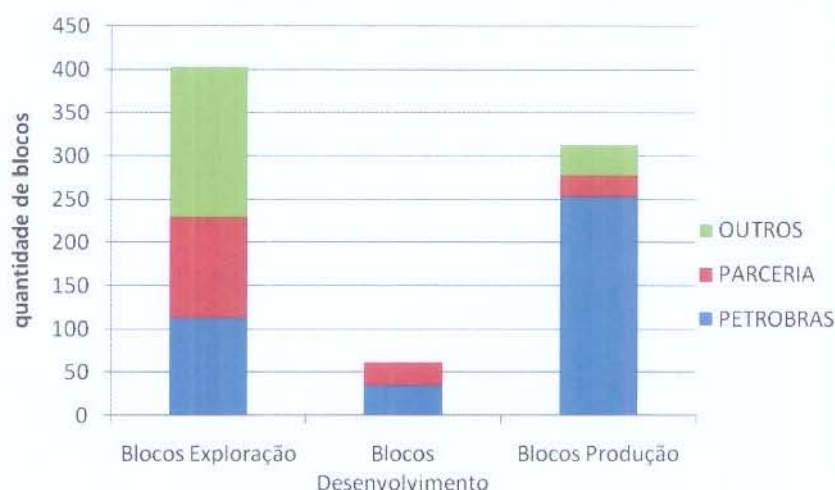
A respeito do objetivo da política energética nacional acerca do fomento da livre concorrência, observa-se que, no tocante a IPGN, mesmo após 10 anos de liberalização do mercado de petróleo e gás no Brasil, a PETROBRAS ainda sustenta posição de absoluta no mercado brasileiro, tendo sido responsável em 2007 por mais de 95% da produção de hidrocarbonetos (Bain e TozziniFreire, 2009). Esta situação monopolística, porém, lentamente demonstra sinais de enfraquecimento se considerarmos as proposições fundadas pelo gráfico 6 que relaciona a posição dos blocos concedidos em função das empresas concessionárias.

Segundo dados da ANP, em 2009, dos 313 blocos em fase de produção, a PETROBRAS respondia sozinha pela concessão de 254 blocos ou, incluindo os blocos concedidos por meio de parcerias, 89% do total. Esse predomínio também é verificado nos blocos em desenvolvimento, cuja participação da empresa estatal é exclusiva. A única exceção fica por conta dos blocos em fase de exploração, pois, conforme demonstra o gráfico 6, dos 404 blocos em exploração, a PETROBRAS responde individualmente por “apenas” 113 blocos, indicando um lento processo de

⁸ A ausência de risco à União é apenas relativa, pois, embora os riscos sejam suportados pelas empresas, a arrecadação fiscal fica condicionada ao sucesso da produção comercial via taxas cobradas, acrescentando um componente de incerteza ao orçamento público.

desconcentração do setor, apesar da participação ainda preponderante se considerado esquemas em parcerias⁹.

Gráfico 6: Composição Blocos Licitados (Rodadas 1 a 9)



Fonte: Anuário ANP 2010

Conforme citado anteriormente, a Lei do Petróleo, ao estabelecer as participações governamentais, criou quatro modalidades de remuneração ao Estado hospedeiro: bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção da terra (Bain e TozziniFreire, 2009). O royalty, de acordo com a conceituação expressa pelo estudo do IEDI, garante a apropriação de parte da renda gerada pela extração de petróleo ao proprietário da jazida (no Brasil, os royalties consistem em tributos que *ad valorem* e recaem sobre o valor bruto da produção). Já as participações especiais, outro encargo financeiro estipulado pelo modelo de concessão, incidem apenas sobre os campos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, sendo definidas por meio de alíquotas sobre a receita líquida da companhia de óleo. Por fim, o marco regulatório atual prevê uma compensação financeira pela ocupação ou retenção de área, fixada por km² ou superfície do bloco, cuja soma atingiu R\$ 167,9 milhões em 2009. Adicionalmente, determina-se, para os contratos de concessão de bloco localizado em terra, um

⁹ Em 2007, durante a rodada 9, pela primeira vez na história dos leilões uma empresa privada – OGX – arrematou mais campos que a PETROBRAS (placar de 21 x 20).

pagamento ao proprietário do local onde se realizam as atividades de E&P de petróleo e gás natural¹⁰.

Gráfico 7: Evolução Distribuição Royalties



Fonte: Anuário ANP 2001 e 2010

NOTA 1 (linha tendência): preço médio anual no mercado spot petróleo tipo BRENT (US\$/b).

NOTA 2 (cálculo royalties): alíquota do campo produtor (5% ou acima de 5%) x produção mensal do campo x preço de referência mensal do hidrocarboneto.

A arrecadação de royalties, expressa pelo gráfico 7, apresenta um comportamento quase que exponencial, notadamente a partir do ano 2000, em consonância com a inflexão observada no movimento dos preços internacionais do petróleo¹¹. Entretanto, esse comportamento foi estancado no ano de 2009 em reflexo do baixo dinamismo das economias desenvolvidas e da redução do ritmo de crescimento dos países emergentes, ainda que o total arrecadado (R\$ 7,9 bilhões) se mantenha elevado. Para se ter uma idéia da magnitude desse valor, no período entre 1994 e 1999, a soma dos royalties auferidos pelo governo atingiu R\$ 1,8

¹⁰ Os pagamentos efetuados aos proprietários somaram aproximadamente R\$ 71,4 milhões, concentrando-se, principalmente, nos Estados do Rio Grande do Norte (28,7%), Amazonas (27,7%) e Bahia (19,6%).

¹¹ A reversão do ciclo ascendente do petróleo em função da crise mundial em 2008 que, ao afetar os mecanismos de formação de preço no mercado internacional resultou em um vale de US\$ 40,7/b em dezembro de 2008, aparentemente foi pontual, uma vez que o preço do barril do petróleo atualmente está estabilizado num patamar de US\$ 80 (junho/2010).

bilhões, cifra equivalente ao arrecadado somente no ano de 2000 (os royalties atingiram R\$ 80 milhões no ano de 1994).

Gráfico 8: Evolução Distribuição Participação Especial



Fonte: Anuário ANP 2010

NOTA 1 (cálculo participação especial): $\text{alíquota (0 a 40\%)} \times \{ \text{RLP} - [\text{parcela a deduzir tabelada} - \text{RLP} / \text{volume de produção trimestral, em milhares de m}^3] \}$.

NOTA 2 (RLP – receita líquida de produção trimestral): receita bruta – custos.

Quanto à participação especial (gráfico 8), seu recolhimento respondeu por R\$ 8,5 bilhões no ano de 2009, valor 27,8% inferior ao montante arrecadado em 2008, apresentando uma trajetória semelhante a evolução dos royalties, notadamente em função de seu caráter progressivo em relação ao volume de produção. É importante destacar também que os custos de extração da PETROBRAS, incluídos os royalties e as participações governamentais, saltaram de US\$ 16/b para US\$ 31/b entre os anos de 2007 e 2008 (Lima, 2008).

Novamente, a tarefa de estabelecer uma analogia direta entre o marco regulatório atual e o aumento das arrecadações fiscais não se mostra viável. Mesmo que o governo tenha criado novas modalidades de tributos sobre as rendas extraordinárias geradas pela atividade de E&P do petróleo e gás natural, verifica-se que, quanto mais os impostos e royalties estiverem vinculados ao lucro das empresas ou ao preço da commodity, mais a receita do governo será condicionada pelo mercado de petróleo internacional (IEDI, 2008). Entretanto, esse argumento

invalida o mérito do modelo de concessão? Se as rodadas promovidas pela ANP não permitem uma qualificação positiva em termos de homogeneidade dos resultados, especialmente em razão do fracasso da rodada 5, as tendências apontadas pelas últimas rodadas constituem um avanço no tocante à diversificação da cadeia petrolífera nacional. Conforme demonstra o gráfico 6, as potencialidades das reservas hidrocarboníferas brasileiras, materializadas no “pré-sal”, vem atraindo um número cada vez maior de “players” interessados na exploração dessas riquezas que, se vinculada a uma política industrial ativa em sinergia com uma política macroeconômica, de acordo com uma visão neoschumpeteriana, pode viabilizar um importante canal de desenvolvimento ao país.

Portanto, seja por fatores endógenos ao sistema, como a ampliação recente da participação de grupos privados nas licitações de concessão associada à elevação dos investimentos no setor (embora a PETROBRAS mantenha sua posição de destaque) e os incentivos à produção de biocombustíveis, seja por fatores exógenos ao marco regulatório nacional, como a tendência altista de preços do petróleo, o setor energético nacional adquiriu proeminência no cenário internacional durante os últimos anos. As recentes descobertas de petróleo evidenciaram a importância do setor e descortinaram inúmeras possibilidades ao país, fato que exigiu uma nova análise sobre a situação concreta atual, passando por debates nacionais acerca dos instrumentos necessários a garantir uma maior apropriação da renda do petróleo e melhorar a distribuição dos recursos arrecadados, aqui taxados, respectivamente, como causas do *macro* e *micro*conflito que emergem do fundo do mar.

2. ANÁLISE DO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL A LUZ DOS CONFLITOS INERENTES

2.1 Pré-Sal: Caracterização das Reservas e Contexto Mundial

O pré-sal, do ponto de vista geológico, é constituído de áreas cujos sedimentos foram acumulados antes do depósito da camada de sal no mar. Deste modo, convencionou-se utilizar o termo “pré-sal” para definir as camadas rochosas que ocorrem abaixo de uma espessa camada de sal na plataforma continental

brasileira, distinguindo-as das descobertas petrolíferas que ocorrem acima do sal - pós-sal (MNE I, 2009).

A região da província petrolífera chamada pré-sal, estende-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, em uma área de aproximadamente 149 mil km², sob lâmina de água de 800 a 3.000 metros de profundidade e soterramento de 3 a 4 mil metros. Testes indicaram a existência de grandes volumes de óleo leve de alto valor comercial (30° API), com grandes quantidades de gás associado, confirmando a existência de uma área na qual são estimados riscos exploratórios extremamente baixos e grandes rentabilidades (PL 5.938/09). 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 colocar o Brasil entre os 10 maiores produtores mundiais de petróleo (IEDI, 2009). Somente a área de Tupi, no bloco BMS-11, apresenta perspectiva de volume recuperável de até 8 bilhões de barris de petróleo equivalente.

Figura 1: Província do Pré-Sal



Fonte: Apresentação Ministério de Minas e Energia ao Senado (MNE II)

A tabela 3 apresenta os dados relativos ao quantitativo de reservas mundiais de petróleo, incluindo a posição esperada do Brasil se adicionarmos as expectativas concernentes às novas jazidas de petróleo na área do pré-sal (70-100 bilhões de barris de petróleo).

Tabela 3 – Reservas Provasdas de Petróleo por País em 2009

	País	Reserva (bilhões de barris)	Participação	Taxa R/P (anos)
1º	Arábia Saudita	264,6	19,8%	77,8
2º	Venezuela	172,3	12,9%	>100
3º	Irã	137,6	10,3%	93,3
4º	Iraque	115,0	8,6%	>100
5º	Kuwait	101,5	7,6%	>100
6º	Emirados Árabes	97,8	7,3%	>100
7º	Rússia	74,2	5,6%	21,1
8º	Brasil (pré-sal)	70-100		
16º	Brasil (atual)	12,9	1,0%	18,1
	Mundo	1.333,1	100,0%	47,6

Fonte: ANP 2010

Conforme indicações da tabela 3, a região do Oriente Médio concentra mais da metade das reservas mundiais (ANP, 2010). Contextualizando o Brasil, apenas os volumes anunciados de quatro das descobertas do pré-sal (10,6 a 16 bilhões de barris de óleo equivalente) já seriam suficientes para dobrar as atuais reservas nacionais. No entanto, importantes desafios precisarão ser superados para que essa situação se concretize.

O primeiro desafio para a extração de petróleo e gás dessa região diz respeito a 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 de gás natural extraído. O segundo grande desafio será atingir a jazida de petróleo, considerando a profundidade dos reservatórios, a espessura da lâmina de água e a espessura da camada de sal em algumas áreas (aproximadamente 2 mil metros). Vale destacar que, atualmente, nenhuma companhia do mundo extrai petróleo na profundidade em que foram encontrados os campos do pré-sal na Bacia de Santos. Como o óleo extraído vem acompanhado com altos teores de gás carbônico e gás sulfídrico, os equipamentos terão de ser feitos com materiais resistentes à corrosão e a altas temperaturas, constituindo um desafio adicional para sua exploração (IEDI, 2009). Tais desafios técnicos não impedem, como já foi demonstrado, o desenvolvimento

de reservas e a consequente produção petrolífera com a tecnologia já existente¹². Talvez o maior desafio seja produzir em tais condições com o menor custo possível. Estima-se que o custo de extração na camada do pré-sal seja 50% superior ao custo médio atual da PETROBRAS (US\$ 10/b) valor perfeitamente viável se considerado preços no mercado internacional próximos a US\$ 35/b¹³. Outro desafio diz respeito ao volume elevado de recursos financeiros necessários à implantação dos projetos de produção, à formação de mão-de-obra, à capacitação da indústria nacional para o atendimento do setor e, por fim, ao aprimoramento tecnológico para a redução de custos (MNE I, 2009).

Embora não constitua tema desta monografia, algumas considerações a respeito da demanda de petróleo no médio prazo precisam ser feitas. Um número bastante grande de geólogos acredita que o pico da produção mundial de petróleo vai acontecer dentro de dez a vinte anos. Isso não significa que o petróleo vai desaparecer, mas que hoje, aparentemente, as novas reservas não compensarão a extração, de modo que estamos instalados num período de esgotamento das reservas de petróleo que pode durar um século. Além disso, o problema ambiental relativo à queima de combustíveis fósseis, materializado em Kyoto¹⁴, aponta para uma possível mudança no padrão de consumo fundado em uma discussão que abarca estilos de vida, sistemas de transporte coletivos, etc (Sachs, 2005). Ainda não é possível precisar (se de fato um dia isso ocorrerá) o momento em que a

¹² A PETROBRAS foi uma das empresas pioneiras na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, desenvolvendo tecnologia nacional, quebrando por vários anos recordes sucessivos de operação em águas profundas, sendo a grande responsável pelas descobertas na área do pré-sal.

¹³ O preço médio do petróleo, ajustado pela inflação, foi de US\$ 40,85 no período 1970-2007 (Lima, 2008). As perspectivas futuras indicam que os preços internacionais permanecerão em níveis elevados, podendo ser listado alguns fatores distintos para a manutenção dessa condição no curto prazo: descolamento entre as taxas de crescimento das importações e da demanda, principalmente em decorrência do alto consumo da China, Índia e EUA (os três países respondem por 56% da demanda adicional de petróleo no período de 1995 a 2007); choque de custos de produção, exploração e desenvolvimento (exploração de jazidas em condições inóspitas – Mar do Norte, Alasca e águas profundas – associada a ausência de capacidade ociosa das empresas para-petrolíferas); intensificação do movimento especulativo (a maior parte do petróleo advém, atualmente, de regiões politicamente instáveis, sujeitando-o a mudanças imprevistas por oscilar de acordo com o cenário geopolítico) (IEDI, 2009).

¹⁴ Em 1997 foi realizada a 3ª Conferência das Partes em Kyoto (Japão), no qual se assumiu um compromisso em torno da redução das emissões de gases do efeito estufa por meio da utilização de fontes renováveis de energia, dentre outras medidas anunciadas.

civilização do petróleo, tecnologia genuína do início do período industrial, será substituída pela civilização do verde, centrada na utilização de energia solar com base na utilização da biomassa, porém, não é possível negar que exista uma tendência inequívoca nesse sentido. Mesmo assim, o petróleo não deixará de ser um recurso estratégico pelo menos nos próximos 30 anos, pois, ainda que este esteja próximo ao fim enquanto fonte energética¹⁵, dificilmente deixará de ocupar um lugar importante na indústria de transformação (Rodrigues, 2009). O Brasil, a seu turno, encontra-se em uma posição central nessa discussão, uma que vez que o país almeja entrar no rol dos 10 maiores produtores de petróleo do mundo¹⁶, ao mesmo tempo em que dispõe de todas as condições para se tornar um grande produtor e exportador de biocombustíveis. É óbvio que, atualmente, é muito mais vantajoso vender petróleo externamente e estimular o uso de uma energia limpa e renovável internamente, entretanto, a opção sobre a matriz energética ideal brasileira envolve diversas variáveis mais complexas, como a disponibilidade de solos associada à criação de sistemas integrados de produção de alimentos e energia e o ritmo de extração das jazidas de petróleo, o que dificulta a coordenação e a compatibilização das políticas públicas, constituindo um conflito adicional para o setor energético.

De fato, a descoberta do pré-sal no ano de 2007 trouxe à tona diversos elementos inertes à superfície que implicaram em um reordenamento da atuação do Estado, considerando a multiplicidade de demandas e a exacerbação de conflitos. A resposta legislativa e os diversos debates mostram que o modelo brasileiro tende a se adaptar a situação atual e acompanhar o movimento de ampliação de participação da sociedade nas rendas extraordinárias geradas pela atividade de E&P do petróleo. Não é ousado afirmar que essa disposição expressa a própria inflexão da ideologia política do governo atual, marcada pelo retorno do discurso nacional-desenvolvimentista e pelo papel do Estado como provedor do planejamento

¹⁵ O autor Amory Lovins, recentemente publicou um livro chamado *Winning the Oil Endgame*, ou seja, a partida final, a fase final da liquidação do petróleo, não porque ele vai desaparecer, mas porque nenhuma das grandes revoluções energéticas do passado aconteceu por esgotamento do recurso, e sim quando surgia outro mais eficiente e mais barato (Sachs, 2005).

¹⁶ Nas previsões do Plano Decenal de Expansão da Energia (PDE 2008-2017), somente as áreas com descobertas permitem ao país atingir a produção média diária de aproximadamente 3,4 milhões de barris/dia de petróleo em 2017, alçando o Brasil à condição de 6º maior produtor mundial (MNE I, 2009).

econômico. A próxima seção discutirá como se deu a articulação do governo para se aproveitar do novo contexto nacional, assim como procurará evidenciar sua posição frente aos conflitos evidenciados.

2.2 Por que mudar? Alteração do Regime de E&P de Petróleo

O contrato de concessão, base jurídica-material do regime de E&P de petróleo, pode ser definido como uma modalidade de descentralização (delegação) pelo qual uma unidade política ou administrativa transfere o exercício de certa competência, por contrato administrativo ou ato unilateral a uma pessoa física ou jurídica preexistente, em regra, por prazo determinado e mediante licitação. Essa descentralização, em complemento à reforma do Estado na década de 90, tinha por objetivo pulverizar as decisões aos níveis mais baixos da organização, conferindo maior agilidade e independência ao processo, requisitos essenciais a um ambiente competitivo.

Uma vez tipificados como contratos administrativos ou “contratos públicos”, cumpre ressaltar que tais contratos são firmados pela Administração Pública com o particular, em regra, numa relação de superioridade, dada a existência de cláusulas exorbitantes, infundindo de verticalidade o acordo de vontades entre as partes. São essas cláusulas especiais que sustentam o poder-dever do governo de rescindir unilateralmente os contratos administrativos em razão de interesse público, devidamente motivado, de alta relevância e alto conhecimento. Conforme denota o princípio fundamental do regime jurídico administrativo, tal condição é essencial para que a Administração atue visando à consecução dos interesses coletivos. Importante ressaltar que os contratos administrativos representam, na maioria dos casos, contratos de adesão, em que o ente federativo impõe a outra parte (em regra, o vencedor do processo licitatório) a maioria ou a totalidade das cláusulas do contrato (a autonomia da vontade se concretiza com a anuência do licitante, determinada de forma implícita com a adesão ao processo licitatório).

Outra importante lição oriunda do direito administrativo diz respeito à manutenção equilíbrio econômico-financeiro do contrato inicial. Os contratos são *pacta sunt servanda*, isto é, força obrigatória que concorre para a formação da segurança jurídica, desde que atendidos os pressupostos de validade. Ocorre que

estes mesmos contratos, assim como a propriedade, devem atender a sua função social e, por conseguinte, somente subsiste o vínculo obrigatório gerado por ele enquanto inalterado o estado de fato vigente à época de estipulação (*rebus sic standibus*).

Apesar dos conceitos acima explicitados serem apenas timidamente dilapidados, a simples menção destes princípios têm força para determinar a mudança do modelo de concessão atualmente aplicado às reservas brasileiras de petróleo. A descoberta na área do Pré-Sal, fato imprevisível em função de suas características peculiares, evidencia um nexo de causalidade entre o bônus das concessionárias e ônus do poder público que altera substancialmente as condições objetivas à época da celebração dos contratos. Tais lições, internacionalmente reconhecidas, estão intrinsecamente inseridas no ordenamento jurídico brasileiro e contra-argumentam alertas acerca dos riscos decorrentes das “mudanças nas regras do jogo”. Na realidade, a legislação vigente, o ato jurídico perfeito, permanecem protegidos; no entanto, novas regras devem ser inseridas, uma vez que a configuração do jogo foi alterada por eventos extraordinários.

Em função da polarização de propostas em torno das mudanças a serem introduzidas no modelo de regulação, algumas considerações sobre esse tema merecem destaque. De um lado, as empresa petrolíferas privadas, reunidas em torno do IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis), defendem a manutenção do modelo atual – competitivo, transparente e estável – agregada à elevação das participações especiais sobre os campos de maior produtividade ou rentabilidade a fim de evitar que projetos de investimentos sejam interrompidos em função das incertezas contratuais; e ressaltam que um arcabouço regulatório sólido é fundamental a previsões de retornos no LP. Por outro lado, o Governo e sua empresa estatal destacam que um modelo “adequado”, vinculado a manutenção da atratividade reflexa a investidores privados, é essencial para o alcance dos objetivos pretendidos no aproveitamento das riquezas do Pré-Sal. Nesse sentido, o novo modelo supriria à restrição imposta ao Estado no tocante à livre disposição dos recursos petrolíferos, principal lacuna do regime de concessões de acordo com os argumentos expostos na seção 1.1, além de reforçar seu papel como planejador e

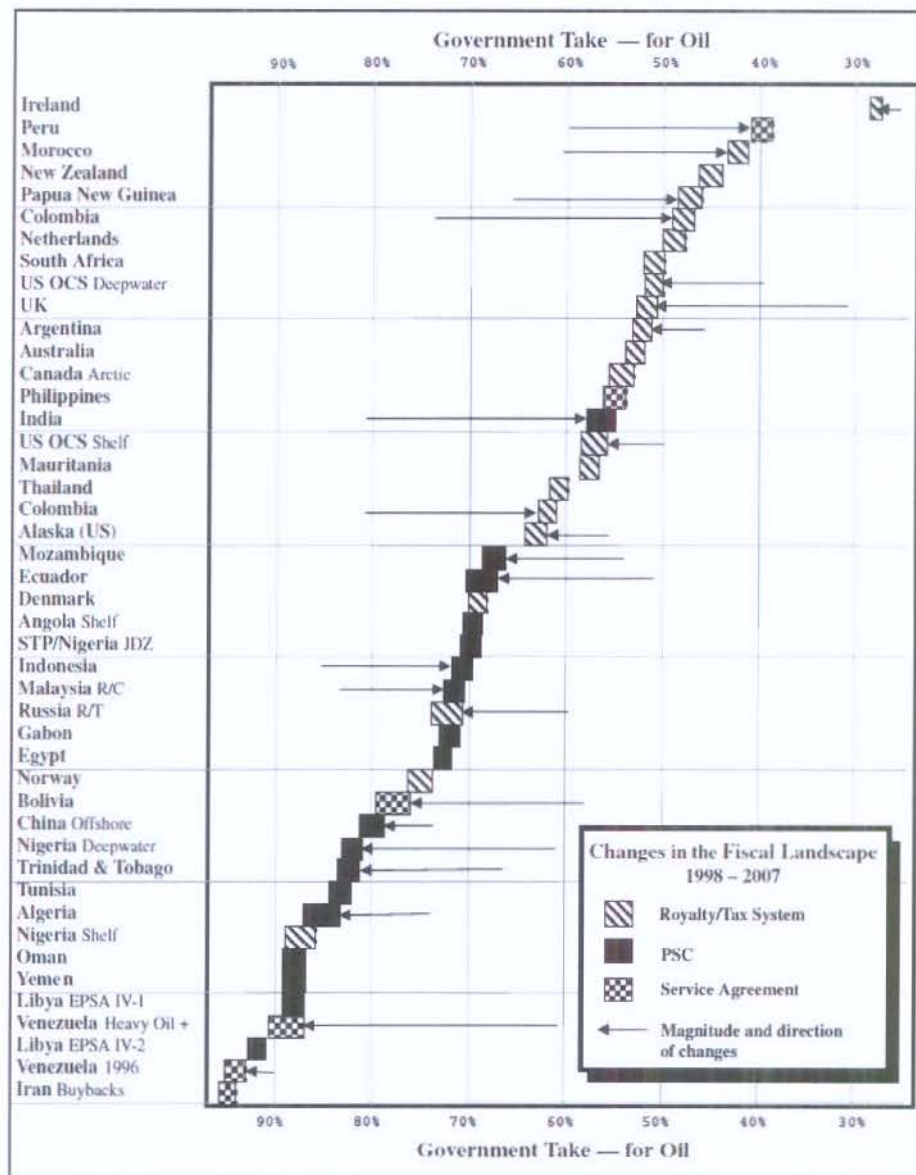
provedor de políticas públicas¹⁷. Adicionalmente, o modelo atual oculta um risco proeminente no tocante a concretização das promessas do Pré-Sal, considerando a manutenção do baixo controle público e da pressão internacional pela apropriação de reservas de petróleo. Essa ameaça facilmente se realizaria numa eventualidade de recuo de preços do petróleo ou aumento dos riscos de E&P, em que empresas petrolíferas imprimissem um processo acelerado de extração, apoiadas na máxima de “quanto antes se extrair, mas fácil será colocar a oferta no mercado”, tornando o país um mega-exportador de petróleo sem que isso resulte em benefício para a sociedade.

Conclui-se, portanto, que o modelo atual se mostra incompatível com a natureza da área Pré-Sal e com o contexto internacional atual. Para promover uma adequada captura da renda petrolífera (situação que inevitavelmente afetará as receitas e a autonomia das empresas privadas), é imperativo que o Estado aplique o modelo de partilha de produção em áreas do pré-sal. De acordo com esse regime de E&P de petróleo, de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, bem como a parcela do excedente em óleo¹⁸, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato (PL 5.938/09). A necessidade de mudança também se expressa em termos materiais através das proposições indicadas na figura 2. Conforme observado, países que adotam o regime de partilha de produção aferiram, majoritariamente, no período selecionado, aumento da “renda tomada” da atividade petrolífera. A seu turno, os resultados relativos aos modelos de concessão foram bastante heterogêneos, além de se concentrar em um patamar inferior em comparação às participações governamentais obtidas nos demais modelos. O Brasil, sob a égide do regime de concessão, não foi exceção à regra, logrando rendimentos próximos a 50%.

¹⁷ O planejamento econômico reflete as interações entre o Estado e a economia e tem por objetivo promover transformações pró-desenvolvimento econômico no longo prazo por meio de mudanças estruturais (metas qualitativas setoriais e estratégicas, regulação do grau de competitividade, etc.). A noção de planejamento público, abandonada na década de 80 em função da crise na América Latina e da respectiva desconstituição da ação estatal, está inserida no ápice da legislação brasileira através do plano plurianual (PPA), plano de médio prazo que transforma as ações do Governo e da sociedade em programas e ações para um horizonte de quatro anos.

¹⁸ Excedente em Óleo: volume total da produção – (custo em óleo + royalties)

Figura 2 – Evolução das Participações Governamentais (1998 – 2002)



Fonte: Johnston, 2008.

2.3 Por que mudar? Alteração na Distribuição das Rendas Extraordinárias

A idéia de se reestruturar as formas de arrecadação de participações governamentais está ancorada tanto na necessidade de se redefinir os critérios de repartição de recursos como na necessidade de se ampliar o controle federal sobre as modalidades de aplicação de recursos (IEDI, 2008).

A respeito do primeiro ponto, algumas considerações merecem novamente um destaque jurídico. Conforme denota a Constituição Federal (CF 88), a propriedade mineral se submete ao regime de dominialidade pública, achando-se constitucionalmente vinculada ao patrimônio da União, sendo desta a incumbência de administrar tais recursos, visando o pleno atendimento do interesse coletivo. Ocorre também que, por força do parágrafo 1º do art. 20 da CF 88, é assegurada aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, participação na exploração do petróleo ou gás natural ou compensação financeira por essa exploração nos termos da lei (doravante, a participação que trata o parágrafo necessita de regulamentação ordinária para ter eficácia, passível de revisão e/ou alteração a qualquer tempo). Destarte, é garantia constitucional dos entes federativos produtores de petróleo e gás natural o denominado “direito da realeza”, compensação financeira em função dos prejuízos ambientais e sociais, das necessidades de altíssimos investimentos em infra-estrutura e da própria atividade de pesquisa e lavra de petróleo que interfere na vida de toda a coletividade.

Art. 20. São bens da União:

V - os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva;

IX - os recursos minerais, inclusive os do subsolo;

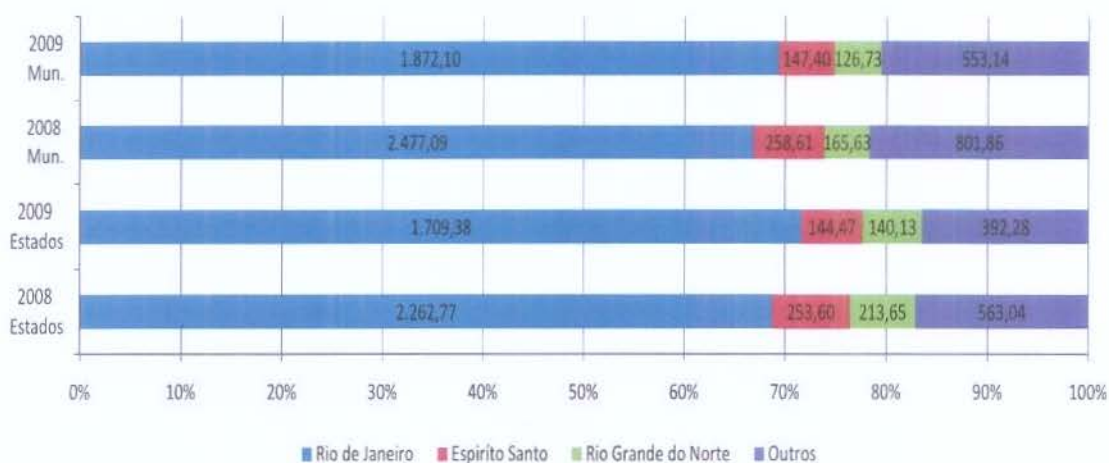
§ 1º - É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais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

Reputa-se, portanto, à União, em decorrência do princípio da predominância do interesse, o papel de administradora da propriedade mineral, cabendo-lhe definir a política que vise o melhor aproveitamento econômico de seus bens, bem como estabelecer critérios de distribuição das rendas auferidas com esses recursos, sempre pautados na equidade federativa, ressalvada a justa compensação definida

pela CF 88. Atualmente, o disposto no parágrafo 1 é regulamentado principalmente pela Lei 9.478/97, com especial referência aos royalties e participações especiais¹⁹.

Como resultado na atual configuração de distribuição dos recursos (baseada na localização geográfica das jazidas de petróleo e gás natural), percebe-se, por meio dos gráficos 9 e 10, uma excessiva (e criticada) concentração das participações governamentais em poucas unidades da federação, em especial no estado do Rio de Janeiro, responsável por 85% da produção nacional de petróleo no ano de 2009 (seção 1.2). De acordo com o gráfico 9, aproximadamente 70% dos royalties destinados localmente foram reservados ao Rio de Janeiro entre 2008 e 2009. Esse percentual se amplia quando considerado o montante de participações especiais, posto que este tipo de participação é devida somente aos Estados e Municípios produtores (afora parcela da União). Tal concentração se reflete, principalmente, na totalidade recebida pelos cinco municípios selecionados e apontados no gráfico 10 (dentre os quais quatro se localizam no estado supracitado), valor este que alcançou a cifra de R\$ 760 milhões em 2009 (ou 90% do total distribuído aos municípios).

Gráfico 9: Royalties Distribuídos – Estados e Municípios



Fonte: Anuário ANP 2010

NOTA: valores em milhões de R\$.

¹⁹ Sobre os critérios de divisão das receitas do petróleo (atual e proposta), ver anexo II.

Gráfico 10: Participações Especiais Distribuídas – Estados e Municípios

Fonte: Anuário ANP 2010

NOTA 1: valores em milhões de R\$.

NOTA 2 (5+ Municípios em 2009 – ordem crescente): Campos dos Goytacazes (RJ); Rio das Ostras (RJ); São João da Barra (RJ); Macaé (RJ); Presidente Kennedy (ES).

A forte concentração dos recursos do petróleo, no entanto, não pode ser utilizada como único argumento a respeito de uma eventual alteração na distribuição das participações governamentais, sendo necessário ampliar o escopo de análise de receitas disponíveis através do estudo de outro indicador que expresse, por exemplo, uma relação entre a arrecadação de tributos federais por UF e as transferências da União – razão federativa (Afonso & Castro, 2010)²⁰. Por agregar o resultado macrotributário do Estado, este indicador possui uma vinculação mais fiel à riqueza da UF, sendo seus resultados apontados na tabela 4.

²⁰ A razão federativa mede o balanço entre o que União deixa e o que tira: se o resultado for menor que a unidade, tem-se uma situação em que o governo central onera mais que beneficia; se ao contrário, o indicador for maior que a unidade, tem-se a situação em que o governo central mais beneficia que onera; quanto maior o indicador, logicamente, maiores os benefícios relativos (Afonso & Castro, 2010),

Tabela 4 – Ranking da Razão Federativa por UF em 2009

	UF	Receitas da União (A)	Transf. a Estados e Municípios (B)	Transf. – Receitas (B – A)	Transf. Per Capita	Razão Federativa (B / A)
1º	Amapá	226	1.841	1.615	2.578,68	8,146
2º	Acre	244	1.926	1.682	2.433,96	7,893
3º	Roraima	200	1.510	1.310	3.105,86	7,550
4º	Tocantins	482	2.974	2.492	1.928,53	6,170
5º	Piauí	843	3.885	3.042	967,16	4,609
6º	Maranhão	1.886	7.185	5.299	832,17	3,810
7º	Alagoas	1.035	3.786	2.751	871,76	3,658
8º	Paraíba	1.354	4.411	3.057	811,04	3,258
9º	Rondônia	686	2.164	1.478	982,52	3,155
10º	Pará	2.545	6.918	4.373	586,32	2,718
21º	Espírito Santo	8.984	3.612	(5.372)	(1.540,45)	0,402
22º	Rio Grande do Sul	22.039	8.801	(13.238)	(1.212,96)	0,399
23º	Paraná	21.686	8.383	(13.303)	(1.244,87)	0,387
24º	Santa Catarina	13.513	4.912	(8.601)	(1.405,69)	0,364
25º	Distrito Federal	50.454	7.436	(43.018)	(16.501,67)	0,147
26º	São Paulo	204.367	26.218	(178.149)	(4.304,80)	0,128
27º	Rio de Janeiro	115.518	14.465	(101.053)	(6.311,66)	0,125
	Total	513.874	174.388	(339.486)	(1.772,71)	0,339

Fonte: Afonso & Castro, 2010

NOTA: valores expressos em R\$ mi (exceto transferência per capita – R\$), incluídos os royalties.

De acordo com a tabela 4, ainda que o Rio de Janeiro receba altos aportes tributários em função da atividade petrolífera, o Estado é a unidade federativa que apresenta a menor razão dentre todas as 27 UFs (para cada R\$ 1,00 extraído pelo governo federal dentro do limite geográfico fluminense, esse retorna em favor da região apenas cerca de R\$ 0,12). De fato, o quadro que se revela acima demonstra claramente um viés de redistribuição de recursos das UFs “mais ricas” para as UFs “mais pobres”. A mudança na partilha dos “royalties” entre Estados e Municípios que, na prática é uma forma de equiparar as transferências de royalties às transferências constitucionais, seria, portanto, não apenas altamente prejudicial aos Estados e Municípios produtores de petróleo e gás natural, como também em pouco iria mudar a situação das demais localidades, representando uma pulverização dos recursos. Estudo dos autores estima que os royalties representaram, no último ano,

apenas 5,35% de todas as transferências da União para Estados e Municípios. Da mesma forma, dos quase R\$ 514 bi arrecadados pelo governo federal em 2009, apenas 3,21% têm origem em royalties e participações especiais do petróleo²¹.

Para além dos quantitativos de recursos disponíveis, o segundo aspecto relativo à mudança do modelo de distribuição das participações governamentais chama a atenção um tema mais amplo e genérico, porém, primordial à Administração Pública: gestão eficiente dos recursos. Segundo orientação da Lei de Responsabilidade Fiscal (LRF), dentre as regras básicas de gestão pública, destaca-se a idéia de economicidade, que diz respeito à viabilidade econômica, à eficiência e à eficácia das operações de arrecadação e dispêndio de recursos, devendo os atos e os fatos administrativos serem avaliados pela relação custo-benefício na aplicação dos recursos públicos. Essa administração profissional resta, pois, por ora prejudicada, já que a atual legislação confere total discricionariedade na aplicação dos recursos oriundos da E&P de petróleo e gás natural, com exceção da parcela paga à União.

Os royalties, segundo observado nos gráficos 9 e 10, constituem uma importante fonte de receita para os Estados e Municípios beneficiados, especialmente após a edição da Lei do Petróleo. Entretanto, apesar do enorme potencial de investimentos proporcionado pelos royalties, há nesses municípios inúmeros problemas: crescimento populacional acelerado no meio urbano, abandono da zona rural, imigração desordenada, falta de planejamento urbano, favelização, elevação do custo de vida, especulação imobiliária e condições precárias de educação, saúde, moradia, saneamento e pavimentação (Pizzol & Ferraz, 2010). De fato, o que determina se a população vai se beneficiar da riqueza do petróleo, recurso finito e não-renovável, é a forma como os recursos são utilizados.

Tendo por base o trabalho de Pizzol & Ferraz acerca dos impactos dos royalties na estrutura dos principais municípios fluminenses contemplados com essa fonte de recursos, observa-se, entre os anos de 2000 e 2005, um processo perigoso de crescente participação dos royalties na composição das receitas municipais em detrimento da receita tributária própria. Se adicionadas às transferências

²¹ Outro argumento defendido pelos autores é que, conforme explanação no início da seção, os royalties são compensações financeiras e não instrumentos de distribuição de renda.

governamentais, tem-se, para os municípios de Campos, Macaé, Rio das Ostras, Cabo Frio e Quissamã, uma dependência de transferência de recursos superior a 80%, com destaque para Quissamã, que apresentou durante todo o período analisado uma dependência próxima a 95%. Essa situação preocupante se completa com a redução do grau de investimento desses municípios e com o elevado nível de comprometimento das receitas correntes para o custeio da máquina administrativa, situado em torno de uma média de 80% em 2005 (exceção feita ao município de Rio das Ostras), sendo que, no exemplo do município de Campos, a evolução observada entre 2000 a 2004 ultrapassou 100% (2000 = 40%; 2004 = 90% de comprometimento).

Em que pese à carência de dados atuais que possam dar maior consistência a pesquisa, posto que a exponencial das participações governamentais observa-se justamente a partir da virada do século, a tabela 5 ilustra a evolução do IDH-M²² dos municípios analisados, tendo por objetivo elucidar o desenvolvimento humano destes em face dos impactos da atividade de E&P de petróleo e gás natural em suas localidades.

Tabela 5 – Ranking IDH-M

Município	Posição Geral		IDH-M		IDH Renda		IDH Educação		IDH Longevidade	
	1991	2000	1991	2000	1991	2000	1991	2000	1991	2000
Campos	1.591º	1.812º	0,684	0,752	0,649	0,693	0,778	0,867	0,625	0,697
Macaé	606º	806º	0,730	0,790	0,722	0,770	0,806	0,889	0,663	0,710
Rio das Ostras	1.641º	1.188º	0,681	0,775	0,631	0,742	0,709	0,869	0,702	0,714
Cabo Frio	871º	745º	0,716	0,792	0,659	0,731	0,788	0,881	0,700	0,764
Quissamã	2.519º	2.389º	0,641	0,732	0,566	0,641	0,694	0,845	0,663	0,710

Fonte: PNUD

Os dados acima explicitados sugerem que, embora haja uma melhora do IDH-M no período analisado, este desenvolvimento é apenas relativo, uma vez os resultados concernentes a posição geral dos municípios é heterogêneo. Como

²² IDH-M (índice de desenvolvimento humano municipal): medida geral, sintética, que computa, além do PIB per capita, a longevidade e a educação, através da média aritmética de cada um de seus componentes.

exemplo, tem-se o município de Campo dos Goytacazes que, apesar de ser o município que mais recebe royalties do petróleo do país, teve o pior desempenho observado. Outro aspecto destacado pelos autores revela que todos os municípios selecionados tiveram baixo desempenho no componente longevidade, em especial o município de Rio das Ostras que, não obstante um pequeno aumento nesse quesito de acordo com a tabela 5, caiu 1.394 posições no ranking nacional de longevidade (Quissamã = queda de 669 posições; Macaé = queda de 665 posições; Campos = queda de 102 posições; Cabo Frio = queda de 26 posições). A relação inversa entre a arrecadação de royalties e o baixo desempenho nos indicadores sociais, especialmente em longevidade, leva à conclusão de que esses recursos parecem não estar contribuindo para a melhora na qualidade de vida nos municípios beneficiados pelas rendas do petróleo (Pizzol & Ferraz, 2010).

O que se evidencia nesta seção é que, a despeito das distorções na partilha dos recursos no tocante a receita orçamentária per capita dos Municípios beneficiados pela Lei do Petróleo, torna-se imprescindível que a legislação do regime de E&P de hidrocarbonetos estabeleça, de forma clara e coerente, as diretrizes para o uso desses recursos. Em um plano ideal, tais diretrizes guardariam íntima vinculação à noção de *accountability*²³ exigida dos administradores públicos, atendendo aos princípios da LRF em relação a planejamento, transparência e equilíbrio da contas públicas. Se a concentração das rendas extraordinárias em poucos entes federativos é despida de consenso em razão das proposições contidas na tabela 4, a questão da legitimidade da despesa e o respectivo grau de utilidade pública permanece latente e não restrita aos Municípios e Estados produtores. Logo, antes de se pensar em realizar modificações na estrutura de distribuição das participações governamentais, ante a aparente desigualdade federativa, deve-se criar instrumentos que assegurem que estes recursos sejam efetivamente aplicados na satisfação coletiva dos administrados. Por fim, considerando todas as idéias discutidas acima, considera-se que uma possível solução aos problemas oriundos do modelo de repartição tenderia à concentração dos recursos nas mãos da União, agente defensor dos interesses gerais, como condição à universalização das

²³ A idéia de *accountability* contempla mecanismos institucionais efetivos que permitem o acompanhamento das ações do administrador público, não se resumindo apenas à prestação de contas, visto que pressupõe o envolvimento de uma sociedade mais cidadã.

políticas sociais, de investimento em infraestrutura, com regras claras destinadas a reger a utilização dessa riqueza para o desenvolvimento e bem-estar conjunto das regiões, Estados e Municípios do país (Almeida & Belluzo, 2009). Tal medida, além de por fim a controvérsia relacionada à concentração das participações governamentais²⁴, sobretudo em nível municipal, teria um positivo em relação à situação de dependência dos Municípios para com as transparências governamentais e os royalties, induzindo-os a buscar alternativas de sustentabilidade econômica, considerando que o petróleo é um recurso finito e não-renovável.

2.4 Macro e Microconflito e a Nova Institucionalidade

O objetivo das seções anteriores foi expressar, em termos numéricos e sob a luz de conceitos jurídicos, o debate nacional sobre o *macro* e o *microconflito* que, antes mesmo das descobertas de petróleo do Pré-Sal, afloravam em função da institucionalidade promovida pela Lei do Petróleo. Cabe, agora, identificar como esses conflitos foram abordados nos projetos de lei de iniciativa do Executivo que dispõem sobre o novo modelo de E&P de petróleo e gás natural, assim como tais temas foram discutidos pelos representantes do Povo e dos Estados no Congresso Nacional²⁵. A finalidade desta seção, por conseguinte, reside em avaliar a atuação

²⁴ Afonso & Castro alertam para o fato de que o debate recente tem se focalizado apenas em um ou outro instrumento de arrecadação, raramente se apresentando uma visão abrangente do total “tomado” pelo governo. Esquecem os demais atores institucionais que a expressão *government take* é utilizada para considerar todo e qualquer recurso, recolhido aos cofres públicos, que é fruto das exigências compulsórias e legais – tanto impostos, como também contribuições e taxas, até bônus, participações e royalties.

²⁵ O projeto de lei nº 5.941/2009 que autoriza a União a ceder onerosamente a PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, apesar de ser igualmente importante no tocante ao marco regulatório proposto, não será discutido neste trabalho. Justifica-se esta opção pelo caráter estritamente operacional do projeto, dado a pretensão da União em aprová-lo como medida a dotar a empresa estatal de recursos financeiros suficientes para explorar a área do pré-sal. A operação, aliás, conciamada como a maior capitalização na história do capitalismo, é fundamental ao cumprimento do plano de negócios 2010-2014 da PETROBRAS, que prevê investimento na ordem de US\$ 224 bi para o período citado, além de desafogar os níveis presentes de endividamento da empresa. Por outro lado, este instrumento cumpre o objetivo do governo em ampliar sua participação na estatal que abriu seu capital nos anos 90, tendo em vista a dificuldade de se obter capital para alavancar seus investimentos na década passada (estimativas apontam que a participação do governo subirá dos atuais 40% para 48% do capital total da empresa estatal).

dos agentes políticos e econômicos na defesa dos interesses polarizados, tanto em termos de maior participação e controle do Governo na renda petrolífera como na possibilidade de se utilizar o petróleo “para se fazer justiça social e reduzir desequilíbrios regionais”.

2.4.1 PL 5.938/2009: Modelo de Partilha

O PL 5.938/09 foi submetido à deliberação da Câmara dos Deputados em setembro de 2009, sendo remetido ao Senado Federal durante o mês de março de 2010. O texto dispõe basicamente sobre alterações no modelo E&P de petróleo e gás natural, posto que a regulamentação atual não é mais compatível com a abundância (Almeida & Belluzzo, 2009). Haja vista que seu objeto principal, o modelo de partilha, foi apresentado de modo sucinto nas seções anteriores²⁶, resta agora apresentar algumas peculiaridades do modelo nacional de forma sumarizada, tendo como plano de fundo as discussões em forma de propostas de emenda apresentadas no Senado.

- a) **Áreas Estratégicas:** a proposta do Executivo, em sua concepção original, estabelecia que o modelo de partilha da produção seria aplicável ao perímetro do Pré-Sal (definido na seção 2.1) e a áreas qualificadas como “estratégicas”, estas definidas como regiões com características semelhantes àquelas do Pré-Sal, ou seja, baixo risco exploratório e alto potencial de produção de hidrocarbonetos. Esta disposição, no entanto, foi contestada através de proposta de emenda de autoria do senador Adelmir Santana (DEM/DF), considerando a subjetividade do conceito definido abertamente. Portanto, a fim de delimitar a discricionariedade do Poder Executivo e evitar efeitos negativos sobre a segurança jurídica dos contratos e sobre o montante de participações governamentais dos demais entes federativo, sugeriu-se que o PL 5.938/09 produza efeitos apenas sobre áreas definidas objetivamente.
- b) **Operador e Contratado:** em sua cartilha sobre o Pré-Sal, o MNE coloca que, “considerando que a PETROBRAS é uma empresa estatal, comprometida

²⁶ Sobre as características dos regimes de E&P de hidrocarbonetos, ver Anexo I.

com o desenvolvimento do país, com largo conhecimento técnico para a operação em águas profundas e descobridora dessas importantes riquezas, a ela foram concedidas algumas prerrogativas e obrigações” (MNE, I). Esse compromisso do Governo com a empresa estatal encontrou respaldo na legislação proposta através de duas regras, a saber: operador único e contratação direta.

Em relação ao primeiro ponto, observa-se pelo art. 2º-VI do PL 5.938/09 que, caberá a PETROBRAS, de forma exclusiva, a responsabilidade pela condução e execução, direta e indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção. A contratação direta, a seu turno, se expressa pelo art. 8º e assume que a União, quando da celebração dos contratos de partilha da produção, o poderá fazer diretamente com a PETROBRAS (dispensada a licitação) ou mediante licitação na modalidade leilão, sendo assegurada à empresa uma participação mínima de trinta por cento (30%) no consórcio a ser formado com a empresa pública (PETROSAL – responsável pela gestão dos contratos de partilha de produção no exercício da representação da União), podendo a PETROBRAS participar do certame para ampliar sua participação (art. 14).

Importante ressaltar que esses aspectos foram duramente criticados por aqueles que defendem a manutenção do modelo atual e, que apesar de passarem de forma incólume pela Câmara dos Deputados, foram alvo de propostas de emendas no Senado Federal. Segundo a argumentação contrária, a contratação direta da PETROBRAS fere o dispositivo constitucional que versa sobre o princípio da igualdade e o conjunto definido como procedimento licitatório, uma vez que a empresa, segundo a jurisprudência, definida como uma PJ de direito privado, criada majoritariamente com capital público para explorar atividade econômica, não poderia gozar de qualquer benefício ou privilégio fiscal não extensível às empresas privadas, sob pena de lesar a competitividade, violando os princípios da livre iniciativa, livre concorrência e livre exercício da atividade econômica. A ausência de competição, inclusive, segundo explanação do senador Adelmir Santana, seria contrária ao interesse público por

comprometer a eficiência operacional nas áreas do Pré-Sal. A operação exclusiva, afora o defeito decorrente da mesma falha constitucional explicitada anteriormente, também é igualmente criticada com fundamento na questão operacional, posto que engessaria a própria PETROBRAS em razão do ônus excessivo decorrente da responsabilidade de coordenar simultaneamente todas as atividades na área do Pré-Sal, sem possibilidade de concentrar seus recursos operacionais nos blocos que considere de maior potencial. A existência de um operador único, sobretudo, prejudicaria o pleno desenvolvimento tecnológico e a competitividade da indústria, além de limitar a capacidade regulatória da ANP, posto que esta não poderia destituir o operador em caso de descumprimento das normas técnico-operacionais (IBP, 2009).

Deste modo, registra-se que a eventual aprovação deste tipo de emenda, apesar de não suficiente à satisfação dos interesses privados, certamente contemplaria uma de suas principais reivindicações. Conforme discussão iniciada na sessão 2.2, a unanimidade do modelo de partilha, vista como mecanismo mais adequado a aumentar a apropriação da renda petrolífera pela sociedade, garante, de fato, maior controle pelo Estado, pois, em consequência da propriedade dos hidrocarbonetos, este participa diretamente das atividades de E&P, além de regular e fiscalizar as operações. Posto desta forma, tal medida aparenta um caráter eminentemente compensador e conciliador, já que, além de assegurar a apropriada captura da renda do petróleo via manutenção da proposta do modelo de partilha, tenta manter atrativa a atividade de E&P nas áreas do Pré-Sal, dada a necessidade de virtuosos aportes público-privados para a realização dos investimentos mínimos; e a existência de numerosos interessados nas licitações como requisito à elevação da parcela do excedente em óleo destinada à União.

- c) **Participações Governamentais:** sem a pretensão de se aprofundar nos acalorados debates entre Estados Produtores e aqueles que defendiam uma mudança no modelo de distribuição, o tema concernente às participações governamentais constitui, sem dúvida, a matéria mais controversa do PLC 16/10. Inicialmente, compete destacar que a questão da alteração dos critérios de distribuição das participações governamentais constitui inovação

da Câmara dos Deputados (PLC 16/10), já que a proposta original do Executivo previa que a matéria seria regulada somente posteriormente, valendo, por ora, os coeficientes estabelecidos pela Lei do Petróleo.

Independente dos antecedentes e da polêmica em torno da questão, a “midiática” emenda Ibsen teve seu texto aprovado pelos deputados federais por 369 votos a favor e 72 contra em março deste ano, sendo o projeto encaminhado em sequência ao Senado Federal para apreciação. A emenda aflora do debate iniciado na seção 2.3 e determina que, preservada a parcela da União nos royalties e nas participações especiais, o restante será dividido entre todos os Estados e Municípios segundo os critérios dos fundos constitucionais, sendo válida tanto para nos contratos de partilha como nos contratos de concessão²⁷. Para completar o estado-da-arte, caberia a União, como fiadora principal do pacto federativo e maior receptora dos royalties e participações especiais arrecadados, estabelecer mecanismos de compensação aos Estados e Municípios que sofressem redução de suas receitas em virtude da nova legislação a partir de sua própria renda.

Antes de avaliar os impactos dessa emenda sobre as esferas sub-nacionais, cumpre lembrar entendimento do Ministro do STF, Gilmar Mendes, a acerca da ilegalidade da proposta. A emenda Ibsen, de acordo com posição firmada pelo Ministro, esbarra em critérios legais, considerando que a redistribuição de recursos é baseada no atual modelo de divisão de recursos do Fundo de Participação dos Estados, sendo este já declarado inconstitucional pela Suprema Corte do Brasil. Outro ponto importante a se destacar diz respeito à atuação do Senado Federal, uma vez que projeto de lei aprovado pela Câmara já recebeu inúmeras propostas que alteram a disposição original acerca da distribuição das receitas governamentais, haja vista os diversos interesses envolvidos na matéria. Em geral, tais emendas procuraram restabelecer a vigência dos contratos de concessão em áreas já licitadas e propor uma distribuição de royalties mais justa na visão de alguns senadores, restituindo a Estados e Municípios produtores aquilo que a legislação atual lhe garante (senador Francisco Dornelles – PP/RJ). Estas medidas, na visão

²⁷ Nas palavras do deputado federal Ibsen Pinheiro (PMDB/RS), “é justo que o petróleo explorado pertença a todos os brasileiros, pois todos somos iguais perante a lei”.

do legislador, seriam essenciais à preservação do ato jurídico perfeito expresso pelo contrato e à conservação da estrutura dos governos locais, tendo em vista a garantia constitucional de compensação financeira (art. 20, CF 88). Ressalta o senador que, atualmente, os Estados produtores já se encontram em posição desfavorável, posto que a Carta Cidadã determina que o ICMS do petróleo, ao contrário do que ocorre com outros produtos, deve ser pago no Estado de consumo, e não no Estado onde é produzido²⁸. Por fim, destaca o senador Gerson Camata (PMDB/ES) que, conforme visto na seção 2.3, a situação dos Estados e Municípios produtores de petróleo e gás natural já se encontra deveras prejudicada, pois, além dos impactos ambientais, a atividade petrolífera estimula a imigração para os centros produtores, o que aumenta a demanda por serviços públicos de educação, saúde, segurança, ou provimento de infra-estrutura.

Outro detalhe importante introduzido pelo Senador Federal diz respeito às novas receitas governamentais devidas sob o regime de produção, a saber: participação especial e compensação pela emissão de gases do efeito estufa. A primeira proposta, de autoria dos senadores Tasso Jereissati (PSDB/CE) e Cristovam Buarque (PDT/DF), além de retomar um tipo de participação governamental já estipulada anteriormente, estabelece um novo esquema de distribuição de recursos ao criar o FUNDEP (Fundo do Petróleo para a Formação de Poupança e Desenvolvimento da Educação Básica), tendo por objetivo primário financiar a educação básica e reduzir a dívida pública. O segundo tipo de receita, cuja discussão já havia se iniciado na Câmara dos Deputados²⁹, foi bem recepcionada pelos senadores, considerando as diversas disposições apresentadas em defesa do meio ambiente.

Em suma, ao contrário do consenso em torno do regime de partilha de produção, a questão da distribuição das rendas extraordinárias geradas pela atividade petrolífera ainda continua em foco. Se permanecem controvérsias

²⁸ Segundo estimativas do senador, os Estados produtores deixam de arrecadar mais de R\$ 10 bilhões por ano em função da característica do ICMS.

²⁹ Três por cento (3%) dos royalties provenientes da lavra em plataforma continental serão reservados para a constituição de Fundo Especial para o desenvolvimento de ações e programas para a mitigação e adaptação às mudanças climáticas, bem como para proteção do meio ambiente marinho (PLC 16/2010).

sobre a possível concentração dos royalties em algumas esferas sub-nacionais, resta evidente a questão de quanto e como gastar, conforme apresentado na seção 2.3. A abundância de reservas de petróleo, dependendo da forma como é gerida, pode se tornar uma benção ou uma maldição. Se bem gerida, a renda do petróleo pode trazer importantes benefícios, seja proporcionando padrões mais elevados para sua população, seja suprimindo a carência de bens públicos e, principalmente, investimentos em infra-estrutura. Por outro lado, a natureza da receita petrolífera (exaurível, volátil, incerta e predominantemente originada no exterior) cria problemas complexos sobre a sustentabilidade e a alocação intergeracional da renda apropriada pelo setor público (Gobetti, 2009).

2.4.2 PL 5.939/2009: Pré-Sal Petróleo S.A (Petrosal)

O PL 5.939/09 foi apresentado ao Senado Federal em meados de 2009 e, diferente do projeto de lei anterior, já teve sua redação final sancionada pela Presidência da República em agosto deste ano sob o nº 12.304. A lei, de acordo com seu caput, tem por finalidade autorizar o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Pré-Sal Petróleo S.A (PETROSAL), a semelhança do modelo norueguês de E&P de petróleo e gás natural³⁰. Conforme exposição do MNE, a principal função da PETROSAL residirá na representação dos interesses da União nas operações na área do pré-sal, sob a ótica empresarial, enfatizando em sua atuação os aspectos técnicos e econômicos, participando da gestão dos contratos de partilha da produção e de comercialização de petróleo e gás natural da União, além de assegurar o cumprimento da exigência de conteúdo local mínimo, no âmbito

³⁰ O setor E&P norueguês é um dos mais desenvolvidos do mundo. Sem dúvida, além das grandes reservas de hidrocarbonetos existentes em sua plataforma continental, o regime jurídico-regulatório norueguês, aliado à segurança jurídica e o ambiente de negócios encontrados no país, contribuiu significativamente para a atração de OCs domésticas e multinacionais. Na Noruega, é marcante a presença do Estado em várias das etapas da cadeia de petróleo e gás natural, por meio de diversos agentes como: StatoilHydro, empresa estatal de capital misto, responsável pela operacionalização das atividades; Petoro, companhia estatal responsável por gerenciar o portfólio de participações diretas do governo norueguês nas atividades petrolíferas, denominado SDFI (State's Direct Financial Interest), com vistas à maximizar a receita do Estado no LP; Gassco, companhia estatal responsável pela administração da rede de gasodutos utilizados para transportar o gás natural produzido na plataforma continental até as instalações em terra (Bain & TozziniFreire, 2009).

dos comitês operacionais, e representar a União nos acordos de individualização da produção (MNE I, 2009)³¹. Segundo o mesmo documento, a PETROSAL exercerá o seu papel de gestora dos contratos por meio do comitê operacional³² (órgão de deliberação do consórcio) no qual a empresa terá a Presidência, sendo detentora do poder de veto e do voto de qualidade em determinadas questões fixadas no contrato de partilha.

Enxuta em termos de pessoal, porém dotada de corpo técnico de alta qualificação, a PETROSAL atenderia uma das principais dificuldades relacionadas ao contrato de partilha, isto é, o complexo cálculo relativo à remuneração dos agentes, considerando as peculiaridades do regime de partilha da produção. Nesse sentido, como todos os custos são recuperados pelo contratante em caso de descoberta comercial, faz-se necessário o monitoramento permanente de todas as atividades sob o regime de partilha de produção, de forma que a eficiência esteja presente em todas as etapas (PL 5.939/09). Em última instância, caberá à nova empresa, a semelhança da norueguesa PETORO, atuar de forma a maximizar o excedente em óleo arrecadado em favor do Estado brasileiro. Outro importante dispositivo em defesa do interesse público diz respeito à proibição da advocacia administrativa através do instituto da “quarentena” (art. 12, § 4) que impede os membros da Diretoria Executiva da PETROSAL de prestar, direta ou indiretamente, serviços à empresa integrante de indústria correlata por um período de quatro (4) meses após deixarem seus cargos. Apesar do reduzido período estipulado, tal mecanismo é fundamental à administração dos objetivos da empresa, já que reduz a influência privada nas decisões colegiadas.

Afora a PETROSAL, outros agentes institucionais foram incluídos no modelo de regulação proposto pelo Executivo (PL 5.938/09), a saber:

³¹ Art. 33 (PL 5.938/09): o procedimento da individualização da produção de hidrocarbonetos deverá ser instaurado quando se identificar que a jazida se estende além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha da produção. O objetivo da unitização (individualização) é a otimização e eficiência da produção de uma mesma jazida, de forma equitativa e racional, com rateio da produção em bases proporcionais às dimensões da área detida por cada agente (Bain & TozziniFreire, 2009). Uma importante observação sobre os acordos de individualização da produção é que, conquanto a lei reservou tal competência à PETROSAL, as diretrizes do acordo ficaram a cargo da ANP.

³² Dentre as atribuições do comitê operacional, destacam-se a competência para avaliar, técnica e economicamente, os planos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás natural, sempre submetidos à análise e à aprovação da ANP.

- a) **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)**: propor ao Presidente da República o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha da produção, a política de comercialização de petróleo e gás natural destinados à União, as regiões a serem classificadas como área do Pré-Sal, os blocos que serão destinados à contratação direta da PETROBRAS e os que deverão ser submetidos a leilão.
- b) **Agência Nacional do Petróleo**³³ (ANP): regularizar e fiscalizar as atividades a serem realizadas sob o regime de partilha de produção, cabendo-lhe, entre outras atribuições, a elaboração dos editais de licitação e a promoção de leilões, segundo as diretrizes do MNE, e estudos visando à delimitação de blocos, para efeitos de concessão ou contratação sob o regime de partilha da produção.
- c) **Ministério de Minas e Energia (MNE)**: celebrar, em nome da União, os contratos de partilha da produção e, ouvida a ANP, propor ao CNPE os blocos a serem objeto de concessão ou partilha da produção. Deverá, ainda, propor a CNPE os parâmetros técnicos e econômicos desses contratos, tais como os critérios para a definição do excedente da União, bem como o percentual mínimo, o valor do bônus da assinatura e o conteúdo local mínimo (proporção entre o valor dos bens produzidos e os serviços prestados no País para a execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para esta finalidade).

Todo esse conjunto institucional estabelecido pelo Governo sugere a existência de um plano mestre, apoiado, principalmente, na garantia de êxito do novo modelo de partilha da produção para a área do Pré-Sal. Por conseguinte, tal legislação se mostra compatível com a discussão iniciada na sessão 2.2 no tocante a exploração das novas reservas de petróleo, na medida em que procura transformar as potencialidades do Pré-Sal em benefícios para a sociedade através da maximização da renda tomada.

³³ Segundo cartilha do MNE (MNE I, 2009), a diversidade de objetivos impede que os órgãos já existentes exerçam as competências da PETROSAL, ou seja, representação econômica dos interesses da União. Portanto, ANP permanecerá como órgão fiscalizador e regulador; o MNE terá como atribuições a condução do planejamento e das políticas do Governo; por fim, a PETROBRAS será responsável pelas atividades de E&P de petróleo (a PETROSAL não será operadora).

2.4.3 PL 5.940/2009: Fundo Social

O projeto de lei relativo à criação do Fundo Social (FS), também pertencente ao pacote legislativo sobre o novo regime jurídico-exploratório do petróleo, atualmente está em discussão na Câmara dos Deputados, considerando o término, em junho deste ano, dos trabalhos do Senado Federal sobre a matéria. O projeto original (PL 5.941/09), aliás, já teve sua estrutura modificada, considerando que o mesmo foi apensado pelos senadores ao projeto central que discute as diretrizes do novo modelo de regulação³⁴ (regime de partilha da produção). Logo, de forma análoga ao PL 5.938/09, toda a redação sobre o FS ainda é passível de alteração pelos deputados, bem como aprovação ou mesmo rejeição do texto. Assim, tendo em vista esse impedimento prático, a análise do projeto de lei se concentrará nos aspectos teóricos decorrentes do novo marco regulatório, com especial atenção aos impactos das rendas extraordinárias sobre a economia brasileira.

Conforme mensagem anexa ao PL 5.940/09, o FS constitui-se num instrumento essencial para maximizar os benefícios para o País das receitas oriundas das atividades petrolíferas, em função da natureza distinta destas em relação às demais receitas governamentais (caráter não-renovável e conseqüente finitude; volatilidade dos preços). Ademais, dependendo da condução das políticas fiscal e monetária do governo, a abundâncias das receitas advindas da exportação de recursos naturais pode acarretar graves prejuízos econômicos, em especial em regime de câmbio flutuante³⁵. Espelhando-se no exemplo de sucesso da Noruega, os autores Barbi e Silva enumeram cinco fatores que explicam como a Noruega

³⁴ Somente o projeto de autoria do senador Pedro Simon (PMDB/RS) que versa sobre a compensação dos Estados Produtores em razão da emenda Ibsen foi mantido no PLC 7/2010 devolvido a Câmara dos Deputados.

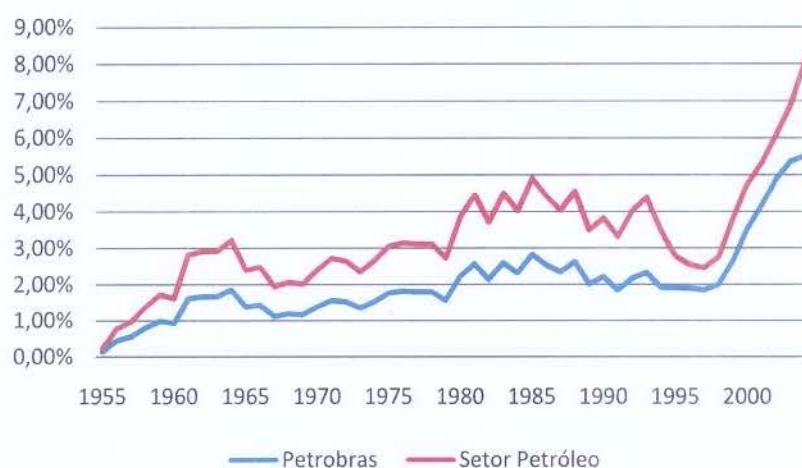
³⁵ A experiência internacional demonstra que a abundância em recursos naturais nem sempre constitui sinônimo de desenvolvimento socioeconômico. Notadamente em relação ao petróleo, o que se verifica, na prática, é que poucos países conseguiram converter a chamada “maldição dos recursos naturais” em uma benção, dados os inúmeros conflitos gestados tanto a nível interno como externo. A respeito desse tema, vários autores alertam para a questão da “doença holandesa” e “maldição do petróleo”. A primeira situação refere-se a uma entrada massiva de capitais estrangeiros oriundos da comercialização do petróleo que, ao apreciar a taxa de câmbio, reduz a competitividade internacional das exportações, podendo causar movimentos de desindustrialização. A segunda situação, em complemento à doença holandesa, diz respeito à excessiva dependência de alguns países em relação à receita da atividade petrolífera, sujeitando-se, portanto, as inclinações de preço pactuadas no mercado, com efeitos danosos à economia local.

escapou da doença holandesa: disciplina fiscal (quitação da dívida externa e criação de um Fundo Soberano); política de spillover tecnológico (ênfase no desenvolvimento do conhecimento local); educação (canalização dos recursos para educação e P&D); políticas contra-cíclicas (manejo do Fundo Social em resposta às oscilações de rendas petrolíferas); política industrial (ênfase em conhecimento, progresso técnico e capital humano). De modo geral, a criação do Fundo Social brasileiro resulta da explicitação e aprofundamento dessas questões.

De acordo com a seção I do projeto de lei que discute a criação do FS, este seria constituído com a finalidade de: (I) constituir poupança pública de longo prazo; (II) oferecer fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia, do meio ambiente, além das proposições legislativas incluídas na proposta do Executivo (esporte; saúde pública; previdência; mitigação e adaptação às mudanças climáticas); (III) mitigar as flutuações da renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e outros recursos não-renováveis (PLC 7/2010). Sobre esse aspecto, verifica-se, num primeiro momento, que o desafio relativo à multiplicidade de objetivos do FS é diretamente proporcional à capacidade de gestão do mesmo. Assim, para conciliar tantas exigências em meio à situação de carência histórica de recursos (experiência bem distinta do quadro norueguês) o funcionamento do Conselho Deliberativo do Fundo Social (CDFS) deverá primar pelas melhores técnicas de gestão e estruturas de governança, de modo a garantir o cumprimento dos objetivos definidos por lei. Importante ressaltar também que o PLC 7/2010 estabelece que, a gestão do FS, em função de seus objetivos diversos, guardará íntima vinculação com os instrumentos de planejamento orçamentário (PPA, LDO, LOA, isto é, situado nas diretrizes do orçamento-programa), o que, em tese, significa rigidez na disposição dos recursos. Dada as dificuldades em se traduzir todo este corpo teórico em resultados práticos satisfatórios, o estudo de Bain & TozziniFreire procura iluminar o assunto. Segundo relatório encomendado pelo BNDES, seria recomendável que o FS delineasse por metas iniciais objetivos estratégicos e acumulativos no curto prazo, para, em seqüência, focar-se na questão da estabilização. Sob essa lógica de argumentação, é razoável afirmar que, ao menos nos primeiros anos de exploração do pré-sal,

antes que a produção destes campos atinja seu ápice, não haverá uma imediata concentração das receitas do governo no setor petrolífero³⁶. Esta análise encontra fundamento no trabalho de Aragão sobre a estimativa da participação do setor petrolífero em relação ao PIB brasileiro ao longo dos anos, conforme ilustra o gráfico 11. Deste modo, de acordo com a metodologia desenvolvida pela autora, no último ano considerado (2004), a contribuição do petróleo ao PIB nacional foi de 8,11%, situação bem distinta de nossa vizinha Venezuela, onde as receitas de exportação em razão da atividade petrolífera representam 75% do total arrecadado, metade da arrecadação pública e cerca de 1/3 do PIB.

Gráfico 11: Participação no VA do setor do petróleo e PETROBRAS no PIBpm



Fonte: Aragão 2005

³⁶ Entre os possíveis objetivos dos FS, destacam os autores: fundos de estabilização, criados para proteger o orçamento governamental e a economia como um todo de oscilações de preços das commodities em economias altamente dependentes de suas receitas; fundos de acumulação, cuja finalidade é acumular e rentabilizar ativos visando à preservação da riqueza nacional para as gerações futuras, além de esterilizar ao menos parte das receitas correntes, a fim de obter um melhor retorno intertemporal dos gastos governamentais (a rápida injeção de recursos na economia e a conseqüente expansão fiscal, além de gerar apreciação cambial, suscitam pressões inflacionárias no país, afetando sua estabilidade macroeconômica); fundos estratégicos, que canalizam as receitas do FS para fins estratégicos, segundo a suficiência de investimentos para desenvolver satisfatoriamente setores da economia doméstica considerados estratégicos para o Estado e a necessidade tida pelo governo de diversificar suas fontes de receitas. Considerando o modelo de FS proposto pelo Executivo, percebe-se uma nítida inclinação para projetos com potencial de elevar o padrão de vida da população no futuro, com especial atenção a educação, o que implica em uma visão de retorno mais em longo prazo (paralelamente, setores com carência de recursos, como infra-estrutura em geral, não foram contemplados devidamente pelo projeto de lei, assim como questões relativas à diversificação da cadeia produtiva com vistas ao aumento da competitividade nacional, encadeamentos industriais e mitigação da doença holandesa).

Outro ponto fundamental relativo ao FS diz respeito aos respectivos parâmetros de entrada e saída de recursos. Conforme denota art. 49 do projeto em discussão, constituem receitas do FS: (I) parcela do valor do bônus de assinatura destinada ao FS pelos contratos de partilha de produção; (II) parcela dos royalties que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção; (III) receita advinda da comercialização de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluídos; (IV) os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades, afora outros recursos destinados ao FS por lei; (V) os royalties e a participação especial das áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União (acrescido por emenda legislativa)³⁷. Outra inovação em relação ao projeto original introduzida pelos legisladores aponta a importância do capital humano, posto que cinquenta por cento (50%) da receita auferida pelo FS deverá ser aplicada em programas direcionados ao desenvolvimento da educação pública, básica e superior, sendo o mínimo de oitenta por cento (80%) destinados à educação básica e infantil. Acerca da política de investimentos do FS, dispõe o art. 51 que os recursos do FS para aplicação nos programas e projetos definidos em seus objetivos deverão ser resultantes do retorno sobre o capital. Esse aspecto, também inserido no seio do processo legislativo, é essencial para evitar uma dilapidação do patrimônio do FS perante as elevadas necessidades de gastos correntes. Conforme discutido anteriormente, no âmbito institucional, caberá ao CDFS deliberar sobre a prioridade e a destinação dos recursos resgatados do FS, enquanto que Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social (CGFFS) será revestido da atribuição de definir a política de investimentos do FS, através da estipulação de critérios de rentabilidade mínima esperada; montante a ser resgatado anualmente; tipo e nível de riscos assumidos na realização de investimentos; percentuais, mínimo e máximo, de recursos a serem investidos no exterior e no País; bem como a capitalização mínima a ser atingida antes de qualquer transferência para as finalidades e objetivos definidos em lei.

Conclui-se, portanto, que a criação do FS é indispensável ao processo em voga no país, direcionado a ampliação da participação do Governo no produto do petróleo por meio do modelo de partilha da produção (seção 2.2) e o movimento de

³⁷ Sobre as estimativas de patrimônio do FS em face de cenários previstos, ver anexo IV.

reconcentração das rendas petrolíferas na figura da União em detrimento da contestada distribuição desigual atualmente imposta pela Lei do Petróleo, que além de não orientar a aplicação dos recursos a nível local, dificulta a tarefa de reduzir as desigualdades sociais e regionais (seção 2.3). No entanto, fica evidente que os múltiplos objetivos constituem um desafio adicional a gestão do fundo, pois, se o modelo anterior de utilização de rendas petrolíferas é marcado pela discricionariedade dos gastos, o regramento atual compromete a liberdade do agente público. Por outro lado, a opção feita pelo Governo sobre o ritmo de gastos no contexto intergeracional, isto é, preferência por investimentos de longa maturação com restrições às retiradas de recursos no curto prazo, também é passível de discussão, dada a hipótese de que a economia em países em desenvolvimento tende a crescer a taxas superiores àquelas das economias desenvolvidas. Nesse contexto, preocupações a respeito da solidariedade intergeracional parecem ser muito menos relevantes no primeiro caso, uma vez que as gerações futuras serão muito mais ricas do que as presentes, considerando o atual estágio de desenvolvimento da economia doméstica (Bain & TozziniFreire, 2009). Por fim, a existência de metas sociais genéricas, como combate à pobreza, evidenciam a complexidade das questões inerentes ao FS, exigindo-se, dentre outros aspectos, mecanismos efetivos de transparência, seja com base na publicação de informações financeiras, seja com base na divulgação e no estrito cumprimento das regras de entrada e retirada, como também metas claras de desempenho para tais objetivos a fim de possibilitar a avaliação do impacto dos investimentos.

3. CONCLUSÃO

A premissa desta monografia teve como fundamento a revisão bibliográfica acerca de um tema essencial ao sucesso de qualquer política econômica: petróleo e, sobretudo, o futuro a que se convencionou chamar pré-sal. Assim, a contribuição a que esta se presta incide justamente na análise sobre a forma pelo qual o Governo processou todas as variáveis envolvidas (particularidades do caso brasileiro; experiências internacionais; etc.) com o objetivo de criar um novo marco regulatório para o setor de hidrocarbonetos em face às novas exigências decorrentes de uma das maiores descobertas energéticas deste século. Em um primeiro momento, a proposta se resumiu basicamente ao estudo da atual institucionalidade petrolífera e sua contribuição para a realidade brasileira descortinada pelo pré-sal; em seqüência, procurou-se evidenciar a atuação legislativa do Estado frente a duas questões cruciais: apropriação da renda petrolífera e distribuição / aplicação dos recursos arrecadados.

Sobre a lei do Petróleo, a despeito de resultados que, à primeira vista necessitam de maturação para uma análise mais precisa, importa destacar que os objetivos traçados pela política energética foram supridos, uma vez que o interesse nacional presente na garantia de abastecimento interno foi alcançado. Ainda sobre esse tema, o presente trabalho buscou subsidiar importantes questionamentos: a quebra do monopólio estatal e a adoção do regime de concessão na década de 90 guardam íntima relação com as descobertas do pré-sal ou este vínculo não pode ser claramente determinado?; posto em outras palavras, o arranjo promovido pela lei 9.478/97 pode ser considerado um sucesso? Sem a presunção de se colocar um ponto final neste assunto, os dados obtidos através das estatísticas da ANP apontam que o principal êxito desse modelo residiu, principalmente, sobre a manutenção das taxas de crescimento de reservas e produção de hidrocarbonetos, conduzindo uma trajetória iniciada nos anos 90 e cujo potencial perdurará em razão da área do pré-sal. Por outro lado, vê-se uma empresa nacional fortalecida no período de vigência da lei do Petróleo, seja pela conjuntura interna ou externa, fato que não comprometeu a atratividade do setor, considerando o movimento recente de afirmação das empresas privadas e a evolução dos planos de investimento na área.

Em relação ao movimento estatal de adequação às descobertas do pré-sal, principal foco deste trabalho, percebe-se que o debate nacional foi polarizado nos prováveis efeitos das rendas extraordinárias sobre a sociedade brasileira em detrimento da própria alteração do modelo regulatório de E&P de petróleo e gás natural. Esse viés nos remete a idéia de que o denominado macroconflito constitui ponto mais pacífico entre nossos legisladores, enquanto a segunda questão ainda permanece latente e controversa. Nem por isso tal conflito pode ser diminuído em função da complexidade do assunto. O modelo de partilha da produção, segundo a lógica de argumentação do Governo, é essencial para a concretização das promessas do pré-sal, uma vez que lhe restaura a propriedade estatal sobre os hidrocarbonetos e o papel de provedor ativo e efetivo de políticas públicas. Esse regime, formulado em meio a uma nova ideologia de Estado, esbarra nos interesses das empresas privadas, que vêem a manobra como ameaça à segurança jurídica dos contratos e à atratividade do setor. Argumentam estes que o modelo atual – competitivo, transparente e estável – agregado à elevação dos tributos incidentes sinalizaria o compromisso do governo com o setor petrolífero a fim de viabilizar o sucesso da exploração na área do pré-sal, em consonância com a melhor concepção da função de fomento da atividade privada; destacam, inclusive, que o modelo de concessão é o principal regime jurídico adotado em países desenvolvidos (assim, o regime de concessão é marca do desenvolvimento). A idéia infundida neste trabalho, porém, caminha em outro sentido. As experiências internacionais demonstram que o tipo de regime jurídico adotado em um país tende a refletir o grau de soberania em relação às suas reservas petrolíferas e à sua própria situação energética. Em um extremo, o modelo de concessão, típico de países dependentes (desenvolvidos ou não), tendo a incumbência de atrair as OCs internacionais a fim de explorar as possíveis reservas de petróleo; ao fim, o regime de serviços, característico de grandes exportadores de petróleo que, por reduzir o espaço de atuação das empresas privadas, possibilita um maior controle sobre a produção e comercialização de hidrocarbonetos e, conseqüentemente, aumenta a receita capturada pelo Estado. O modelo de partilha insere-se precisamente neste meio, já que, no caso brasileiro, tende a reduzir a autonomia das demais empresas a favor do Governo. Esta nova situação, entretanto, certamente não afetará o ambiente de negócio, dada as imensas possibilidades de ganho com o pré-sal.

O microconflito, expresso na distribuição interna de recursos, tanto no contexto federativo como na questão intertemporal, segundo exposição anterior, constitui um tema ainda passível discussão. É evidente que a concentração de participações governamentais no estado do Rio de Janeiro supera qualquer idéia de pacto federativo e igualdade regional e que a aplicação de recursos, à semelhança de outros exemplos locais, está distante da excelência de gestão. Porém, a idéia de simples repartição entre todos os Estados se mostra insuficiente para por termo ao conflito. Entende-se que esse artifício, de fato, pulverizaria os recursos entre as unidades federadas, sem resolver o impasse de carência de recursos, além de adicionar outros membros a esta lista problemática. Inclusive, a noção de royalties dificulta uma solução consensual, já que estes constituem uma compensação financeira prevista no texto constitucional em razão dos prejuízos sociais e ambientais decorrentes da atividade petrolífera e não mera transferência de recursos demandada pelos Estados em função do movimento de desconcentração da atividade estatal. Sobre esse tema, entende-se que a tarefa de reduzir as desigualdades regionais encontraria maior respaldo no fundo soberano de petróleo, instrumento eleito pela União para maximizar os benefícios das receitas oriundas da atividade petrolífera. Nesse sentido, a centralização dos recursos na esfera federal se mostra como a solução mais viável para promover o desenvolvimento nacional. Esta configuração, focada no fortalecimento da União, seria essencial para: evitar a que o Brasil padeça da doença holandesa e da maldição do petróleo; compatibilizar o ritmo de gastos intertemporal, fornecendo meios para a sustentabilidade das gerações atuais e futuras; erradicar a pobreza e reduzir as desigualdades sociais e regionais. Por outro lado, a multiplicidade de objetivos, sobretudo os centrados em metas sociais genéricas, tende a replicar o problema decorrente da disposição dos recursos que, se no modelo anterior permite ampla discricionariedade ao administrador, neste, restringi suas opções de gasto.

Estas foram as questões abordadas neste trabalho que, como metodologia aplicada, procurou utilizar-se da literatura existente para organizar o debate nacional sobre os conflitos que emergem do fundo do mar.

4. ANEXOS

4.1 Regimes Jurídico-Exploratórios de E&P de Hidrocarbonetos

1) Concessão: o titular dos direitos sobre os hidrocarbonetos – via de regra o Estado – concede a uma ou mais Companhias de Petróleo (OC) nacionais ou estrangeiras exclusividade na E&P de hidrocarbonetos, por sua conta e risco, em determinada área; como o Estado hospedeiro normalmente não participa diretamente da atividade, sua contrapartida é dada através do pagamento de tributos e participações governamentais (geralmente royalties) pela OCs (Bain & TozziniFreire, 2009).

2) Partilha da Produção: é um contrato entre o Estado hospedeiro, via de regra através de sua OC nacional, e a OC, cabendo a esta conduzir as atividades de E&P a seu próprio risco e custo. Uma vez encontradas reservas comercializáveis, a OC recebe sua parte dos hidrocarbonetos produzidos como compensação (custo em óleo). A parcela remanescente (excedente em óleo) corresponde à parcela da produção que será partilhada entre o país produtor e a OC, segundo os termos estabelecidos em contrato (Bain & TozziniFreire, 2009).

3) Contrato de Serviços: geralmente adotado naqueles Estados em que o direito de explorar ou produzir hidrocarbonetos é atribuição exclusiva da OC nacional, não se prevendo outorga às OCs. No regime de serviços, o pagamento aos prestadores de serviços é feito em espécie e os contratados não correm qualquer risco na exploração das jazidas, ou seja, o pagamento pelo serviço prestado independe, portanto, da descoberta de reservas (contrato sem risco). É importante destacar que existe outra modalidade contratual no Regime de Serviços que prevê a fixação de um contrato de serviço com cláusula de risco no qual o pagamento à OC contratada pode ser feito em petróleo ou por meio desconto no preço de compra do barril pela OC (Bain & TozziniFreire, 2009).

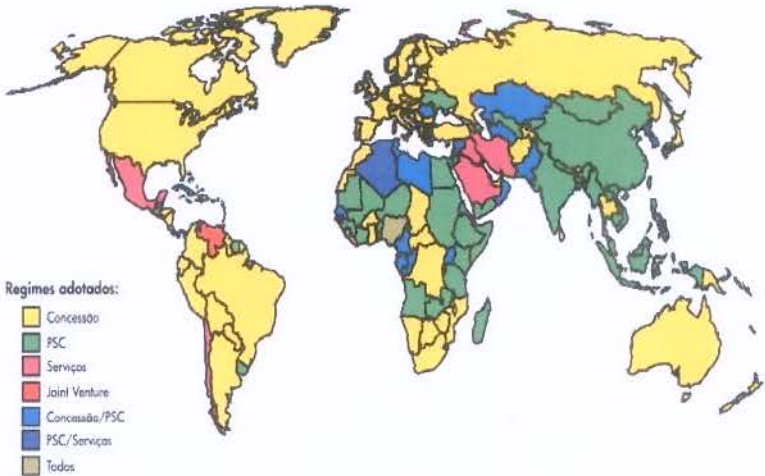
4) Join Venture: consiste na formação de uma sociedade com vínculo específico, sendo utilizado em países produtores cujas OCs nacionais são atuantes na atividade de E&P e geralmente detêm o direito originário de realizar essas atividades (Venezuela) (Bain & TozziniFreire, 2009).

Tabela 6 – Principais Características dos Regimes Jurídico-Exploratórios

	Concessão	Partilha	Serviços	Join Venture
Remuneração do Governo	Participações governamentais (royalties)	Compartilhamento do excedente em óleo	Advinda da venda do petróleo	Parcela dos lucros da operação
Propriedade dos Hidrocarbonetos	OC	Compartilhado entre o Estado e a OC	Estado	Dividido entre o Estado e a OC
Risco / Capital Empregado	OC	OC	NOC (contrato sem risco)	Compartilhado

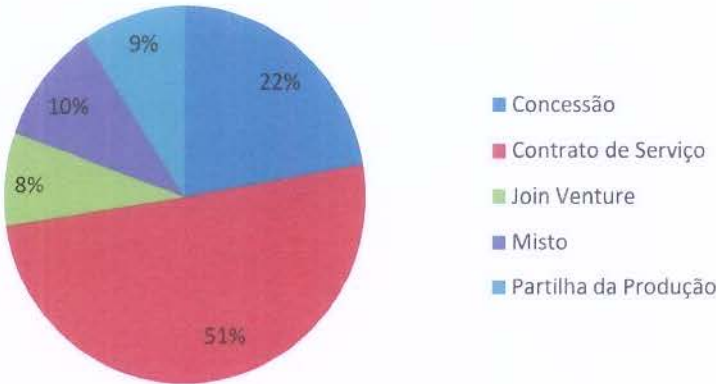
Fonte: Bain & TozziniFreire, 2009

Figura 3 – Distribuição Geográfica dos Regimes Jurídico-Exploratórios



Fonte: Bain & TozziniFreire, 2009

Gráfico 12 – Regimes Jurídico-Exploratórios (% Reservas Mundias em 2009)



Fonte: Elaboração Própria

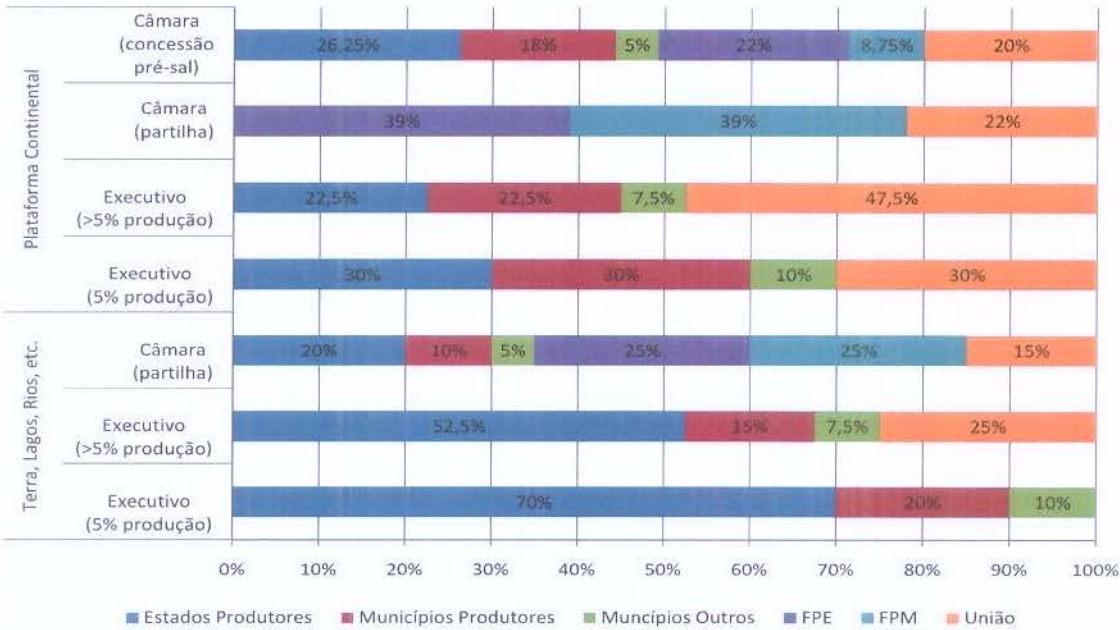
Tabela 7 – Particularidades dos Regimes Jurídico-Exploratórios

	Positivas	Negativas
Concessão	1) Fiscalização mais simples, principalmente dos mecanismos de tributação, especialmente quando comparado ao regime de Partilha; 2) Padronização jurídica de todos os contratos, facilitando o entendimento das regras do jogo para as OCs; 3) Grande atratividade de investimentos privados, principalmente pelo fato da OC ser proprietária do petróleo e ter a possibilidade de contabilizar essas reservas.	1) Como a propriedade da produção é da OC, o controle sobre a produção e comercialização deve ser previsto no marco jurídico-regulatório do país produtor (limitação ao direito de propriedade da OC); 2) A padronização dos contratos prejudica a flexibilização das condições específicas para cada operação; 3) Como o Estado, via de regra, não é remunerado pela produção in natura, sua contrapartida depende da eficácia de instrumentos de taxaço sobre os ganhos das OCs.
Partilha da Produção	1) Controle da propriedade dos hidrocarbonetos pelo Estado; 2) Atribuição ao Estado de instrumentos de controle e destinação dos hidrocarbonetos produzidos, por receber participação em óleo e por ter ingerência nas atividades por meio da OC nacional; 3) A autonomia do contrato de partilha da produção (self-contained) permite maior estabilização contratual e segurança jurídica, fato que tornou comumente usado para atrair investimentos no setor em países com quadro institucionais estáveis.	1) O regime de Partilha da Produção geralmente envolve a participação de uma OC nacional com capacidade gerencial e empresarial, o que demanda ao Estado investimentos numa estrutura administrativa e empresarial; 2) A fórmula de remuneração das partes (custo em óleo e excedente em óleo) é extremamente complexa, em especial nas questões relativas ao cálculo e fiscalização dos custos das OCs recuperáveis a título de custo em óleo.
Contrato de Serviços	1) Possibilidade de captura de níveis de government take, em teoria, máximos, pois a OC nacional seria proprietária de 100% dos lucros das operações (a captura dos lucros é tanto maior for o preço de mercado dos hidrocarbonetos produzidos);	1) Reduzida atratividade para investimento das OCs, pois elas não podem contabilizar em seu patrimônio as reservas de petróleo e gás; 2) A OC nacional é, nos contratos de serviço propriamente ditos,

	2) Maior facilidade na implantação de mecanismo de controle sobre o ritmo de da produção, principalmente de mecanismo institucionais (maior eficácia); 3) Flexibilidade para estabelecer distintas “regras do jogo” em cada área de produção, através de contratos de serviços diferentes.	responsável pelos riscos exploratórios, embora possa transferir esse risco às OCs, caso opte pela adoção de contratos de risco. Além disso, OC nacional é responsável pelos investimentos em E&P e, portanto, necessita de recursos financeiros para tal; 3) A OC nacional, no regime de serviços, deve possuir uma estrutura organizacional com razoável experiência operacional, pois tem a incumbência de gerir a OC como prestador de serviços, bem como os parâmetros operacionais relevantes que são base de compensação das OCs.
Join Ventures	1) Possibilidade de captura de altos níveis de government take, pois a OC nacional, como participante da join venture, recebe parte dos lucros da operação que se somam à arrecadação governamental; 2) Maior controle sobre a produção, comercialização e operações, uma vez que a OC nacional participa das deliberações no âmbito da join venture.	1) A OC nacional deve contribuir com os investimentos em capital necessários às atividades na join venture; 2) Assim como no regime de serviços, como participante da join venture, a OC nacional passa a ser co-responsável por outros riscos intrínsecos à atividade de E&P, como riscos ambientais e trabalhistas; 3) A OC nacional, nesse regime, deverá possuir uma estrutura organizacional com capacidade de governança de todas as join venture instituídas, pois passa a ser papel dela representar o Estado em cada uma das associações.

4.2 Modelo de Repartição das Participações Governamentais: Proposta Executivo (PL 5.938/09) x Proposta Câmara dos Deputados (PLC 16/10)

Gráfico 13: Critérios de Repartição de Royalties



Fonte: PL 5.941/09 e PLC 16/10

NOTA 1 (proposta Executivo – PL 5.938/09, art. 50): até que seja publicada legislação específica para o regime de partilha de produção, os royalties devido pelo contratado sob o regime de partilha de produção observará o disposto nas leis nº 7.990/89 e 9.478/97.

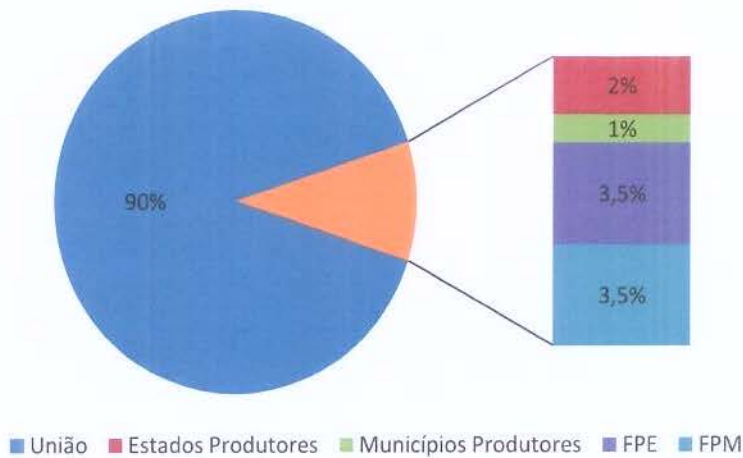
NOTA 2 (proposta Câmara – PLC 16/10, art. 43, § 1º): os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de produção comercial do cada campo, em montante correspondente a quinze por cento (15%) da produção de petróleo e gás natural (não há diferenciação de alíquotas no pagamento de royalties sob o regime de partilha da produção).

NOTA 3 (União – plataforma continental): Executivo parcela 5% (30% = 20% Comando da Marinha + 10% Fundo Especial a ser distribuído a todos os Estados, Territórios e Municípios); Executivo parcela excedente a 5% (47,5% = 25% Ministério da Ciência e Tecnologia + 15% Comando da Marinha + 7,5% Fundo Especial a ser distribuído a todos os Estados, Territórios e Municípios); Câmara partilha (22% = 19% Ministério da Ciência e Tecnologia e Comando da Marinha + 3% Fundo para o meio ambiente); Câmara concessão (20% = 12% Ministério da Ciência e Tecnologia + 8% Comando da Marinha).

NOTA 4 (União – produção em terra): Executivo parcela excedente a 5% (25% = Ministério Ciência e Tecnologia); Câmara partilha (15% = Ministério Ciência e Tecnologia).

NOTA 5 (abreviações / definições): Municípios Outros (município com (ou afetados) instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural); FPE (fundo de participação dos Estados e Distrito Federal); FPM (fundo de participação dos Municípios).

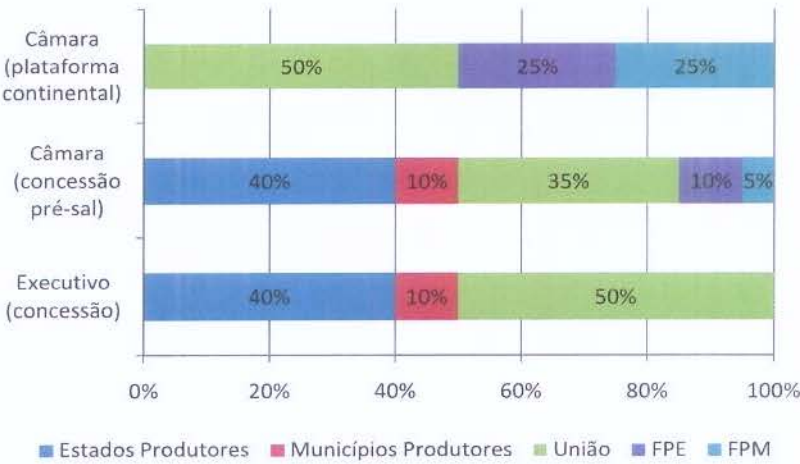
Gráfico 14: Critérios de Repartição do Bônus de Assinatura na Partilha



Fonte: PLC 16/10

NOTA 1: segundo o PL 5.938/09 (art. 42, § 2), o bonus de assinatura não integra o custo em óleo e corresponde a valor fixo devido à União, pelo contrato, e será estabelecido pelo contrato de partilha de produção, devendo ser pago no ato da sua assinatura.

Gráfico 15: Critérios de Repartição Participação Especial



Fonte: PL 5.941/09 e PLC 16/10

NOTA 1: a participação especial não foi prevista como receita governamental para o modelo de partilha de produção no PL 5.938/09; portanto, somente vigente para os casos de grande volume de produção ou rentabilidade sob o regime de concessão, de acordo com a Lei 9.478/97 (proposta Executivo). No entanto, a redação da Lei do Petróleo também foi alterada pelo PLC 16/2010 (proposta Legislativo).

NOTA 2: a repartição do bônus de assinatura, assim como os novos critérios de distribuição de royalties e PE de petróleo aprovados pela Câmara não foram contemplados pelo PLC 7/2010 aprovado pelo Senado, exceto a distribuição da parcela restante dos royalties e PE com base no FPE e FPM.

4.3 Segmentação do Setor de Serviços e Equipamento de E&P de Petróleo

Figura 4 – Segmentos Primários



Fonte: Bain & TozziniFreire, 2009

4.4 Projeções Pré-Sal

Tabela 8 – Simulação I de Arrecadação Pré-Sal

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 a 2082	2083	2084	2085	2086	2087	Total
Produção (mi barris/ano)	90	180	270	360	540	720	540	360	270	180	90	49,7 bi
Extração (mi barris/dia)	0,25	0,50	0,75	1,00	1,50	2,00	1,50	1,00	0,75	0,50	0,25	
Petróleo = US\$ 40/ barril												
Royalties	0,4	0,7	1,1	1,3	2,1	2,9	2,1	1,3	1,1	0,7	0,4	198,7
PE	0,2	0,9	1,5	2,3	3,3	4,4	3,3	2,1	1,5	1,0	0,3	303,4
Total (US\$ bi)	0,6	1,6	2,6	3,6	5,4	7,3	5,4	3,6	2,6	1,7	0,7	502,1
Petróleo = US\$ 70/ barril												
Royalties	0,6	1,3	1,9	2,5	3,8	5,0	3,8	2,5	1,9	1,3	0,6	347,8
PE	0,7	2,3	4,0	5,7	8,8	11,9	8,8	5,7	4,1	2,6	1,1	815,4
Total (US\$ bi)	1,3	3,6	5,9	8,2	12,6	16,9	12,6	8,2	6,0	3,8	1,7	1.163,1
Petróleo = US\$ 100/ barril												
Royalties	0,9	1,8	2,7	3,6	5,4	7,2	5,4	3,6	2,7	1,8	0,9	496,8
PE	1,1	3,8	6,5	9,2	14,3	19,3	14,3	9,2	6,7	4,2	1,7	1.327,4
Total (US\$ bi)	2,0	5,6	9,2	12,8	19,7	26,5	19,7	12,8	9,4	6,0	2,6	1.824,2

Fonte: IEDI, 2008

NOTA (pressupostos): volume reservas (50 bilhões de barris de petróleo); custo de extração (US\$ 20/b); alíquota royalties (10%); alíquota PE (40%); pico de produção (2 milhões de barris por dia entre 2018 a 2082).

Tabela 9 – Simulação II de Arrecadação Pré-Sal

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 a 2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	Total
Produção (mi barris/ano)	90	180	270	360	540	720	900	1.080	900	720	540	360	270	180	90	72 bi
Extração (mi barris/dia)	0,25	0,50	0,75	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00	2,50	2,00	1,50	1,00	0,75	0,50	0,25	
Petróleo = US\$ 40/ barril																
Royalties	0,5	1,1	1,6	2,2	3,2	4,3	5,4	6,5	5,4	4,3	3,2	2,2	1,6	1,1	0,5	432,0
PE	0,4	1,3	2,3	3,2	5,0	6,8	8,5	10,3	8,5	6,8	5,0	3,2	2,4	1,5	0,6	683,3
Total (US\$ bi)	0,9	2,4	3,9	5,4	8,2	11,1	13,9	16,8	13,9	11,1	8,2	5,4	4,0	2,6	1,1	1.115,3
Petróleo = US\$ 70/ barril																
Royalties	0,9	1,9	2,8	3,8	5,7	7,6	9,5	11,3	9,5	7,6	5,7	3,8	2,8	1,9	0,9	756,0
PE	1,0	3,7	6,4	9,1	14,1	19,1	24,1	29,0	24,1	19,1	14,1	9,1	6,6	4,2	1,7	1.927,9
Total (US\$ bi)	2,0	5,6	9,3	12,9	19,8	26,6	33,5	40,4	33,5	26,6	19,8	12,9	9,5	6,0	2,6	2.683,9
Petróleo = US\$ 100/ barril																
Royalties	1,4	2,7	4,1	5,4	8,1	10,8	13,5	16,2	13,5	10,8	8,1	5,4	4,1	2,7	1,4	1.080,0
PE	1,7	6,2	10,6	15,0	23,2	31,4	39,6	47,8	39,6	31,4	23,2	15,0	10,9	6,8	2,7	3.172,5
Total (US\$ bi)	3,1	8,9	14,6	20,4	31,3	42,2	53,1	64,0	53,1	42,2	31,3	20,4	15,0	9,5	4,1	4.252,5

Fonte: IEDI, 2008

NOTA (pressupostos): volume reservas (72 bilhões de barris de petróleo); custo de extração (US\$ 20/b); alíquota royalties (15%); alíquota PE (70%); pico de produção (3 milhões de barris por dia entre 2020 a 2080).

5. BIBLIOGRAFIA

AFONSO, José Roberto; CASTRO, Kleber Pacheco de. **Tributação do setor de petróleo: evolução e perspectivas**. Texto para Discussão nº 12, 2010. Disponível em: <http://www.esaf.fazenda.gov.br/esafsite/Biblioteca/arquivos/100616-ESAF-TributacaoPetroleo.pdf>. Acesso em: set/2010.

ALEXANDRINO, Marcelo; PAULO, Vicente. **Direito administrativo descomplicado**. 16. Ed. São Paulo: Método, 2008.

ALMEIDA, Julio Sérgio Gomes de; BELLUZZO, Luiz Gonzaga. **O pré-sal é amanhã**. *Carta Capital*, 25 set. 2009. Disponível em: <http://www.cartacapital.com.br/app/materia.jsp?a=2&a2=7&i=5115>. Acesso em: set/2010.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2001**. Rio de Janeiro: ANP, 2001. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=661>. Acesso em: jun/2010.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2009**. Rio de Janeiro: ANP, 2010. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=661>. Acesso em: set/2010.

ARAGÃO, Amanda Pereira. **Estimativa de contribuição do setor do petróleo ao produto interno bruto brasileiro: 1955-2004**. Tese para a obtenção do grau de mestre em Ciência em Planejamento Energético, 2005. Disponível em: <http://www.ppe.ufri.br/ppe/production/tesis/amandap.pdf>. Acesso em: set/2010.

ARMANDO, João Dalla Costa; SOUZA-SANTOS, Elson Rodrigo. **As jazidas petrolíferas do pré-sal: marco regulatório, exploração e papel da PETROBRAS.** IN UFPR. Economia & Tecnologia. Texto para Discussão 14/2009, 2009. Disponível em:

http://www.economiaetecnologia.ufpr.br/textos_discussao/texto_para_discussao_ano_2009_texto_14.pdf. Acesso em: jun/2010.

BAIN & COMPANY; TOZZINIFREIRE Advogados. **Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil.** 1. ed. BNDES, 2009. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/RelConsol-1de6.pdf. Acesso em: jun/2010.

BARBI, Fernando Carvalhães; SILVA, Ana Lúcia Pinto da. **O petróleo do pré-sal: os desafios e as possibilidades de uma nova política industrial no Brasil.** Pesquisa & Debate, vol. 19, nº 2, 2008. Disponível em http://www.pucsp.br/pos/ecopol/downloads/pesquisa_debate/08_17_08_def.pdf. Acesso em: jun/2010.

BRASIL. MNE (I) – Ministério de Minas e Energia. **Pré-Sal: perguntas e respostas,** 2009. Disponível em http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_prx-sal.pdf. Acesso em: jun/2010

BRASIL. MNE (II) – Ministério de Minas e Energia. **Proposta de modelo regulatório do pré-sal,** 2009. Disponível em http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/Apresentaxo_ministro_Pre-sal_Senado_10_09_2009.pdf. Acesso em: jun/2010

BRASIL. **Lei nº 12.304, de 2010.** Autoriza o poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A., e dá outras providências. Executivo. Brasília.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 5.938, de 2009.** Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências. Executivo. Brasília.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 5.939, de 2009.** Autoriza o poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Petróleo e Gás Natural – PETRO-SAL, e dá outras providências. Executivo. Brasília.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 5.940, de 2009.** Cria o fundo social - FS, e dá outras providências. Executivo. Brasília.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 5.941, de 2009.** Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S/A – PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição , e dá outras providências. Executivo. Brasília.

BRASIL. **Projeto de Lei da Câmara nº 7, de 2010.** Cria o fundo social - FS, dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, altera a Lei nº 9.478, e dá outras providências. Executivo. Brasília.

BRASIL. **Projeto de Lei da Câmara nº 16, de 2010.** Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências. Câmara dos Deputados. Brasília.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco energético nacional**, 2010. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>. Acesso em: set/2010.

GOBETTI, Sérgio Wulff. **Política fiscal e pré-sal: como gerir as rendas do petróleo e sustentar o equilíbrio macro-fiscal do Brasil**. XIV Prêmio Tesouro Nacional 2009 – Equilíbrio Fiscal e Política Macroeconômica. Disponível em: http://www.tesouro.fazenda.gov.br/premio_TN/XIVPremio/divida/2afdpXIVPTN/Monografia_Tema1_Sergio_Wulff.pdf. Acesso em: set/2010.

IEDI – Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial. **Estudos sobre o pré-sal**, 2008. Disponível em: http://www.iedi.org.br/admin_ori/pdf/20090112_pre-sal_completo.pdf. Acesso em: jun/2010.

JONHSTON, Daniel. **Changing Fiscal Landscape**. *Jornal of World Energy Law & Business*, vol. 1, nº 1, 2008. Disponível em: <http://jwelb.oxfordjournals.org/content/1/1/31.extract>. Acesso em: jun/2010.

LIMA, Paulo César Ribeiro. **Os desafios, os impactos e a gestão da exploração do pré-sal**, 2008. Consultoria Legislativa. Câmara dos Deputados. Brasília. Disponível em <http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/984>. Acesso em: jun/2010.

PETROBRAS. **Plano de Negócios 2010-2014**. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/ri/Download.aspx?id=10930>. Acesso em: set/2010.

PIZZOL, Rosa Amélia; FERRAZ, Fernando Toledo. **Riqueza e exclusão social: o paradoxo dos royalties do petróleo**. *Revista Produção*, vol. X, nº I, 2010. Disponível em: <http://producaoonline.org.br/index.php/rpo/article/view/379/538>. Acesso em: set/2010.

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO. **Relatório de Desenvolvimento Humano**. Disponível em: <http://www.pnud.org.br/atlas>. Acesso em: set/2010.

SACHS, Ignacy. **Da Civilização do Petróleo a uma Nova Civilização do Verde.** Estudos avançados (online), vol. 19, nº 55, 2005. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/ea/v19n55/13.pdf>. Acesso em: jun/2010.

RODRIGUES, Normando. **De que nova lei do petróleo precisamos? Razões para mudar e conteúdo necessário da mudança,** 2009. Disponível em http://www.fup.org.br/downloads/artigo_normando.pdf. Acesso em: jun/2010.

RUAS, José Augusto Gaspar. **A indústria do petróleo e gás natural: transformações contemporâneas e políticas para o desenvolvimento no Estado de São Paulo.** In IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo. Agenda de competitividade para o Estado de São Paulo, 2008. Disponível em: http://www.ipt.br/atividades/pit/notas/files/NT_Petroleo_e_gas_natural.pdf. Acesso em: jun/2010.