

# REGIMES JURÍDICOS REGULATÓRIOS PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL: CONTRATOS DE O&G, PROPRIEDADE DOS HIDROCARBONETOS E CONTROLE DE ESTOQUES

Carolina Leister<sup>1</sup>

## SUMÁRIO

I – Introdução. II – Objetivos. III – Relevância da Pesquisa. IV – Do Gênero Contrato Administrativo. V – Primeiro Marco Regulatório: A Emenda Constitucional n.º 9 e a Lei n.º 9.478/1997. VI – Segundo Marco Regulatório: as Leis n.º 12.351/2010, n.º 12.276/2010 e n.º 12.304/2010. VII – Análise comparativa dos marcos regulatórios. VIII – Notas conclusivas.

## RESUMO:

O objetivo desse artigo é analisar os dois marcos regulatórios vigentes hodiernamente para o setor de petróleo e gás natural, o primeiro calcado na Emenda Constitucional n.º 9 e Lei N.º 9.479/1997, o segundo na Lei n.º 12.351/2010, Lei n.º 12.304/2010 e Lei n.º 12.276/2010. Nosso foco será a etapa de exploração e produção (upstream) da indústria de petróleo e gás natural. A justificativa em favor da manutenção dos dois modelos tem como base a atribuição de conteúdo empírico ao conceito de interesse público pautado no modelo espacial do voto de Downs e no teorema do median voter que indica que a sociedade prefere cestas de combinações entre Estado e Mercado para desenvolver e fazer progredir setores da atividade econômica, em vez de setores desenvolvidos apenas pelo Estado ou pelo Mercado. Além disso, a manutenção simultânea dos dois marcos permite tornar as estruturas institucionais pátrias mais adaptadas às diferentes circunstâncias exploratórias encontradas, blocos envolvendo altos riscos exploratórios sendo explorados via contratos de concessão, blocos com baixos riscos, por meio de contratos de partilha de produção. Na análise dos dois marcos regulatórios abordaremos as seguintes dimensões: (i) o direito de propriedade sobre os hidrocarbonetos pelos setores público e privado em cada regime contratual; (ii) os modelos de contratos administrativos envolvidos em cada caso, ou seja, concessão ou partilha de produção; (iii) a renda auferida e a destinação dos recursos na atividade petrolífera.

## ABSTRACT:

The aim of this paper is to analyze the two regulatory frameworks existing currently for the oil and gas, the first based on the Constitutional Amendment Act n.º 9 and Law n.º 9.479/1997, the second in the Law n.º 12.351/2010, Law n.º 12.304/2010 and Law n.º 12.276/2010. Our focus will be the stage of exploration and production (upstream) of the oil and gas. The reason in favor of maintaining the two regulatory framework is based on the assignment of empirical content to the concept of public interest guided by the spatial model of voting and median voter theorem of Downs that states that society prefers baskets combinations between state and market to develop and advance economic sectors rather than industries developed only by the State or the Market. Moreover, the maintenance of two framework makes the underlying institutional structures homelands more adapted to different circumstances exploratory found, involving high risk exploration blocks being explored through concession contracts, blocks with low risk through production sharing contracts. In

---

<sup>1</sup> Professora Adjunto I. Escola Paulista de Política, Economia e Negócios EPPEN – UNIFESP

the analysis of two regulatory frameworks will cover the following dimensions: (i) the right of ownership of hydrocarbons by the public and private sectors in each contractual arrangement, (ii) the models of administrative contracts involved in each case, i.e., concession contracts or sharing production, (iii) the income earned and the allocation of resources in the oil sector.

**Palavras-chaves:** Exploração & Produção de Petróleo. Regimes Jurídicos Regulatórios. Concessão. Partilha de Produção. Contratos de O&G

**Keywords:** Exploration & Production Oil. Legal Regulatory Regimes. Concession Contracts. Production Sharing Contracts. Oil & Gas Contracts

## I – INTRODUÇÃO

O objetivo desse artigo é *analisar e comparar os regimes jurídicos regulatórios para a indústria de exploração, produção e distribuição de petróleo e gás natural no Brasil* previstos, o primeiro, pela Emenda Constitucional nº 9 (doravante EC nº 9) e Lei nº 9.478/1997, e, o segundo, pela Lei nº 12.351/2010, Lei nº 12.304/2010 e Lei nº 12.276/2010, respectivamente, regime prévio e subsequente às descobertas das bacias de Lula (ex-Tupi), Iara, Guará, Parque das Baleias, Júpiter, Bem-Te-Vi, Caramba, Parati e Carioca no pré-sal brasileiro<sup>2</sup>, com foco: **(i) no direito de propriedade sobre os hidrocarbonetos pelos setores público e privado em cada regime; (ii) nos modelos de contratos administrativos envolvidos em cada caso; (iii) na destinação dos recursos auferidos**<sup>3</sup>. A indústria do petróleo e gás natural pode ser dividida nos seguintes segmentos: (i) *upstream*, que trata das atividades de exploração e produção (doravante E&P) do petróleo e gás natural; (ii) *midstream*, que envolve as atividades de transporte e refino; (iii) *downstream*, consiste na distribuição dos derivados de petróleo e gás. Nosso foco será o primeiro deles, a E&P ou *upstream*.

A partir do século XVIII, com a emergência do Estado e do Mercado como instituições organizadoras da atividade produtiva, teóricos da área do direito, da política e da economia têm procurado definir os tamanhos ótimos dos setores público e privado no intuito de maximizar tanto eficiência alocativa quanto eficiência distributiva (CAROLINA LEISTER, 2005). Sob este escopo, a primeira tese a ser endossada nesse artigo sustenta a complementaridade entre esses setores. Seguem-se os pressupostos dessa tese. Tanto a complementaridade quanto os tamanhos relativos dos setores público e privado podem ser mensurados pela porção da riqueza nacional, o produto

<sup>2</sup> Essas descobertas representaram um ponto de inflexão no discurso do então Presidente da República, Luis Inácio Lula da Silva, que antes dessas descobertas lançou-se em uma campanha internacional em favor das fontes energéticas renováveis como o biodiesel, e, após o conhecimento das gigantescas jazidas de petróleo no pré-sal brasileiro, passou a adotar um discurso favorável à sua exploração. Essa tendência se manteve no governo Dilma Rousseff.

<sup>3</sup> A última notícia sobre o pré-sal refere-se a descoberta de novas jazidas no prospecto de Carcará com volumes que podem chegar aqueles atingidos pela bacia de Lula (ex-Tupi).

interno bruto (doravante PIB) capturada por cada um desses setores<sup>4</sup>, de modo que, quanto mais Estado (maior porcentagem do PIB em suas mãos), menos mercado (menor porcentagem da riqueza nacional que é recurso finito), e, igualmente, quanto mais mercado, menos Estado<sup>5</sup>. Dotados os agentes que compõem cada um desses dois setores, público e privado, das propriedades da racionalidade e autointeresse, portanto, reagindo positivamente ao incentivo *riqueza*, cada qual tenderá a envidar esforços no intuito de capturar para si, e para o setor ao qual pertence, uma maior porção do PIB. Sendo o PIB um recurso finito, os tamanhos relativos dos setores público e privado dependerão do resultado do jogo de forças de seus agentes, por óbvio, variável ao longo do tempo. Esta variação implica, outrossim, a possibilidade de se admitir múltiplos equilíbrios entre esses setores em função das diferentes contingências encontradas tanto por força de condições internas do país quanto internacionais.

Relativamente à complementaridade o publicista CAIO TÁCITO (1997) já tem prelecionado a respeito ao defender a tese de que a tendência do direito público brasileiro é pendular entre Estado e Mercado como agente central na organização da economia nacional no que tange à oferta de serviços públicos (ou de utilidade pública) no Brasil. Nesse particular, o pêndulo voltou-se para o setor público no período colonial, passando a pender para o setor privado após o advento da república, com vistas a mobilizar capital privado no intuito de explorar atividades de interesse coletivo. O retorno do pêndulo, prevalecendo novamente o setor público, ocorreu na década de 20 do século passado, quando o Estado passou a ofertar serviços de previdência social, e, na sequência, na década de 30, com a promulgação da Constituição Federal de 1934, nossa primeira constituição social, com a criação de uma série de empresas públicas tanto para ofertar serviços públicos e sociais, implementando direitos sociais, quanto para intervir no domínio econômico, fazendo valer a noção de Estado-Produtor (BUCHANAN, 1975).

Volta a pender para o setor privado no final da década de 70, com o Programa Nacional de Desburocratização (Decreto nº 83.740/1979), que procurou restringir a criação de novas estatais e transferir para o setor privado suas empresas públicas. O retorno à democracia após o período da ditadura militar, e o advento da Constituição Cidadã, em 1988, não chegaram a reverter esse quadro, segundo TÁCITO. Com o governo de Fernando Henrique Cardoso, inclusive, o programa de privatização adquiriu novas forças e novos ares: sai o Estado-Produtor, entra o Estado-Regulador<sup>6</sup>.

---

<sup>4</sup> Impende ressaltar que esta abordagem toma como base teórica as teorias regulatórias da captura de PELTZMAN (1976) e STIGLER (1971).

<sup>5</sup> Em princípio, o tamanho do Estado é definido não apenas pela carga tributária, devendo-se somar a esta, outrossim, as receitas originárias auferidas pelo ente público.

<sup>6</sup> Impende ressaltar, nada obstante, que nos países não desenvolvidos, a onda neoliberal emplaca menos em razão do papel da ideologia, mas muito mais por força da incapacidade de autofinanciamento do setor público, endividado que estava por conta dos empréstimos contraídos durante a vigência da política econômica keynesiana para que pudesse financiar o desenvolvimento e a construção do parque industrial desses países, que passaram por tardia revolução industrial. Este foi o caso do Brasil.

Nesse particular, adotar-se-á aqui a tese de MARQUES NETO (2002a), segundo a qual o Estado-Produtor e o Estado-Regulador não são excludentes, antes, inversamente proporcionais, no sentido de que quanto menos o Estado interfere diretamente no domínio econômico, mais recursos disponibiliza para seu planejamento e coordenação. Essa tese parece ser endossada pelo modelo espacial do voto de DOWNS (1999), que constrói uma hipótese simplificadora que reduz todo o espectro ideológico *esquerda-direita* a um espaço unidimensional.

A direita pretende refletir a proporção da atividade econômica deixada a cargo da economia de mercado, a esquerda, a proporção da atividade econômica planejada pelo Estado<sup>7</sup>. É cediço que enquanto a competição política na vida real consiste em uma série de posições sobre um vasto campo de questões políticas, para DOWNS todas essas questões, *verbi gratia*, saúde, educação, segurança, tecnologia, podem ser reduzidas a uma questão ideológica, que pode ser expressa como: o eleitor prefere que algum bem, serviço ou fim seja fornecido pelo governo ou pelo setor privado? A preferência do eleitor é revelada através de seu voto em um candidato/partido localizado em algum ponto do espectro ideológico.

As posições dos eleitores poderiam ser representadas no mesmo espectro ideológico, com eleitores com preferências estatistas mais próximos da esquerda, e eleitores de preferências privatistas próximos da direita. Sem adentrar na abordagem downsiana, e adiantando sua conclusão mais relevante, a decisão eleitoral, conforme as preferências dos eleitores, tenderá a selecionar o partido localizado ao centro do espectro eleitoral, portanto, definindo interesse público como a preferência do eleitorado por um *mix* entre Estado e Mercado na oferta de bens e serviços<sup>8</sup>. O poder preditivo do modelo é capaz de explicar tanto a tendência do PSDB em direção ao centro, o que levou à vitória de Fernando Henrique Cardoso em 1994 e 1998, quanto a mesma tendência adotada pelo PT posteriormente e que tornou vitorioso Luis Inácio Lula da Silva nas eleições de 2002 e 2006. No que aqui nos importa, o teorema do *median voter* indica que a preferência do eleitorado tomado como um todo, e definido aqui como interesse público<sup>9</sup>, é por um papel complementar entre Estado e Mercado, quer dizer, por alguns bens e serviços ofertados pelo Mercado (em geral bens privados, divisíveis e excludentes) e outros bens e serviços ofertados pelo Estado

---

<sup>7</sup> Em síntese, planejamento econômico descentralizado a cargo da economia de mercado liberal; planejamento econômico centralizado capitaneado pelo Estado.

<sup>8</sup> Esta conclusão derivada do modelo espacial do voto de DOWNS é nomeada na literatura como teorema do *median voter*. Abordei este tema em CAROLINA LEISTER (2012).

<sup>9</sup> Em ambos, modelo espacial do voto e direito o interesse público constitui-se no contraponto ao interesse individual ou privado, ainda que o interesse público possa ser dito formado a partir das preferências e interesses individuais. CELSO ANTÔNIO BANDEIRA DE MELLO (2008) ressalta que interesse público inclui os interesses privados, sem, contudo, se reduzir a eles: implica porque não pode ser definido como algo diferente desses interesses privados, não se reduz a eles porque o interesse público não se forma a partir da somatória simples dos interesses privados.

(aqui bens públicos, definido no sentido econômico, e não jurídico, como não rivais e não excludentes), ou ainda, por uma combinação da atividade de ambos na oferta de um mesmo bem ou serviço, caso das atividades econômicas empreendidas por particulares, mas reguladas pelo Estado e das Parcerias Público-Privadas (doravante PPPs)<sup>10</sup>. Uma vez definida esta tendência do eleitorado, refletindo esta uma primeira tentativa de aproximação para definir interesse público a partir de um modelo teórico, sua calibração fina requer a construção de cenários sociais, políticos, econômicos e institucionais cujos dados possam ser buscados nos fatos e atos ocorridos em um determinado período histórico, e, principalmente, da consideração das preferências e interesses dos indivíduos dessa sociedade<sup>11</sup>. Importa-nos por ora saber que a maximização do interesse público é, mormente, o objetivo geral a ser alcançado com a regulação estatal sobre a economia.

## II – OBJETIVOS

Este trabalho se propõe a analisar comparativamente os fundamentos e consequências dos marcos regulatórios na IPGN previstos na Lei nº 9.478/1997 e na Lei nº 12.351/2010 sob perspectiva de seus respectivos: (i) regimes de direitos de propriedade sobre os hidrocarbonetos, (ii) contratos administrativos de concessão ou partilha de produção, (iii) na destinação dos recursos auferidos. Por fim, a partir da metodologia acima explicitada pretendemos nos aproximar de uma definição de interesse público pautada nos critérios de eficiência alocativa e eficiência distributiva, vetores da concepção econômica de desenvolvimento, que encontra assento constitucional em seu artigo 3º, *in verbis*:

---

<sup>10</sup> A conclusão downsiana poderia ser, igualmente, obtida admitindo-se Estado e Mercado como dois bens discretos, e o axioma da convexidade da teoria do consumidor, esta última sustentando curvas de indiferença convexas por força da preferência do consumidor (aqui eleitor) em não se especializar no consumo de um único bem, mas preferir consumir cestas com bens diversos.

<sup>11</sup> Em última instância, o modelo de Downs poderia mais apropriadamente ser chamado Modelo DOWNS-HOTELLING. HOTELLING aplica raciocínio similar àquele que DOWNS adota para a política para trabalhar estruturas de mercados com competição imperfeita, *in casu*, monopólio competitivo. No modelo de HOTELLING (1929), a competição entre as empresas tenderá a levar à homogeneização de produto, e, portanto, na impossibilidade das empresas imporem preços. Para tentar manter algum poder de mercado, as empresas tenderão a criar diferenciação marginal de produto, *i.e.*, acrescentando pequenas diferenças entre seus produtos que serão substitutos imperfeitos para seus consumidores, podendo, em alguma medida, impor preço. No âmbito da política essa diferenciação significa que embora os partidos tendem a migrar para uma posição de centro no espectro ideológico, buscarão manter alguma distância entre si para capturar mais eleitores. Naquilo que nos interessa aqui, e como veremos adiante, essa diferenciação permite criar os modelos de concessão e partilha de produção para a E&P de petróleo e gás natural, permitindo variar o *mix* Estado e Mercado (em termos econômicos permitindo a construção de *um conjunto de cestas com combinações variadas de Estado e Mercado*).

- Art. 3º Constituem objetivos fundamentais da República Federativa do Brasil:
- I – construir uma sociedade livre, justa e solidária;
  - II – garantir o desenvolvimento nacional;
  - III – erradicar a pobreza e a marginalização e reduzir as desigualdades sociais e regionais;
  - IV – promover o bem de todos, sem preconceitos de origem, raça, sexo, cor, idade e quaisquer outras formas de discriminação.

Em razão desta necessidade maior de compreender o novo marco regulatório, aquele estabelecido para o pré-sal e outras áreas estratégicas relativamente ao marco vigente desde 1997 com a Lei nº 9.478, assumimo-lo como *dado* em nossa pesquisa, *i.e.*, como fato e objeto de decisão política tomada, e procuramos compreender, de um lado, sua consistência relativamente aos princípios constitucionais, não apenas aqueles que fornecem o enquadre para o regime jurídico pátrio da IPGN, mas, igualmente, dos fins eleitos nas normas programáticas da Constituição como aqueles a serem cumpridos pela República Federativa do Brasil, e, de outro, sua adequação à geopolítica e economia interna e internacional que tem elevado a indústria de energia, desde a Primeira Revolução Industrial, em meados do século XVIII, e, em particular, a IPGN, no século XIX com a Segunda Revolução Industrial, a fator chave na independência e desenvolvimento de um país, como denunciado em 1936 no Brasil pelo autor de *O Escândalo do Petróleo*:

O caso do petróleo prende-se ao caso do petróleo em geral. Esse produto é o sangue da terra; é a alma da indústria moderna; é a eficiência do poder militar; é a soberania; é a dominação. Tê-lo, é ter o Sesamo abridor de todas as portas. Não tê-lo, é ser escravo. Daí a fúria moderna na luta pelo petróleo (MONTEIRO LOBATO, 1936).

Em nossa análise procuraremos compreender o que se pretende realizar em termos dos fins eleitos na constituição e que não se traduz nem pode ser reduzido univocamente ao retorno ou satisfação financeira, este objetivo podendo ser alcançado dentro do modelo de concessão vigente<sup>12</sup>. Nosso argumento toma, outrossim, por analogia, a tradição da política de valorização do café retomada recentemente<sup>13</sup>,

---

<sup>12</sup> Segundo BASTOS e SENA (2010), em análise comparativa dos modelos de concessão e partilha, não se justifica, em termos financeiros, a incorporação de novo marco regulatório para o pré-sal e outras áreas estratégicas, podendo, o modelo regulatório de concessão, por simples alteração da forma de cálculo nas participações especiais, promover o aumento da arrecadação do Estado neste setor de atividades, garantindo, mormente, a segurança jurídica e os investimentos na indústria petrolífera. Contrariando suas conclusões, nossa análise pretende demonstrar que o novo marco regulatório, à época daquela análise apenas constando como projeto de lei, justifica-se e pode ser explicado se adotarmos uma concepção menos reducionista que aquela em que se pautaram BASTOS e SENA, *i.e.*, exclusivamente financeira, para defender o modelo de concessão.

<sup>13</sup> A este respeito, consultar <http://agenciabrasil.ebc.com.br/noticia/2009-09-09/governo-investira-r-1-bilhao-na-formacao-de-estoques-de-cafe>. Última consulta em 07/04/2012.

ainda que corrigindo seus erros do passado<sup>14</sup>. Por aqui, e segundo o método analítico de solução de problemas (CHIAPPIN, 1996), na construção teórica da representação do problema tomaremos, em nossa análise, o enquadre constitucional como nosso dado teórico, a economia e a geopolítica hodiernos como dados empíricos, e o novo marco como a hipótese-solução do problema de cumprir os fins eleitos pela Constituição Federal de 1988 (doravante CF88) como aqueles da República Federativa do Brasil, dadas as circunstâncias geopolíticas que elevaram o petróleo a recurso estratégico, portanto, descaracterizando-o como simples *commodity* (BERCOVICI, 2011). A estratégia de solução, tomados os dados e a hipótese, é construir a demonstração que vai dos primeiros (dados teóricos e empíricos) à segunda (hipótese de solução), e, para tanto, lançaremos mão do método fornecido pela *Law & Economics*, i.e., a análise das consequências das leis, em particular suas consequências econômicas de longo prazo, procurando produzir Ciência do Direito, mas com um forte viés teórico pouco adotado nas análises jurídicas acerca do tema em apreço<sup>15</sup>.

### III – RELEVÂNCIA DA PESQUISA

É cediça a **importância geopolítica** da garantia de controle e independência sobre os recursos energéticos para a soberania e desenvolvimento de um país, *ut supra dixit*, MONTEIRO LOBATO (1936)<sup>16</sup>. Quanto à **importância econômica** do petróleo, relativamente à matriz energética *lato sensu*, dois fatores (dentre tantos) podem ser trazidos à colação: (i) sua escassez relativa e distribuição desigual pelo globo, permitindo a criação de um mercado de petróleo; (ii) o excedente de produção a um baixo custo que esta fonte energética dispõe sobre as demais (SAUER, 2011). Quanto ao primeiro, SAUER comenta haver recursos energéticos mais abundantes e disponíveis que o petróleo no globo, e.g., o carvão, o urânio e a energia solar. Nada obstante, explica o professor:

---

<sup>14</sup> A completa análise da retomada dos estoques públicos para o setor cafeeicultor e de outras *commodities* agrícolas via Companhia Nacional de Abastecimento (doravante CONAB) está sendo elaborada por mim e outros pesquisadores, em particular a partir das ideias do professor CHIAPPIN, no grupo de pesquisa de *Economia e Direito do Estado* do departamento de Economia da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo e a ser brevemente publicada.

<sup>15</sup> Este viés inclui tanto a metodologia da *Law & Economics* quanto os recursos da abordagem analítica de solução de problemas. A este respeito consultar CHIAPPIN (1996).

<sup>16</sup> A este respeito, impende salientar que se à época de Lobato o raciocínio apontava já nessa direção no que tange aos recursos energéticos, o que não dizer das circunstâncias hodiernas, quando o aumento da escassez de recursos não apenas energéticos, mas de recursos naturais de modo mais amplo, tem sido razão para a nova onda de guerras que perturbam a ordem internacional. A este respeito, consultar <http://geopoliticadopetroleo.wordpress.com/category/guerras-por-petroleo/> e <http://jornaldedebates.uol.com.br/debate/os-eua-exportam-democracia/artigo/guerra-petroleo/4662>. Última consulta em 07/04/2012.

[...], em função do papel que o petróleo assumiu no sistema urbano-industrial que emergiu da Revolução Industrial, nenhum recurso energético natural contribuiu mais que ele para fazer a roda do consumo girar (ILDO SAUER, 2011, p. xix).

Assim sendo, a importância prevaiente do petróleo relativamente aos demais recursos energéticos nos parece ser não apenas uma decorrência da tecnologia mais desenvolvida em torno de seu processo de transformação energética (tecnologia pouco sofisticada na transformação de outros recursos como a energia solar, esta última associada ao modelo rural-agrícola de produção, antes que o urbano-industrial do petróleo, como afirma SAUER), mas, outrossim, por força justamente de sua escassez e distribuição desigual, além da possibilidade de sua apropriação individualizada fazendo dele um bem privado (*leia-se*, bem privado em sentido econômico, *i.e.*, bem rival e excludente), características que propiciaram a criação de um mercado para o petróleo, considerando-se a escassez e a individualização fatores-chave para engendrar a criação de um mercado. Quanto ao segundo aspecto, o excedente de produção propiciado pelo petróleo, a razão custo/excedente de produção era, nos primórdios da indústria do petróleo, de 1/100 barris, hodiernamente, por força do aumento da escassez desse recurso energético, figurando como 1/30 barris (SAUER, 2011), levando ao aumento de seu preço e, por aí, ao aumento do incentivo para produzi-lo, ainda que sob condições de exploração menos auspiciosas, como aquelas prevaientes em alto-mar e em grandes profundidades, caso do pré-sal.

Nada obstante esses argumentos, o foco mais especioso acerca da relevância do estudo do novo marco regulatório recém-aprovado para a E&P do petróleo no pré-sal e outras áreas consideradas estratégicas, cumpre destacar: (i) não apenas o montante das reservas nas jazidas recém-descobertas (e a serem descobertas) na plataforma continental brasileira, (ii) mas, também, a possibilidade impar de transformar um recurso não renovável em recurso renovável, *i.e.*, propiciar, por meio do novo marco, a vinculação da riqueza extraída da E&P de petróleo ao cumprimento dos fins previstos nas normas programáticas contidas na CF88<sup>17</sup>. Para tanto, o novo marco regulatório fundado no modelo de partilha de produção e no Fundo Social mostra-se ideal ao cumprimento desses objetivos, e isto por várias razões dentre as quais: (i) a relevância geopolítica e econômica adquirida pelos recursos energéticos, e dentre estes, com especial ênfase, o petróleo; (ii) porque permite ao governo auferir um maior controle de preço sobre esta riqueza, e isto se valendo da experiência obtida da política de valorização do café calcada no controle de estoques e vazão do recurso no mercado controlando sua oferta, e por aí, um melhor preço (controle financeiro intertemporal ou de longo prazo)

---

<sup>17</sup> Se, como afirma SOUZA (1997), o petróleo explica em grande medida porque os Estados Unidos se tornaram a maior potência mundial, e, de outro lado, porque a economia brasileira não floresceu no mesmo período, o otimismo gerado pela descoberta do pré-sal, e, em particular o montante de suas reservas, não parece sem propósito, podendo, mesmo, levar o Brasil a tornar-se potência mundial no próximo século.



por meio da titularização de parte do petróleo explorado através do modelo de partilha de produção (excedente em óleo a ser partilhado entre União e contratada), e em decorrência disto, da possibilidade de fazer estoque<sup>18</sup>, além do contingenciamento de sua receita por meio do Fundo Social<sup>19</sup>; (iii) porque o novo marco apresenta uma mecânica jurídica e econômica mais afeita à vinculação da receita auferida da E&P do petróleo à específica produção de uma utilidade pública (MARQUES NETO, 2008), *i.e.*, na melhoria das condições de vida e bem-estar da população de modo geral (controle social), ao criar um regime de controle dos dividendos da E&P do petróleo menos afeito ao comportamento de *rent-seeking* (KRUEGER, 1974; TULLOCK, 1989), *in casu*, por meio da criação do Fundo Social relativamente ao modelo de concessão e pagamentos especiais aos entes públicos vigentes para as demais áreas que não as do pré-sal e outras consideradas estratégicas<sup>20</sup>. Esses aspectos serão explorados adiante quando tratarmos do novo marco regulatório.

#### IV – DO GÊNERO CONTRATO ADMINISTRATIVO

O objetivo deste capítulo é apresentar, com alguma brevidade, o gênero *contrato administrativo*, restando aos capítulos subsequentes a apreciação em espécie dos contratos administrativos incorporados aos dois marcos regulatórios pátrios para a IPGN, quais sejam, contrato de concessão e contrato de partilha de produção. Para realizar nosso intento, endosso a posição mais moderna dos publicistas, *i.e.*, o

---

<sup>18</sup> Índícios dessa política de estoques podem ser encontrados cotidianamente na mídia, e.g., na recente notícia dada pela FOLHA DE S. PAULO de que a Unibraspe, empresa de armazenamento de combustível, pretende construir novas unidades de armazenamento no Rio Grande do Sul (Esteio) e São Paulo (Paulínia), com investimentos da ordem de 70 milhões de reais, em razão de pesquisas feitas por ela junto a Petrobras indicando demanda por esses centros de armazenamento. In.: FOLHA DE S. PAULO. Petróleo Armazenado. B2-Mercado, Domingo, 08/07/2012.

<sup>19</sup> Como afirmam BASTOS E SENA (2010), em termos puramente financeiros não há grandes diferenças entre os modelos de concessão e partilha de produção na E&P do petróleo. Nada obstante, segundo VIEGAS, o mecanismo de formação de preço desse recurso energético apresenta peculiaridades, divergindo amplamente na sua determinação de curto, cujo determinante é a demanda  $Q_D$  e longo prazo, quando o determinante de relevo passa a ser o custo, particularmente, conforme afirma SAUER, se atentarmos para a variação dos diferentes custos unitários de cada país para a produção do barril de petróleo.

Em razão desta peculiaridade a questão da análise comparativa dos dois marcos regulatórios vigentes para a indústria de petróleo não se reduz a simples análise financeira, antes à análise financeira intertemporal que o processo de formação de preço insito à indústria petrolífera propicia. É nesse sentido que podemos afirmar que *a riqueza não é o recurso auferido pela E&P do petróleo, a riqueza é o petróleo de per se*.

<sup>20</sup> A estratégia do novo marco é construir uma apropriação mais inteligente do excedente de produção do petróleo por meio do controle de sua oferta via a apropriação *in natura* do bem *petróleo*, sendo este um dos traços marcantes do novo marco. O segundo traço diferenciador do novo marco é vincular o excedente obtido daí a uma engenhosa mecânica que o atrela a uma política de longo prazo de transformação de um bem não renovável, o petróleo, em um bem renovável por meio do Fundo Social.

cabimento ou admissibilidade dos contratos no âmbito da Administração Pública (MARQUES NETO, 2009; SUNDFELD, 1994), que se contrapõe aquela para a qual a Administração não firma relações obrigacionais com os particulares (OSWALDO ARANHA BANDEIRA DE MELLO, 2002). A noção geral de contrato pode ser definida como:

acordo de vontades, firmado livremente pelas partes, para criar obrigações e direitos recíprocos (...) um negócio jurídico bilateral e comutativo, i.e., realizado entre pelo menos duas pessoas que se obrigam a prestações mútuas e equivalentes em encargos e vantagens (MEIRELLES, 1987, p. 149).

Os contratos administrativos, espécie do gênero contrato bilateral (MARQUES NETO, 2009, p. 75), apresentam, segundo SUNDFELD (1994, p. 212), as mesmas características gerais dos contratos, como *ut supra citatio*, voluntariedade, sinalagma e obrigatoriedade<sup>21</sup>. Para além dessas características comuns a todos os contratos bilaterais, os contratos administrativos apresentam algumas peculiaridades, em particular a presença das chamadas *cláusulas de exorbitância*. Conforme preleciona MUKAI, os contratos administrativos são compostos de dois tipos de cláusulas, a saber: (i) as cláusulas de serviço ou regulamentares; (ii) as cláusulas de equilíbrio econômico-financeiras. Segundo MUKAI, *in verbis*:

As primeiras dizem respeito à forma de execução dos serviços (...). Somente essas cláusulas podem sofrer a incidência do poder de alteração unilateral por parte da Administração, mediante a recomposição dos preços pactuados.

As segundas se referem aos encargos da Administração, de ordem financeira, e são inalteráveis, em regra, a não ser por acordo das partes (MUKAI, 2008, p. 152).

Veja-se, conforme citação acima, que podemos diferenciar dois tipos de cláusulas nos contratos administrativos, as exorbitantes, cuja característica essencial é sua possibilidade de mudança unilateral pela Administração Pública, e as de equilíbrio econômico-financeiras, cuja essência é ser imutável, ou, talvez mais apropriadamente, cuja mutabilidade depende de um prévio acordo de vontades, de ter essa repactuação como condição a bilateralidade das vontades. Por óbvio que, exigindo como condição o acordo consensual de vontades, sua estabilidade é maior do que as cláusulas de exorbitância, essas últimas mais sujeitas a modificações, visto a possibilidade de alteração pela Administração não depender do aceite do contratante particular. E, ainda, conveniente ressaltar, no caso das cláusulas de exorbitância dos contratos administrativos, a mutabilidade deve ser respaldada no interesse público, apenas este interesse vocacionado a motivar a mutabilidade desses contratos (MARQUES NETO,

<sup>21</sup> Posição da qual discorda CELSO ANTÔNIO BANDEIRA DE MELLO, para quem o contrato administrativo é ato jurídico unilateral.

2002b). Por esta razão afirmar SUNDFELD (1994) que o contrato administrativo é um contrato com maior grau de indeterminação relativamente aos demais contratos<sup>22</sup>.

A justificativa para a maior mutabilidade ou indeterminação nos contratos administrativos prelecionada por SUNDFELD decorre da necessidade de sua aderência estrita (dos contratos) à satisfação do interesse público. E o interesse público, por sua vez, é conceito dinâmico, *i.e.*, tem seu conteúdo variando ao longo do tempo. Em remate, se o interesse público tem seu conteúdo variando ao longo do tempo, o mesmo se pode afirmar dos contratos que o procuram operacionalizar/satisfazer (ao interesse público). Oportuno, pois, apresentar a *raison d'être* de ser o interesse público variável. E este o é por, pelo menos duas razões: (i) por ser o interesse público formado por uma combinação de interesses privados; (ii) por dever serem analisadas, na composição do interesse público, as projeções dos possíveis cursos de ação a serem tomados pelo governo na satisfação desse interesse público, *i.e.*, suas consequências.

Ao largo das considerações atinentes ao gênero *contrato administrativo*, e antes de adentrarmos na temática dos contratos administrativos em espécie para o setor petrolífero nacional, cumpre, mormente, aportarmos na matéria relativa ao marco regulatório, ambiente jurídico que coordena, por meio de estrutura normativa própria, as relações de um determinado setor da economia, cuja operação é considerada de interesse pelo Estado. MARQUES NETO (2006), a respeito da prevalecente tendência de intervenção indireta do Estado na atividade econômica (regulação) por sobre a via de intervenção direta do Estado (atuação do Estado no mercado por meio de empresas estatais), dimana, *in verbis*:

A explicação para este fenômeno é simples. Aumenta a necessidade regulatória porque, deixando o Estado de ser ele próprio provedor do bem ou serviço de relevância social, tem ele que passar a exercer algum tipo de controle sobre esta atividade, sob pena de estar descurando de controlar a produção de uma utilidade dotada de essencialidade e relevância (MARQUES NETO, 2006, p. 75).

Destacamos, nesse particular, a necessidade da atribuição de um fundamento que possibilite a justificação de mudanças no ambiente jurídico de determinado setor econômico, *i.e.*, em seu marco regulatório. MARTINS (2006, p 75-99) que elaborou um trabalho relativo à regulação da IPGN, em particular da mudança encetada a partir da EC nº 9, quando o setor petrolífero deixou de ser monopólio da União e passou a ser desenvolvido por meio de concessões, trata dos fundamentos para que o Estado venha a regular um dado setor da economia. Na seara de VISCUSI, VERNON

---

<sup>22</sup> A diferença entre os contratos privados e os contratos administrativos apresentada por SUNDFELD reportar-se-ia, nesse particular, com bastante exatidão à tipologia contratual já apregoada pela teoria econômica dos contratos, que distingue os contratos completos, em que todas as suas cláusulas são previamente definidas, e os contratos incompletos, aqueles nos quais parcela de suas avenças vai se construindo ao longo do tempo, *i.e.*, enquanto perdurar a relação contratual. A esse respeito consultar OLIVER HART (2002).

E HARRINGTON, MARTINS trata da matéria, diferenciando primordialmente regulação e regulação econômica, a primeira consistindo *no uso do poder do Estado com o fito de restringir as decisões dos agentes econômicos*, a segunda, como *restrições promovidas pelo agente estatal visando atingir preço, quantidade e condições de entrada e saída do mercado* (MARTINS, 2006, p. 81). Uma maneira talvez mais acertada de promover esta distinção (assim me parece) seria distinguir a regulação sob a perspectiva econômica e sob a ótica jurídica. Por regulação a economia *mainstream* tem entendido a atuação do Estado visando evitar os efeitos deletérios produzidos por um mercado de estrutura monopolista (sempre que o monopólio for natural), e aí sim, identificamos as restrições adstritas pela autora, *garantir preço e quantidade* (ofertada). A regulação sob a perspectiva jurídica, como bem andou MARQUES NETO, *ut supra dixit*, é a atuação do Estado nos setores econômicos *produtores de utilidades dotadas de essencialidade e relevância*. Em particular aqui, setores econômicos constitucionalmente eleitos como serviços públicos.

Talvez esta segunda definição possa ser associada ao conceito de regulação sob a perspectiva *lata* apresentada por MARTINS. De toda sorte, os conceitos jurídico e econômico de regulação não guardam entre si relação de irmandade necessária. Na definição de MARTINS, regulação e regulação econômica se distinguem apenas pelo fim das restrições pretendidas pelo Estado em um dado setor econômico, na primeira, visando restringir comportamento dos agentes econômicos em sentido lato, na segunda buscando auferir definição de preço, quantidade ofertada e condições de entrada e saída. A diferença entre regulação econômica e jurídica refere-se, senão, ao objeto ou atividade econômica ao qual se aplica, se a estruturas de mercados de monopólio natural (perspectiva econômica) ou há atividades econômicas ligadas à oferta de serviço público (perspectiva jurídica).

Adiante, em sua investigação, a autora, de modo percuciente, distingue motivos e justificativas da regulação. Os primeiros explicam porque ela existe, os segundos, quando deve existir. Por outras palavras, trata da distinção entre teorias positivas da regulação (motivos), também chamadas teorias econômicas ou teorias positivas da regulação, e teorias normativas da regulação (justificativas). Por teorias positivas da regulação devemos entender as teorias da captura, também nomeadas teorias do *rent-seeking*. Explicam elas que a regulação existe porque há uma demanda por regulação da parte dos regulados, que, com esta pretendem criar barreiras de entrada para aquele setor de mercado. Seus textos seminais podem ser buscados em STIGLER (1971) e PELTZMAN (1976). Inobstante, as teorias do *rent-seeking* remontam aos textos de TULLOCK (1987) e KRUEGER (1974). (De se notar que a teoria do *rent-seeking* aplica-se a âmbitos menos estreitos que a teoria econômica ou positiva da regulação.)

Aposta a estas, temos a categoria das teorias normativas da regulação, que justificam quando a regulação *deve ser* empreendida pelo Estado. Deste lado, figuram as teorias que tratam das falhas de mercado, prevendo elas que, nestes

casos, cabe adotar a regulação visando atingir otimalidade econômica<sup>23</sup>. A principal falha de mercado justificadora da regulação é a estrutura de mercado monopolística (monopólio natural). Essas teorias preveem outras falhas de mercado justificadoras da regulação, em especial, a presença de externalidades, que ocorre quando o custo de produzir o bem não é totalmente incorporado ao sistema de sua precificação, restando custos não precificados para a sociedade ou para não consumidores do bem. Uma das teorias normativas do interesse público aventada por MARTINS é a teoria do interesse público, para a qual se justifica a regulação sempre que se pode satisfazer as necessidades humanas com o menor custo possível para os particulares. MARTINS (2006) nos adverte, inobstante, que se justifica a regulação apenas quando *se considera o sacrifício de todos, e não apenas do empresário*. Na apreciação pretendida por MARTINS, a mudança no marco regulatório promovida pela EC nº 9 e Lei nº 9.478/1997, justifica-se em termos da necessidade de se criar um mercado competitivo para o setor petrolífero (designado pela autora como *regulação para concorrência*), ou antes, com o visio de eliminar o monopólio da União nessa atividade econômica. Por óbvio, a busca por mercado competitivo é, de *per se*, meio. No caso do setor petrolífero, a autora identifica como fim último a busca por maiores investimentos no setor, e, por aí, pelo aumento na capacidade produtiva e na oferta do produto. BASTOS E SENA identificam essa mesma variável para explicar (embora a mim me pareça que eles pretendem, antes, justificar) a modificação do marco regulatório, do monopólio para a concessão com a EC nº 9:

*‘Como foi mostrado durante o trabalho, a abertura do mercado brasileiro de petróleo em suas fases de exploração e produção, anteriormente monopólio da Petrobras, mostrou-se fundamental para o aumento dos investimentos e do desenvolvimento da indústria petrolífera, fortalecendo a participação do petróleo na economia, a segurança no abastecimento’*(BASTOS E SENA, 2010, p. 66).

Tudo o que acabamos de apresentar é atinente às justificativas ou explicações apresentadas por alguns autores para a modificação no marco regulatório engendrado em 1997, do monopólio para a concessão. Relativamente à mudança no marco regulatório envolvendo contratos de concessão para aqueles de partilha de produção em 2010, *i.e.*, após a descoberta das reservas do pré-sal, a bibliografia é menos extensa em razão do curto espaço de tempo em que vige. LIMA (2011) pretende justificar a modificação dos regimes contratuais com base no risco, e, para tanto, lança mão da seguinte tabela a qual apresento a seguir:

---

<sup>23</sup> A origem etimológica da perspectiva normativa da regulação é anterior à positiva e pode ser buscada nos textos de BAUMOL (1952), SAMUELSON (1954), BATOR (1958).

Tabela 1 – Riscos e recompensas nos diversos regimes contratuais

Regime	Empresa	Governo
Concessão	Todo o risco e boa recompensa	Recompensa é função da produção e do preço
Partilha de produção	Todo o risco e parte da produção	Nenhum risco e parte da produção
Contrato de prestação de serviço	Nenhum risco e remuneração fixa	Todo o risco e toda a produção
Joint venture	Parte do risco e parte da produção	Parte do risco e parte da produção

Fonte: Paulo Cesar Ribeiro Lima. Pré-Sal: o novo marco legal e a capitalização da Petrobrás. Rio de Janeiro, Synergia, 2011, p 15<sup>24</sup>.

Verifica-se, de suas considerações, que as condições envolvidas na costura do novo marco regulatório parecem divergir daquelas adstritas à modificação promovida pela EC nº 9, naquele caso, a busca por capturar maiores investimentos para o setor, e, por aí, maior oferta de petróleo, agora, menores custos de produção. O ambiente mudou, é fato. Com a descoberta das reservas do pré-sal novos horizontes foram abertos para o setor petrolífero, em especial, como afirma LIMA, pela redução do risco exploratório nessas áreas (leia-se, que o menor risco não significa que não haja riscos para a extração do petróleo enterrado no pré-sal, particularmente porque estão localizados em área que apresenta desafios tecnológicos a serem vencidos para garantir a extração segura, diversamente, menor risco na visão de LIMA significa a maior chance de haver petróleo em grande quantidade e de boa qualidade nessas regiões). Uma análise mais percuciente possibilita extrair das circunstâncias dessas duas mudanças nos marcos regulatórios para o setor de petróleo, uma única metarregra para escolher o melhor regime a ser aplicado para o setor, ou ainda, para escolher quando é melhor adotar um ou outro regime, concessão ou partilha de produção, para uma determinada área de exploração. Esta metarregra pode ser interpretada como uma variante do princípio custo-benefício<sup>25</sup>. De um lado, busca-se garantir maior oferta de petróleo e

<sup>24</sup> Veja-se que a diferença entre o contrato de partilha de produção e o de prestação de serviços é, para além da alocação diversa dos riscos, que na partilha são do contratado e no contrato de prestação de serviços a assunção de riscos ser toda da administração pública, uma outra diferença é que no contrato de partilha de produção aquele que contrata com a administração pública se reembolsa dos custos de investimento (em caso de descoberta de petróleo e gás natural) por meio do custo em óleo, portanto, do bem *in natura*, ao passo que no contrato de prestação de serviço, em regra, sua remuneração é monetária (*ut* WILLIAM HOGAN, FEDERICO STURZENEGGER E LAURENCE TAI (2007)).

<sup>25</sup> Acerca das regras e metarregas de tomada de decisão consultar LEISTER (2001).

derivados (era o que se buscava a época da EC Nº 9 segundo MARTINS (2006) e BASTOS E SENA (2010), de outro, minimizar os custos para o Estado de implementar este intento, conforme leitura de LIMA (2011)).

Antes da descoberta das reservas do pré-sal, os riscos exploratórios eram considerados muito maiores, posto que as chances de se descobrir jazidas de petróleo, e quando encontradas, em quantidades que pagassem os custos de sua exploração, variavam muito. Com a descoberta do pré-sal, as perfurações ora realizadas indicaram que esse risco foi reduzido visivelmente<sup>26</sup>, de sorte que para obter um mesmo volume de E & P (portanto, garantir sua oferta), os custos envolvidos foram minimizados<sup>27</sup>. Daí que quando os custos (riscos) envolvidos na produção e oferta de determinado montante x de petróleo eram altos, oportuno adotar um marco regulatório e regime contratual capaz de minimizar os riscos para o Estado e maximizar a oferta por meio da atração de maiores investimentos dos particulares, *i.e.*, abertura de mercado e regime de concessões, modelo contratual em que os custos são transferidos aos particulares, mas também o direito sobre a produção (se obtida) lhe é transferido, dotando o particular do direito de propriedade sobre o petróleo extraído. Diversamente, quando para auferir a mesma oferta de petróleo x o custo for baixo, muito mais empresas se interessarão por sua exploração, de sorte que sendo maior a demanda, a oferta realizada pelo governo pode ter um preço maior, *i.e.*, o governo pode optar por um regime de exploração mais favorável a si, *e.g.*, um em que detenha parcela do petróleo explorado, *in casu*, o modelo contratual de partilha de produção.

Despiciendo tratar da importância do país controlar diretamente a oferta de petróleo. Uma miríade de razões pode ser avocadas, dentre as quais: (i) a importância geopolítica adquirida por esta *commodity*, traduzida hoje, inclusive, como aumento de poder político global ou mecanismo de barganha no ambiente internacional; (ii) o papel-chave do petróleo como insumo para toda a cadeia industrial do país, colaborando na integração vertical da mesma (cadeia); (iii) o preço que hodiernamente o barril de petróleo (e as *commodities* em geral) tem alcançado no mercado internacional, de modo a possibilitar que o Estado obtenha divisas pela via da especulação com o controle direto da produção, estocando quando o preço do barril for baixo e vendendo-o quando ele estiver alto<sup>28</sup>; (iv) a necessidade de se fazer controle de estoques

---

<sup>26</sup> A este respeito ver, *e.g.*, <http://infopetro.wordpress.com/2011/10/24/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-em-aguas-profundas-evolucao-e-tendencias-ii/>. Última consulta em 20/07/2012.

<sup>27</sup> Importantes reservas de petróleo foram descobertas na costa ocidental da África, em particular, Nigéria e Angola. Atente-se para o fato de que antes da separação, no cretáceo, do hemisfério sul-americano da costa ocidental da África, subsistia a *Gondwana*, que havia sido formada no período jurássico, e reunia América do Sul e África. De se supor que se haviam sido descobertas jazidas de petróleo na costa da Nigéria e Angola, havia boa probabilidade de se descobrir o mesmo na costa brasileira, anteriormente ligada ao continente africano, em particular se atentarmos para o fato de que a origem das maiores reservas de petróleo deu-se justamente entre o jurássico e o cretáceo.

<sup>28</sup> A este respeito lapidar o comentário de VIEGAS (2010), *in verbis*:

com vistas a evitar escassez<sup>29</sup>. Muitos outros motivos poderiam ser aventados. Não é este, inobstante, o intento deste trabalho, que tem natureza jurídica, não econômica.

De toda sorte, cabe ressaltar que o princípio custo-benefício pode incorporar, no processo decisório, e na parcela de seus benefícios (aqui para o Estado), em razão da nova calibragem entre demanda e oferta posterior à descoberta do pré-sal, não apenas a garantia na oferta de petróleo, mas também a propriedade sobre um tal recurso, tão valioso hodiernamente, seja por sua importância econômica, seja geopolítica/geoestratégica. Consideradas as novas circunstâncias, *i.e.*, o menor risco exploratório do pré-sal e o novo e vantajoso patamar obtido pelo Estado nas negociações com particulares visando a E&P deste setor, e por aí a obtenção de um novo equilíbrio entre oferta e demanda nos contratos no setor de petróleo, faz sentido a mudança do marco regulatório, por força do princípio econômico custo-benefício supramencionado, para as áreas do pré-sal e outras consideradas estratégicas. Lembrando que o regime anterior, o de concessões, não deixou de existir. O ambiente jurídico que temos obtido hodiernamente é formado por uma plêiade de regimes, concessão e partilha de produção, para além da cessão onerosa de direitos à Petrobras (esta incluída no marco regulatório desenhado e aprovado em 2010), riqueza jurídica esta que pode permitir ao Estado adotar metaregras para a escolha do regime jurídico mais apropriado para a E&P de uma determinada área de exploração.

Primeiramente, cabe questionar a necessidade de se estabelecer uma modificação constitucional para que possam ser admitidas mudanças nos marcos regulatórios. Por óbvio que no caso da mudança proporcionada pela EC nº 9, a necessidade

---

*‘O preço do petróleo, no curto prazo, não é tão influenciado pelos custos de produção como é pela demanda do mercado, o que pode ser visto nas frequentes variações de preço que apresenta em períodos relativamente curtos de tempo. Essa dinâmica não decorre de mudanças repentinas de custos de produção, mas de alterações na demanda. Todavia, no longo prazo, mesmo que haja uma renda econômica permanente, o preço do petróleo deve guardar alguma proporção com os custos, pois a medida que o petróleo de extração barata se exaure, é necessário buscar novas reservas em locais de mais difícil acesso e, em condições de exploração mais adversas. Nesse caso é de se esperar que o preço do barril suba, sem prejuízo de flutuações no curto prazo, com eventuais quedas de preço.’ (VIEGAS, 2010, p 10, nota 8).*

Ora, se no curto prazo encontramos grande volatilidade no preço do barril de petróleo, de se esperar que o Estado, caso tenha a propriedade sobre o recurso, explore as vantagens de se especular sobre essas variações visando auferir maior lucro para si. A Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que podia mais, por reunir os maiores exportadores de petróleo, fez mais, *i.e.*, garantiu o preço mínimo do barril a patamares vantajosos para si.

<sup>29</sup> A este respeito, de se ressaltar o trabalho de COLIN CLARK (2005) sobre recursos naturais que indica que uma das soluções para o problema da escassez de recursos naturais pugnadas por HARDIN GARRETT, e representado no problema da tragédia dos comuns, qual seja esta solução, a privatização, pode não ser saída adequada para o caso de recursos naturais, visto que a privatização pode levar, simplesmente, ao esaurimento do recurso natural, demonstrando CLARK ser necessário o controle e a gestão do recurso pelo Estado. Ver também HARDIN GARRETT (1968).



da emenda deu-se porque, em âmbito constitucional previamente à EC, a constituição definia que a IPGN deveria ser operado sob regime de monopólio pelo Estado, *status* este modificado pela EC supra referida, que admitiu (e mesmo determinou) que o setor deveria ser operado sob o regime de concessão. Afora questões desse porte, a alteração de um marco regulatório por outro não parece ser matéria constitucional, em particular quando não se pretende excluir o marco anterior, apenas criando alternativas jurídicas a ele (por óbvio, alternativas não inquinadas do vício da inconstitucionalidade) e.g., novos modelos contratuais, ou quando a modificação do marco regulatório traz modificações nos modelos de contratos administrativos vigentes (igualmente, desde que consistentes com a Constituição), e.g., modificando o regramento do regime contratual vigente. Para tanto, suficiente a proposição e aprovação de leis, como foi o caso da última mudança realizada por mor da Lei nº 12.351/2010, Lei nº 12.304/2010 e Lei nº 12.276/2010. Mas quando é o caso de serem propostas e aprovadas tais leis que promovam alterações no marco regulatório vigente dentro do mesmo ambiente constitucional? Nossa hipótese é que salvo a necessidade de mudanças constitucionais para promover essas alterações em um marco regulatório, faz-se necessário fazê-lo por lei, e esta, por sua vez, deve ser embasada no interesse público, que aqui temos identificado à solução apontada pelo *median voter*. Por outras palavras, basta a decisão democrática encetada por regras majoritárias para fazer mudar um marco regulatório.

Inobstante, de se observar as consequências derivadas do teorema do *median voter*, em particular, a tendência demonstrada por este de o interesse público tenda a promover soluções que dividem a oferta de bens e serviços entre setor público e privado, portanto, mantendo-se a produção e oferta de alguns bens e serviços sob o alvedrio do mercado (em particular os bens e serviços privados), e outros sob o talante do Estado (notadamente, bens e serviços públicos). Regimes puros como o liberalismo ou socialismo, onde a produção e oferta de bens e serviços sejam, em sua totalidade, ou pelo setor privado ou apenas pelo setor público, não parecem ser soluções identificadas pelo teorema do *median voter*. Nossa Constituição parece seguir esta tendência, conforma admoesta-nos MARTINS:

*‘Como descrito, a Constituição Federal de 1988 abriga alguns valores eminentemente capitalistas, mas não estabeleceu um regime ideológico puro. Os principais valores do regime capitalista puro, quais sejam, a livre iniciativa e a propriedade privada, são temperados pelas previsões constitucionais expressas de necessidade de autorização ou concessão para o exercício de certas atividades e da função social a ser conferida à propriedade (MARTINS, 2006, p. 63).*

Por força dessas ilações, verificamos, por conseguinte, que as mudanças empreendidas no marco regulatório desde a EC nº 9 tenderam a migrar para esta combinação ou *mix* entre Estado e Mercado, ou, igualmente, setor público e privado. Primeiramente, com a EC supramencionada, permitindo a operação desta indústria pela iniciativa privada

por meio do regime de concessões, mais adiante, quando da descoberta do pré-sal, e, por aí, da melhoria das condições de barganha do Estado no desenho dos novos contratos administrativos (este aumento do poder de barganha do Estado sendo devido ao menor risco associado à descoberta de jazidas nessa região), aumentando-se o papel deste (o Estado) no setor petrolífero, apresentando aquele movimento pendular entre setores público e privado na economia de que nos fala CAIO TÁCITO (1997), mas sem adotar soluções extremas, concentrando-se apenas na solução estatal, ou somente na privatista, o que viria na contramão dos fundamentos aqui arrolados pautados no teorema do *median voter*. Veja-se que desde a abolição do monopólio as soluções, tanto a referendada por Fernando Henrique Cardoso (EC nº 9 e Lei nº 9.479/1997) quanto a apresentada por Luis Inácio Lula da Silva (Lei nº 12.351/2010, Lei nº 12.304/2010 e Lei nº 12.276/2010) são soluções que contemplam a combinação do setor público e privado para operar a IPGN<sup>30</sup>.

Por conseguinte, a despeito das possíveis críticas que possam ser endereçadas à última mudança do marco regulatório, aquela em que se propõe o modelo contratual de partilha de produção, esta solução é consentânea aos fundamentos ínsitos ao modelo espacial do voto e seu teorema do *median voter*, pois embora seu equilíbrio possa pender em maior medida para algum aumento no papel do Estado na indústria petrolífera, de se verificar que o governo não retomou o modelo monopolista para a IPGN, nem mesmo por meio de um subterfúgio, a adoção de contratos de prestação de serviços. Esta solução mostra-se, neste sentido, bastante favorável à manutenção segurança jurídica pátria para a IPGN, diferente do que pretendem afirmar alguns críticos às reformas atinentes ao marco regulatório para a IPGN por mor da Lei nº 12.351/2010, Lei nº 12.304/2010 e Lei nº 12.276/2010. Finalmente, cumpre ressaltar que a adoção do sistema misto<sup>31</sup> com a manutenção dessas duas propostas, concessão para localidades envolvendo maior risco exploratório e partilha para regiões com baixo risco, contemplam a proposta ínsita ao teorema do *median voter*, ambas desenhando (permito-me aqui adotar a terminologia da teoria do consumidor) *cestas* contendo variações de parcerias entre o Estado e o Mercado na E&P da IPGN, antes que adotando posições extremas, ou apenas Estado, ou apenas Mercado, no desenvolvimento dessa atividade<sup>32</sup>. E a manutenção do sistema misto cumpre

<sup>30</sup> Podemos pensar que, ao lado do regime totalmente estatal de monopólio, poderíamos ter aquele em que vigem os contratos de prestação de serviços, solução que, no panorama de debates atual, tem sido defendida por ILDO SAUER. No outro polo, a solução puramente privatista pode ser identificada como aquela do modelo norte-americano adotado nas áreas de exploração *onshore*.

<sup>31</sup> Entende-se por sistema misto a adoção simultânea dos modelos contratuais de concessão e partilha de produção para a E&P da IPGN. Além do Brasil, a Rússia também adota o sistema misto para o setor.

<sup>32</sup> O modelo espacial do voto de DOWNS e seu teorema do *median voter*, assim como a teoria do consumidor e suas curvas de indiferença côncavas, indicam que tanto o eleitor quanto o consumidor preferem combinações de opções. Na teoria do consumidor consultar VARIAN (2003, p. 35-55).

No âmbito da política isto significa que o interesse público tenderá a preferir essas combinações aos extremos ou Estado ou Mercado na gestão de uma atividade. A este respeito consultar LEISTER (2005).

ainda a função de ajustar os modelos de contratos administrativos às características e riscos geológicos envolvidos nos blocos oferecidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (doravante ANP), em particular se se considerar que, mesmo no pré-sal, existem poços secos, como afirmou recentemente o diretor de E&P da Petrobras José Formigli<sup>33</sup>.

## **V – PRIMEIRO MARCO REGULATÓRIO: A EMENDA CONSTITUCIONAL Nº 9 E A LEI Nº 9.478/1997**

Averiguamos alhures que os contratos administrativos, relativamente ao gênero contrato, apresenta como elemento caracterizador a existência de cláusulas favoráveis à Administração Pública, também chamadas cláusulas exorbitantes ou de exorbitância. Inobstante, *ut supra dixit*, mantém sua natureza contratual ao garantir o núcleo econômico do contrato, qual seja ele, a cláusula do reequilíbrio econômico financeiro. No que tange aos contratos administrativos de concessão de direitos de E&P de petróleo ora em apreço, estes pertencem à espécie contratos de delegação, *i.e.*, contratos administrativos nos quais a Administração Pública transfere para um particular uma obrigação de operar uma utilidade pública a ser explorada por ele, particular, em nome próprio, mas fazendo-se por vezes da Administração Pública<sup>34</sup>.

Nesses contratos, em regra, o objeto contratual não tem seus lindes rigorosamente estreitados pelo ente público. Este, em vez disso, desenha metas de desempenho ou objetivos a serem alcançados com o particular contratado por meio do contrato. Ainda, nesses contratos a Administração tende a transferir ao particular a responsabilidade na elaboração detalhada do projeto, e, por aí, dar ao particular a responsabilidade de cingir, ele, particular, os limites do objeto a ser executado. Sustenta MARQUES NETO que a natureza deste contrato não se caracteriza por ser propriamente comutativo, visto que, por meio dele, não se instaura o sinalagma direto entre as partes, antes, obrigações que também se espraiam como direitos de terceiros. Desta forma, trata-se de um contrato multilateral, não bilateral. (Em um contrato de concessão, *e.g.*, a administração pública trava um vínculo com o particular, mas as disposições desse contrato prescrevem obrigações do concessionário para com seus usuários, relações entre usuários e prestador delegatário, ou seja, envolve um campo de normatividade contratual, um campo de obrigações criadas não a partir da norma legal, mas da norma contratual que vincula mais partes que aquelas que se vinculam

---

<sup>33</sup> <http://www.estadao.com.br/noticias/geral/pre-sal-tambem-registrou-pocos-secos-dizformigli.912043.0.htm>. Última consulta em 13 de agosto de 2012.

<sup>34</sup> Segundo prelecionou MARQUES NETO em sua disciplina Contratos Administrativos, lecionada em 2011 na Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo.

nas relações obrigacionais tradicionais.) Dessume-se daí que a regulação das condutas nesses contratos extrapolam as partes contratantes, pois deles emergem direitos e obrigações para terceiros externos ao contrato, de sorte que sua regulação é realizada por órgãos específicos, as agências reguladoras, que regulam os interesses daqueles que transcendem as partes contratantes, ou terceiros usuários do serviço (no caso do setor em apreço, os consumidores de petróleo e seus derivados) ou terceiros que possam vir a sofrer danos decorrentes das atividades objeto do contrato. Desta forma, segundo MARQUES NETO, trata-se de uma assunção de riscos mais robusta ao particular. A duração dessa espécie de contrato administrativo é geralmente de longo prazo, e envolve objetos mais complexos. Relativamente ao regime econômico financeiro, este não é tão rigoroso e garantista quanto em outras espécies de contratos administrativos, pois, nessa espécie de contrato, é muito comum que o particular contratante assumira parte dos riscos da atividade objeto do contrato.

### **Dimensões jurídicas do contrato de concessão**

Relativamente aos contratos de óleo e gás (doravante contratos de O&G), iremos nos ater a três dimensões jurídicas desses contratos, quais sejam: (i) direitos; (ii) obrigações; (iii) riscos. Para além dessas dimensões, analisaremos a dimensão jurídico-econômica relativa à destinação dos recursos provenientes da E&P do petróleo. A seguir, *ut supra dixit*, trabalharemos essas dimensões nos contratos administrativos de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás. Para recortarmos essas dimensões, tomaremos como parâmetro, mormente, a Lei nº 9.478/1997 e o modelo de contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural presente no site da ANP<sup>35</sup>. Sempre que necessário para a análise, outros documentos serão considerados, sendo oportunamente referidos neste texto.

#### **(I) Direitos Das Partes**

O contrato de concessão tem como objeto a cessão de direitos. No que tange ao ente público, por disposição constitucional, a União é proprietária dos recursos minerais presentes no subsolo, *in verbis*:

Art. 20. São bens da União:

.....omissis.....

---

<sup>35</sup> Encontrado no site: [http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/pre\\_edital/minuta\\_contrato.pdf](http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/pre_edital/minuta_contrato.pdf). Última consulta em 13/08/2012.

## IX – OS RECURSOS MINERAIS, INCLUSIVE OS DO SUBSOLO

Adota-se, pois, o regime dominial, segundo o qual é de propriedade do Estado os recursos minerais, incluindo os energéticos, do subsolo. Além desse direito, aventamos como direito da União o monopólio da pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, além de outros hidrocarbonetos fluidos presentes em território nacional (*ut art. 177, I da CF88 e art. 4º da Lei nº 9.478/1997*) e todo o direito de E&P de petróleo e gás natural em território nacional (*ut art. 8º e 21 da Lei nº 9.478/1997*), podendo fazê-lo sob regime de concessão (ou partilha de produção, a partir da Lei nº 12.351/2010). Com o contrato de concessão, o ente público transfere para o particular o direito de E&P o petróleo e o gás natural nas áreas delimitadas (blocos) no contrato. De sorte que o particular, por meio do contrato de concessão, obtém o direito de E&P petróleo e gás natural da região delimitada, ou, por outras palavras, obtém a propriedade do petróleo E&P daquele bloco objeto do contrato. Em contrapartida, este deve ao Estado o pagamento de participações governamentais como forma de remunerá-lo pela cessão do direito de E&P. Essas participações são, nos contratos de concessão: (i) bônus de assinatura<sup>36</sup>; (ii) *royalties*<sup>37</sup>; (iii) participação especial<sup>38</sup>; (iv) pagamento pela ocupação ou retenção de área. O bônus de assinatura é considerado parte do risco exploratório, pois deve ser pago logo ao principiar o empreendimento e é independente do resultado da E&P, devendo seu montante ser fixado pelo ofertante, respeitado o valor mínimo da ANP. Os *royalties*, por sua vez, não são parte do risco geológico, visto que o valor a ser pago deve ser proporcional à produção. Esses são, pois, os principais direitos das partes, de um lado, do particular, a propriedade do petróleo explorado e produzido, de outro, do Estado, o direito às participações governamentais.

### (II) Obrigações Das Partes

#### (a) Obrigações Decorrentes da Lei nº 9.478/1997

Para além das obrigações principais correlatas aos direitos supramencionados, *i.e.*, a obrigação do particular de pagar as participações governamentais e do

---

<sup>36</sup> Segundo o Decreto 2.705/1998, *in verbis*:

*Art 9º O bônus de assinatura, previsto no inciso I do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, corresponderá ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação.*

<sup>37</sup> *Royalties* são compensações pagas ao Estado e envolvem o *tradeoff* entre produção atual e receita futura.

<sup>38</sup> Participação Especial é uma compensação paga quando o bloco sob concessão atingir grande volume de produção ou rentabilidade.

Estado de transferir a área objeto do contrato para que o particular venha a E&P petróleo e gás natural, uma série de outras obrigações acessórias estão apençadas ao contrato de concessão<sup>39</sup>. A seguir apresentamos as obrigações das partes contratantes extraídas da Lei nº 9.478/1997. Primeiramente, cabe salientar que o Conselho Nacional de Política Energética (doravante CNPE) é responsável por propor políticas energéticas nacionais ao Presidente da República, ao passo que cabe à ANP implementar essas políticas. A primeira instância é, pois, um órgão de formulação, sendo presidida pelo Ministro das Minas e Energia, a segunda, um órgão de execução. Suas atribuições estão arroladas, respectivamente, nos artigos 2º (CNPE) e art. 8º, 8º A e 9º (ANP) da Lei nº 9.478/1997. As atribuições aventadas são obrigações do ente estatal descritas pela lei, algumas delas relacionadas aos contratos de concessão a serem firmados junto aos particulares, *e.g.*:

Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

....omissis.....

VIII – definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção;

X – induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX.

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

....omissis.....

II – promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

VII – fiscalizar diretamente e de forma concorrente nos termos da Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

Relativamente aos concessionários (ou candidatos à), extraem-se da referida lei as seguintes obrigações: (i) qualificação técnica, econômica e jurídica (*ut art. 25*

---

<sup>39</sup> A análise mais pormenorizada das obrigações principais do concessionário, os pagamentos governamentais, será tratada adiante.

da Lei nº 9.478/1997); (ii) obrigação de explorar, e, em caso de descoberta, produzir petróleo e gás natural no bloco conferido pelo contrato, obtendo a propriedade desses bens uma vez extraídos e com o pagamento dos encargos tributários incidentes e participações legais e/ou contratuais (*ut art. 26 da lei*); (iii) apresentação de planos e projetos de desenvolvimento e produção (art. 26, § 1º da lei); (iv) obrigação de arcar com os custos de retirada dos equipamentos e bens não objetos de reversão por qualquer que seja o motivo da extinção do contrato de concessão (*ut art. 28, §2º*); (v) a obrigação de indenizar nos casos de desapropriação ou servidão que sejam necessárias para a realização do contrato (art. 37, V); (vi) a obrigação de prestar garantias (art. 43, V); (vii) a obrigação de apresentar relatórios, dados e informações acerca das atividades realizadas (art. 43, VIII); além das obrigações contratuais referidas no artigo 44 da Lei nº 9.478/1997, *in verbis*:

Art. 44. O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a:

I – adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;

II – comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais;

III – realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo;

IV – submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento;

V – responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário;

VI – adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas.

Além dessas obrigações, *ut supra dixit*, são as principais obrigações do concessionários o pagamento das participações governamentais, essas obrigações extraídas da Lei nº 9.478/1997, Seção VI – Das Participações, que não será reproduzida aqui. Assim sendo, são essas as principais atribuições imputadas ao concessionário contratado decorrentes da referida lei.

### (b) Obrigações Decorrentes do Contrato de Concessão

No que tange ao contrato de concessão *de per se*, se vencida a licitação, o concessionário vencedor adquire o direito de contratar com a administração pública, e esta a obrigação de contratar apenas o licitante vencedor do certame. Relativamente às demais obrigações da administração pública, afora a obrigação principal do contrato, a cessão de direitos de E&P de petróleo e gás natural dos blocos licitados com exclusividade para o licitante vencedor, suas demais obrigações estão ligadas às atribuições da ANP, *e.g.*, a obrigação de avaliar e aprovar os programas e planos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção apresentados pelo concessionário dentro dos prazos estipulados pelo contrato. Lembrando aqui, *ut supra dixit*, que nos contratos de concessão, em regra, a elaboração dos programas e planos de trabalho recai, em grande medida, sob o particular contratado, desonerando-se a administração pública, assim, de detalhar as atividades a serem executadas pelo particular. Com essa desoneração da parte da administração pública, os programas e planos apresentados pelo particular contratado na realização das atividades de E&P de petróleo e gás natural, uma vez aprovados pela ANP, vinculam o particular, *i.e.*, criam para ele obrigações. Os programas e planos os quais temos nos referidos são (*ut* cláusula trigésima quarta do modelo de contrato de concessão da ANP): (i) planos de avaliação e de desenvolvimento<sup>40</sup>; (ii) programa anual de trabalho e orçamento<sup>41</sup> e programa anual de produção<sup>42</sup>, programa exploratório mínimo, programa de desativação das instalações; (iii) relatório final de avaliação de descoberta de petróleo e gás natural<sup>43</sup>.

Além desses programas e planos, o concessionário está vinculado a cumprir, na realização de suas atividades, as consideradas melhores práticas da indústria do petróleo em todo o mundo, obrigação esta especificada no corpo do contrato de concessão (*ut* modelo de contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural da ANP). Outras obrigações extraídas do modelo do contrato referido são: (i) as notificações de descoberta (ou de não descoberta, findo o período exploratório), de comercialidade (designada *declaração de comercialidade*), de encerramento das fases de exploração, desenvolvimento e produção, de encerramento de suas atividades, de devolução dos campos objetos do contrato, além de outras notificações a serem prestadas à ANP relativas às suas atividades e dos dados e informações colhidos através de suas pesquisas. Uma outra obrigação de suma importância é a obrigação do concessionário de contratar fornecedores locais (cláusula de conteúdo local, *ut* cláusula vigésima do modelo do contrato de concessão

<sup>40</sup> Cujas regulamentações para apresentação desses planos estão dispostas, respectivamente, na Portaria ANP 259/2000 e Portaria ANP 90/2000.

<sup>41</sup> O regulamento técnico do programa anual de trabalho e orçamento pode ser encontrado na Portaria ANP 123/2000.

<sup>42</sup> Cujas regulamentações técnicas são apresentadas na Portaria ANP 100/2000.

<sup>43</sup> Regulamentação Técnica na Portaria ANP 259/2000 revogada pela Resolução ANP 31/2011.



da ANP)<sup>44</sup>. São, também, obrigações do concessionário a busca pela preservação do meio ambiente, além de seu compromisso por envidar esforços para evitar causar danos e prejuízo a este por meio de suas atividades (*ut* cláusula vigésima primeira do modelo contratual supra referido). O concessionário deve manter seguros para todas as suas atividades conforme exigidos pela legislação pátria. Por óbvio, as obrigações principais do contrato, quais sejam, o pagamento das participações governamentais, também estão previstas no contrato (*ut* modelo de contrato de concessão da ANP, Capítulo V). Inclui-se, também, nas obrigações do concessionário uma cláusula de confidencialidade, que o obriga a manter sob confidencialidade os dados e informações obtidos ou produzidos como resultados das operações da concessionária e do contrato, salvo se permitido pela ANP ou se forem estes dados de domínio público (*ut* cláusula trigésima terceira do modelo de contrato de concessão da ANP).

### (III) Riscos

#### (a) Espécies de Riscos

Os riscos, segundo o vocabulário jurídico de DE PLÁCIDO E SILVA (2007, Verbebe *Risco*, p. 1238), diferente da obrigação, que tendem a ser certas ou a termo (salvo nas condicionais), estão ligados à possibilidade de ocorrência de um evento futuro e incerto que possa vir a dar causa a um dano ou prejuízo para si ou para terceiros. Os principais riscos no caso dos contratos de O&G são os que se seguem: (i) riscos exploratórios; (ii) riscos geológicos; (iii) riscos de engenharia; (iv) riscos relacionados com o preço das commodities; (v) riscos de financiamento; (vi) riscos cambiais; (vii) riscos regulatórios. Além desses, temos as circunstâncias gerais: força maior, caso fortuito e fato do príncipe. Os riscos exploratórios estão relacionados à possibilidade de se existir ou não petróleo em uma determinada região (SILVA, 2010). Nesse sentido, *ut supra dixit*, o bônus de assinatura está embutido no risco exploratório, pois deve ser pago na assinatura do contrato de concessão e independentemente de existir ou não

---

<sup>44</sup> Acerca dessa obrigação, algumas críticas têm sido veiculadas na imprensa, e.g., aquela da REVISTA EXAME, *in verbis*:

*O tema “conteúdo local” virou tabu no setor. (...) Depois de 2003, as encomendas de plataformas passaram a ser feitas no Brasil e o Ministério de Minas e Energia passou a definir índices mínimos de conteúdo local para cada novo bloco leiloado.*

*O descompasso entre a dinâmica do setor e os índices de nacionalização definidos pelo governo ficou mais evidente em 2007, após a descoberta do pré-sal, que multiplicou a demanda por serviços e equipamentos. A situação relatada pelo executivo de uma petroleira ilustra parte das dificuldades: “Há dois meses tentei encomendar equipamentos que só preciso receber daqui a quatro anos, mas o fornecedor não consegue garantir a exigência de conteúdo local”.* (ROBERTA PADUAN. O Maior Desafio do País. O petróleo do pré-sal guarda uma oportunidade de ouro para o avanço da economia brasileira – desde que o país não se perca em meio à sua grandeza. Ed. 1.019. Ano 46. n° 12, 27/06/2012, p. 48.)

petróleo na área concedida<sup>45</sup>. Riscos geológicos, por sua vez, segundo SILVA (2010), relaciona-se com a presença do sistema petrolífero, *i.e.*, à existência dos parâmetros geológicos que determinam a possibilidade de haver petróleo em uma dada região (*e.g.*, presença de rocha geradora, rocha reservatório, trapa, etc., itens geológicos necessários para a geração e formação de reservas de petróleo).

Os riscos de engenharia, por sua vez, são comumente relacionados às operações de prospecção, perfuração e produção de petróleo e gás natural e estão ligados a danos nos equipamentos, sejam danos materiais decorrentes de suas operações sejam aqueles provocados por força de ocorrências na natureza. Por esta razão, enquanto os riscos exploratórios e geológicos tendem a se associar à fase de exploração, os riscos de engenharia podem ser mais frequentemente associados à fase de produção. Resta mencionar ainda uma série de riscos não geológicos, dentre os quais os riscos políticos e os econômicos. Dentre os econômicos aventamos os riscos relacionados com o preço das *commodities*, os riscos de financiamento e os riscos cambiais. Dentre os políticos, os riscos regulatórios relacionados à insegurança jurídica no âmbito da regulação estatal de uma atividade econômica. Os riscos relacionados aos preços das *commodities* envolvem a variação do preço das *commodities* no mercado. Como vimos, no caso do petróleo, pode haver grande volatilidade no preço dessa *commodity* no curto prazo, de modo que o preço do barril de petróleo pode cair muito em um dado momento  $t_0$ , não compensando sua extração e produção (ainda que, como vimos, no longo prazo, considerando o *continuum* temporal  $t_0 - t_n$ , o preço do barril de petróleo vincule-se aos custos de sua produção, e menos à demanda). O risco financeiro trata da maior ou menor dificuldade de uma empresa obter recursos ao longo do tempo para rolar suas dívidas<sup>46</sup>. O risco cambial, por sua vez, diz respeito à volatilidade das moedas estrangeiras em face da moeda nacional. Assim, se uma empresa brasileira contrata um fornecedor estrangeiro para montar suas plataformas marítimas, uma variação no valor da moeda estrangeira pode aumentar grandemente a contraprestação da empresa nacional à estrangeira no ato da entrega das plataformas ou quando acordado o pagamento. Em geral, riscos cambiais são protegidos por um seguro especial chamado *hedging* contratado pela concessionária particular.

Outros riscos a serem considerados nos contratos de O&G são os de força maior, caso fortuito e fato do príncipe. Caso fortuito trata de fatos cuja ocorrência se deve à natureza, *e.g.*, a ocorrência de um tsunami. Força maior, de outro modo, trata de fatos que são consequência de ações humanas, a greve podendo ser um bom exemplo aí. Por fim, fato do príncipe envolve sempre uma ação da administração

---

<sup>45</sup> De se ressaltar que esses são os riscos minimizados nas áreas do pré-sal, visto que nessa região as chances de se encontrar petróleo são muito maiores.

<sup>46</sup> Geralmente encargo da empresa concessionária. Mesmo o BNDES não tem linhas de crédito específicas para as grandes empresas de E&P, apenas para seus fornecedores.

pública de índole geral, *e.g.*, o aumento de um tributo, que pode impactar negativamente um contrato administrativo, alterando seu equilíbrio econômico-financeiro. De se ressaltar que o fato do príncipe se caracteriza por ser, invariavelmente, um fato da administração, porém externo ao contrato. A seguir trataremos desses riscos para as partes.

### **(b) Riscos para as Partes**

Todo contrato prevê uma alocação de riscos entre as partes contratantes. Não é diferente no contrato administrativo. A seguir trataremos da alocação de riscos nos contratos de O&G. Com base na Lei nº 9.478/1997, são imputados ao concessionário particular os riscos relativos à E&P do petróleo e gás natural, *in verbis*:

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

Portanto, os riscos exploratórios, geológicos e de engenharia, ligados às fases de exploração, desenvolvimento e produção, ficam atribuídos ao concessionário por disposição legal. Em âmbito contratual, conforme o modelo de contrato de concessão da ANP, outrossim, a assunção dos riscos operacionais pertence ao concessionário, como dispõe a cláusula segunda, dois ponto dois, cito:

### **Custos e Riscos Associados à Execução das Operações**

2.2.O Concessionário assumirá sempre, em caráter exclusivo, todos os custos e riscos relacionados com a execução das Operações e suas consequências, cabendo-lhe, como única e exclusiva contrapartida, a propriedade do Petróleo e Gás Natural que venham a ser efetivamente produzidos e por ele recebidos no Ponto de Medição da Produção, nos termos deste Contrato, com sujeição aos encargos relativos aos tributos e às compensações financeiras detalhadas no ANEXO V – Participações Governamentais e de Terceiros, e da legislação brasileira aplicável.

Inobstante, no âmbito das participações governamentais, o poder público concedente, embora não seja responsável pelos riscos operacionais ligados à E&P de petróleo, admite a dedução no valor dos *royalties* a serem pagos, em razão dos riscos operacionais, a saber:

Art. 47. Os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º **Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo** para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção. Grifos nossos.

Desta feita, ainda que o bônus de assinatura possa estar incluído nos riscos de operação, posto ser um valor a ser pago na assinatura do contrato e não devolvido caso não venha a ser descoberto petróleo e/ou gás natural naquela região ou caso a quantidade e qualidade do petróleo e/ou gás natural não compensem a sua extração, os *royalties* e as participações especiais, ainda que haja um patamar mínimo devido pelo concessionário ao poder concedente, são proporcionais aos riscos e à produção das áreas concedidas, não devendo, pois, serem plenamente incorporados aos riscos operacionais suportados pelo concessionário. Poderíamos mesmo falar que o custo ligado ao bônus de assinatura é um custo fixo a ser pago pelo concessionário, ao passo que *royalties* e participações especiais pertencem à classe dos custos variáveis, a depender do sucesso da E&P<sup>47</sup>. No mais, o poder concedente não arca com quaisquer custos operacionais, salvo os abatimentos admitidos por lei para *royalties* e participações especiais.

No que concerne aos riscos ligados à força maior e caso fortuito, a Lei nº 9.478/1997 nada dispõe. Inobstante, o modelo de contrato de concessão da ANP admite a exoneração das responsabilidades de qualquer das partes contratantes nas circunstâncias de ocorrência de caso fortuito ou força maior, como se segue:

***Cláusula Trigésima Segunda***

***Caso Fortuito e Força Maior***

***Exoneração Total ou Parcial***

32.1.As Partes somente deixarão de responder pelo cumprimento das obrigações assumidas neste Contrato nas hipóteses de caso fortuito ou força maior, na forma do artigo 393 do Código Civil. A exoneração do devedor aqui prevista dar-se-á exclusivamente com relação às obrigações do contrato cujo adimplemento se tornar impossível em virtude da força maior ou caso fortuito, reconhecido pela ANP.

No que tange ao caso fortuito e força maior, esta é a solução que tem sido adotada em âmbito contratual geral, estando, inclusive, prevista no Código Civil de 2002, *in verbis*:

Art. 393. O devedor não responde pelos prejuízos resultantes de caso fortuito ou força maior, se expressamente não se houver por eles responsabilizado.

---

<sup>47</sup> De se ressaltar que os custos fixos na IPGN tendem a ser muito maiores que seus custos variáveis e quem, comumente, suporta os custos fixos nos contratos de concessão são as empresas privadas concessionárias e não o governo. A este respeito consultar ANDRÉ CANELAS (2004).

Verifica-se, daí, que os riscos relacionados à álea contratual, quais sejam eles, os riscos operacionais envolvidos nos contratos de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (conforme modelo da ANP), imputam-se ao concessionário particular. Com relação aos riscos classificados como pertencentes à álea extracontratual, CUNHA LIMA (2011) tem afirmado ser aplicável aos contratos de concessão na IPGN a teoria da imprevisão, *i.e.*, valeria a cláusula *rebus sic stantibus*. Com efeito, para os contratos administrativos, *ut supra dixit*, está previsto um princípio (ou cláusula) que garante o reequilíbrio do núcleo econômico financeiro do contrato nos casos da ocorrência de fato superveniente que possa superonerar uma das partes contratantes. Em particular, nos casos envolvendo riscos regulatórios ou fato do príncipe, cujo veículo causador da superoneração venha a ser o próprio Estado, seria o caso de se aplicar o princípio do reequilíbrio econômico financeiro, visando restabelecer o equilíbrio contratual. O princípio econômico financeiro tem sede constitucional, estando previsto no art. 37, XXI, *in verbis*:

*Art. 37.....omissis.....*

XXI – ressalvados os casos especificados na legislação, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, **com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta**, nos termos da lei, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações. Grifos nossos.

Este princípio previsto na Carta Maior apresenta desdobramento na Lei nº 8.666/1993, se aplica como garantia suplementar do particular não apenas nos casos envolvendo o desequilíbrio provocado por força das cláusulas de exorbitância que prerrogam ao poder público o direito de modificar unilateralmente o contrato, mas, igualmente, nos casos envolvendo fatores extracontratuais que podem engendrar esse desequilíbrio. Segundo MARQUES NETO<sup>48</sup>, todo contrato é um balanço entre risco e preço, de modo que inexistindo uma garantia ao particular de que ele será protegido de fatos supervenientes incertos, o particular, ainda assim, poderá pactuar com a administração pública, mas, neste caso, sabendo o particular que se imputará exclusivamente a ele o risco de poder se tornar oneroso o contrato por fatores supervenientes, ele, então, tenderá a embutir o risco no preço. Portanto, o regime de proteção do equilíbrio econômico financeiro leva a administração pública a absorver maiores riscos (afinal é o único ente capaz de distribuir mais eficiente o risco, já que

---

<sup>48</sup> Essas considerações foram apresentadas pelo professor Marques Neto em sua disciplina Contratos Administrativos lecionada no primeiro semestre de 2011 na Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo.

o faz entre toda a sociedade) para não ter que pagar a *priori* por um ônus que só vai ocorrer se o fato tomar lugar. Dispõe a Lei nº 8.666/1993:

Art. 65. Os contratos regidos por esta Lei poderão ser alterados, com as devidas justificativas, nos seguintes casos:

[omissis]

II – por acordo das partes:

d) para restabelecer a relação que as partes pactuaram inicialmente entre os encargos do contratado e a retribuição da administração para a justa remuneração da obra, serviço ou fornecimento, objetivando a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato, na hipótese de sobrevirem fatos imprevisíveis, ou previsíveis porém de consequências incalculáveis, retardadores ou impeditivos da execução do ajustado, ou, ainda, em caso de força maior, caso fortuito ou fato do príncipe, configurando álea econômica extraordinária e extracontratual. (Redação dada pela Lei nº 8.883, de 1994)

Inobstante essa disposição legal, caso esteja previsto no contrato que o evento superveniente ocorrido corresponde a uma álea contratual atribuída ao particular, não será aplicado o dever de recompor o equilíbrio econômico financeiro, porque o equilíbrio se refere às condições previstas no edital. Se o particular assumiu o ônus para um evento, então, para este evento ele não terá direito ao equilíbrio econômico financeiro. Omissis o contrato, a regra é que a administração pública assuma o dever de recompor o equilíbrio no caso de fatos de consequências imprevisíveis ou previsíveis e de custos calculáveis.

Dessume-se dessas ilações que se com maior propriedade, os riscos causados pelo poder público por força da álea extracontratual, aqui riscos regulatórios e fato do príncipe, podem ser imputados ao poder concedente, omissis o contrato, o mesmo se poderia dizer dos riscos ligados à variação do preço das *commodities*, dos riscos de financiamento e os riscos cambiais, ainda quando sua ocorrência não puder ser imputada ao poder público. Não obstante, como vimos, sendo os contratos de concessão espécie de contrato administrativo em que maior assunção de riscos é atribuída ao concessionário privado, muito comum que nessa espécie contratual os riscos econômicos, dentre os quais riscos relativos aos preços das *commodities* e riscos cambiais<sup>49</sup>, lhe sejam imputados (ao concessionário) nos contratos administrativos de concessão relativos à IPGN, forçando o concessionário particular a contratar instrumentos

<sup>49</sup> De se ressaltar que os riscos cambiais subsistem apenas por força do curso forçado da moeda. De todo modo, não faria sentido o governo arcar diretamente com os riscos cambiais já que ele tem poder e dispõe de instrumentos monetários para manipular o câmbio.

financeiros de *hedge* no mercado futuro de petróleo<sup>50</sup> para se precaver dos prejuízos causados por eventual superveniência de eventos que aumentem a volatilidade no preço do petróleo e gás natural no mercado internacional prejudicando<sup>51</sup>. E isto é ainda mais verdadeiro para os casos de álea extracontratual, mas que estejam ligadas às atividades características da IPGN, visto que, segundo RIBEIRO, os riscos da atividade tendem a ser, geralmente, imputados àquele que lucra com a atividade, aqui (no caso do contrato de concessão de petróleo em que o particular fica com a propriedade do petróleo e gás natural), o concessionário. A este respeito, RIBEIRO comenta:

‘Todavia, uma empresa deverá assumir os riscos do empreendimento, isto é, os riscos que advêm de ter o serviço em funcionamento, pois caberá a quem teve lucro na atividade ressarcir os danos que a mesma atividade ocasionou’ (RIBEIRO, 2010, p. 104).

E, ainda, como no caso do contrato de concessão, a propriedade do petróleo e do gás natural extraídos é do particular, de modo que é responsabilidade sua a comercialização desses bens, todos os riscos associados a esta comercialização (em particular os riscos ligados ao preço das *commodities*), por óbvio, ser-lhe-ão imputados, visto ser ele que lucra com a atividade comercial<sup>52</sup>. Finalmente, a assunção desses riscos ao particular, que vê a necessidade de contratar seguros de *hedge* para riscos econômicos deverá encarecer o valor do contrato de concessão para a administração pública, visto que, independente de quem arca com os riscos, caso a assunção recaia sobre o concessionário, este tenderá a incluir esses riscos no preço do contrato, a não ser que o governo estabeleça uma política de preços mínimos que possa garantir um retorno mínimo ao particular<sup>53</sup>.

---

<sup>50</sup> A este respeito, VALLE FREITAS citando PINTO JR. e S. L. FERNANDES comenta:

*‘O segundo aspecto é o desenvolvimento de mercados futuros e as mudanças na forma de comercialização. Para reduzir o impacto da volatilidade das taxas de câmbio e de juros, foram desenvolvidas inovações para a diminuição de riscos financeiros. Dentre essas inovações, destacaram-se a substituição relativa dos contratos de longo prazo e a ampliação do mercado spot. A volatilidade dos preços após o segundo choque levou, ainda, ao desenvolvimento dos mercados futuros de óleo bruto e de práticas de cobertura contra flutuações, o hedge. Essas inovações financeiras foram boas para as decisões de investimento e dificultaram o fortalecimento do poder de mercado. O mercado spot dificultou o estabelecimento de preços de referência e o hedge fez o preço do petróleo variar dentro de uma faixa larga, de US\$ 13 a US\$ 21 (Pinto Jr. e Fernandes, 1998)’* (FREITAS, 2003, p. 43).

<sup>51</sup> A Petrobras, e.g., lança mão desse expediente visando precaver-se desses riscos.

<sup>52</sup> Não há porque o Estado se responsabilizar por esses riscos já que não é o proprietário do hidrocarboneto extraído e não participa de sua comercialização salvo para garantir o cumprimento da cláusula da obrigação de fornecimento para o mercado interno. Inobstante, como veremos, o Estado pode internalizar esses riscos como no caso da constituição de um Fundo para destinação dos recursos advenientes da IPGN.

<sup>53</sup> Nesse sentido, a política de preço mínimo funciona como uma espécie de contrato de *hedge* entre o governo e o produtor evitando que a excessiva volatilidade no preço das *commodities* possa vir a prejudicar o produtor.

#### (IV) Pagamentos Governamentais e Destinação dos Recursos

Os pagamentos governamentais são encargos fiscais sem natureza tributária e constituem-se na obrigação principal a ser cumprida pelo concessionário no contrato de concessão para E&P do petróleo e gás natural. Os pagamentos são, segundo a Lei nº 9.478/1997, de quatro espécies, *ut* art. 45:

Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:

- I – bônus de assinatura;
- II – royalties;
- III – participação especial;
- IV – pagamento pela ocupação ou retenção de área.

§ 1º As participações governamentais constantes dos incisos II e IV serão obrigatórias.

O bônus de assinatura é o valor a ser pago pelo particular vencedor da licitação no momento da celebração do contrato, devendo ser feito em parcela única. Como vimos, podem ser incluídos como custos de operação e é pago independentemente de haver descoberta de petróleo e gás natural no bloco licitado, portanto, não tem qualquer relação com a produção Segundo BASTOS E SENA (2010) seu valor guarda relação com o número de blocos licitados e sua caracterização geológica. Parte de seu valor é destinado a ANP e o restante é endereçado ao Tesouro Nacional. Os *royalties* e as participações são tratados, segundo o Decreto nº 2.705/1998, como compensações financeiras. Seu valor depende da produção atingida pelo campo. Os *royalties* tem alíquota entre 5% e 10% do valor da produção de petróleo ou gás e incide sobre o faturamento<sup>54</sup>. As participações especiais são devidas apenas no caso de campos que atingem grande produtividade e incidem não sobre o faturamento, mas sobre a receita bruta descontado os *royalties*, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos previstos na legislação vigente. Sua alíquota pode chegar a 40% a depender do volume e do tempo de produção e da localização do campo. Por serem consideradas compensações financeiras, *royalties* e participações especiais são, em grande medida, destinados aos Estados e Municípios produtores (áreas *onshore*) ou confrontantes com a plataforma continental (áreas *offshore*). Conforme a Lei nº 7.990/1989 a parcela dos *royalties* que representar cinco por cento da produção é distribuída do seguinte modo:

<sup>54</sup> *Royalties* com alíquota abaixo de 10% são admitidos apenas se a ANP entender que os custos da E&P na área a ser concedida forem considerados altos e o retorno da produtividade baixo.



Art. 27. A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRÁS, obedecidos os seguintes critérios:

I – 70% (setenta por cento) aos Estados produtores;

II – 20% (vinte por cento) aos Municípios produtores;

III – 10% (dez por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural.

.....

§ 4º É também devida a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios confrontantes, quando o óleo, o xisto betuminoso e o gás forem extraídos da plataforma continental nos mesmos 5% (cinco por cento) fixados no caput deste artigo, sendo 1,5% (um e meio por cento) aos Estados e Distrito Federal e 0,5% (meio por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque; 1,5% (um e meio por cento) aos Municípios produtores e suas respectivas áreas geoeconômicas; 1% (um por cento) ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das referidas áreas de 0,5% (meio por cento) para constituir um fundo especial a ser distribuído entre os Estados, Territórios e Municípios.

Conforme a Lei nº 9.478/1997, a parcela que exceder os cinco por cento tem distribuição destinada da seguinte forma:

Art. 49. A parcela do valor do royalty que exceder a cinco por cento da produção terá a seguinte distribuição:

I – quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

a) cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados onde ocorrer a produção;

b) quinze por cento aos Municípios onde ocorrer a produção;

c) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural, dos biocombustíveis e à indústria petroquímica de primeira e segunda geração, bem como para programas de mesma natureza que tenham por finalidade a prevenção e a recuperação de danos causados ao meio ambiente por essas indústrias;

II – quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

- a) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados produtores confrontantes;
- b) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios produtores confrontantes;
- c) quinze por cento ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção;
- d) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;
- e) sete inteiros e cinco décimos por cento para constituição de um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios;
- f) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural, dos biocombustíveis e à indústria petroquímica de primeira e segunda geração, bem como para programas de mesma natureza que tenham por finalidade a prevenção e a recuperação de danos causados ao meio ambiente por essas indústrias.

Já as participações especiais seguem a seguinte distribuição conforme dispõe a Lei nº 9.478/1997, *in verbis*:

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

§ 1º A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

§ 2º Os recursos da participação especial serão distribuídos na seguinte proporção:

I – 40% (quarenta por cento) ao Ministério de Minas e Energia, sendo 70% (setenta por cento) para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º desta Lei, e pelo MME, 15% (quinze por cento) para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético e 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional;

II – 10% (dez por cento) ao Ministério do Meio Ambiente, destinados, preferencialmente, ao desenvolvimento das seguintes atividades de gestão ambiental relacionadas à cadeia produtiva do petróleo, incluindo as consequências de sua utilização:

- a) modelos e instrumentos de gestão, controle (fiscalização, monitoramento, licenciamento e instrumentos voluntários), planejamento e ordenamento do uso sustentável dos espaços e dos recursos naturais;
  - b) estudos e estratégias de conservação ambiental, uso sustentável dos recursos naturais e recuperação de danos ambientais;
  - c) novas práticas e tecnologias menos poluentes e otimização de sistemas de controle de poluição, incluindo eficiência energética e ações consorciadas para o tratamento de resíduos e rejeitos oleosos e outras substâncias nocivas e perigosas;
  - d) definição de estratégias e estudos de monitoramento ambiental sistemático, agregando o estabelecimento de padrões de qualidade ambiental específicos, na escala das bacias sedimentares;
  - e) sistemas de contingência que incluam prevenção, controle e combate e resposta à poluição por óleo;
  - f) mapeamento de áreas sensíveis a derramamentos de óleo nas águas jurisdicionais brasileiras;
  - g) estudos e projetos de prevenção de emissões de gases de efeito estufa para a atmosfera, assim como para mitigação da mudança do clima e adaptação à mudança do clima e seus efeitos, considerando-se como mitigação a redução de emissão de gases de efeito estufa e o aumento da capacidade de remoção de carbono pelos sumidouros e, como adaptação as iniciativas e medidas para reduzir a vulnerabilidade dos sistemas naturais e humanos frente aos efeitos atuais e esperados da mudança do clima;
  - h) estudos e projetos de prevenção, controle e remediação relacionados ao desmatamento e à poluição atmosférica;
  - i) iniciativas de fortalecimento do Sistema Nacional do Meio Ambiente – SISNAMA;
- III – quarenta por cento para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção;
- IV – dez por cento para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção.

Verifica-se daí, que grande parte da destinação dos recursos auferidos na forma de *royalties* e participações especiais (pagamentos esses que representam o maior valor obtido pelo governo com a concessão para a fase de E&P da IPGN), vai para os Estados e Municípios produtores ou confrontantes com as áreas de produção (em se tratando da produção desenvolvida na plataforma continental). Finalmente, o pagamento obtido pelo governo do concessionário pela retenção de área se caracteriza como um aluguel do espaço utilizado nas atividades de E&P e depende do tamanho e localização do bloco licitado, suas características geológicas, a fase em que se encontram as operações, dentre outros parâmetros a serem fixados pela ANP e explicitados no edital. O destino desse recurso é a ANP, *ut art. 16 da Lei nº 9.478/1997, in verbis*:

Art. 16. Os recursos provenientes da participação governamental prevista no inciso IV do art. 45, nos termos do art. 51, destinar-se-ão ao financiamento das despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas nesta Lei.

Para além dos pagamentos governamentais, a IPGN é fonte de encargos tributários, dentre os quais o imposto de renda da pessoa jurídica (IRPJ), contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL), PIS e COFINS, imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS), imposto sobre serviços (ISS), impostos sobre produtos industrializados (IPI), imposto sobre importação (II) e contribuição de intervenção no domínio econômico (CIDE), que recai sobre a comercialização de combustíveis. Quanto ao imposto de exportação (IE), cumpre observar que a exportação de petróleo e derivados é isenta de IE.

**(VI) Segundo marco regulatório: As leis n.º 12.351/2010, n.º 12.276/2010 e n.º 12.304/2010**

Convém ressaltar que para o contrato de partilha de produção a ser apresentado neste capítulo, ainda não possuímos nenhum modelo fornecido pela ANP, pois nenhum contrato foi firmado sob o novo marco regulatório. Estamos por realizar a 11ª rodada de licitações de blocos exploratórios de petróleo e gás, talvez em setembro próximo (2012), mas ainda sob o regime de concessão, pois não estão incluídas áreas do pré-sal<sup>55</sup>. A 12ª rodada a ser realizada no ano vindouro, caso não haja atrasos, é que incluirá áreas do pré-sal possivelmente sob o novo marco regulatório. Por conseguinte, apenas ali poderemos ter um modelo de contrato de partilha de produção pátrio a ser analisado. Inobstante, a Lei 12.351/2010 permite-nos já adiantar um esboço do desenho desses contratos segundo as dimensões jurídicas trabalhadas no capítulo prévio, quais sejam, direitos, obrigações e riscos, para além da dimensão jurídico-econômica relativa à destinação dos recursos oriundos da E&P do petróleo.

**Dimensões Jurídicas do Contrato de Partilha de Produção**

**(I) Direitos das Partes**

Relativamente aos direitos das partes, mantém-se a propriedade do petróleo enterrado atribuída à União, bem como o direito de exploração e produção,

<sup>55</sup> <http://economia.estadao.com.br/noticias/economia,cnpe-aprova-realizacao-da-11-rodada-da-anp-para-setembro,64657,0.htm>. Última consulta em 31/07/2012.

ainda que esta possa delegar essas atividades a terceiros sob os regimes de concessão ou partilha de produção (*ut* art. 20 e 177 da CF88). Por conseguinte, em termos das dotações iniciais, o novo marco regulatório em nada modifica o marco anterior. Segundo BASTOS E SENA (2010, p. 49) *a característica marcante dos PSC's se expressa na propriedade dos hidrocarbonetos produzidos* (PSC's sigla em inglês para *production share contract*, ou seja, contrato de partilha de produção). Ou seja, por força do contrato de partilha, os hidrocarbonetos extraídos são de propriedade compartilhada entre o contratante público e o particular. No contrato de concessão, embora o petróleo enterrado fosse de propriedade da União, uma vez extraído, sua propriedade era transferida ao contratante particular, restando como compensação ao ente público receber os pagamentos governamentais. Inobstante, a parcela dos hidrocarbonetos produzidos a ser repartida é aquela denominada excedente em óleo, e é direito da União auferir desse excedente em óleo um percentual mínimo. Segundo a Lei nº 12.351/2010, *in verbis*:

'Art. 2º. Para os fins desta Lei, são estabelecidas as seguintes definições:

[omissis]

III – excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43.

Além de parcela da produção de hidrocarbonetos extraídos, são devidas à União as seguintes compensações: (i) bônus de assinatura; (ii) *royalties* (*ut* art. 42 da Lei nº 12.351/2010). Nesse contrato, portanto, não são devidas as participações especiais, pagamento proporcional à produtividade do bloco de exploração, em caso desta assumir volumes substanciais.

Ao contratante particular, detém este, a partir da celebração do contrato de partilha de produção, os seguintes direitos, a saber: (i) o direito à apropriação do custo em óleo; (ii) da produção correspondente aos royalties devidos; (iii) de parcela do excedente em óleo (*ut*, art. 2º, II, da Lei nº 12.351/2010). A referida lei define o custo em óleo:

'Art. 2º. Para os fins desta Lei, são estabelecidas as seguintes definições:

[omissis]

II – custo em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato.

Embora o custo em óleo permita à empresa se ressarcir dos investimentos feitos na E&P, esta compensação é um direito que o contratado adquire se, e somente se, houver descoberta comercial, como salienta a citação supra. No que tange ao bônus de assinatura, de se ressaltar que seu custo não pode ser incorporado ao custo em óleo, portanto, faz parte do risco exploratório a ser assumido pelo contratado. Os *royalties* não estão incluídos no custo em óleo nem no excedente em óleo, mas são descontados antes que venha a ser calculado o excedente em óleo. Inobstante, caso não venha a ser feita nenhuma descoberta comercial, como os *royalties* são uma compensação pela exploração de hidrocarbonetos, estes não serão devidos pelo contratado particular. Com base na referida lei, esses são os principais direitos imputados às partes contratantes no contrato de partilha de produção<sup>56</sup>.

### (II) Obrigações das Partes

Enquanto o contrato de concessão pode ser caracterizado como um contrato de cessão de direitos, o contrato de partilha de produção tem como natureza ser um contrato de associação, *i.e.*, um em que o ente público e o particular se associam com vistas a explorar em conjunto uma atividade econômica que se dará na forma de um consórcio envolvendo a empresa pública que representa os interesses da União e a Petrobras mais o contratado (a Petrobras possui garantia de participação mínima, quando não for a única vencedora da licitação), ou apenas o consórcio entre a empresa pública e a Petrobras se esta for a única vencedora ou for dispensada a licitação. O consórcio formado será gerido por um comitê operacional no qual metade dos integrantes é indicada pela empresa pública que representa os interesses da União. Os outros membros representarão os demais consorciados. Esse comitê tem por atribuições: (i) definir os planos de exploração submetidos à ANP; (ii) definir o plano de avaliação de descoberta submetido à ANP; (iii) declarar a comercialidade das jazidas descobertas e definir o plano de desenvolvimento; (iv) elaborar os programas anuais de trabalho e produção submetidos à ANP; (v) analisar e aprovar os orçamentos relativos às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção previstos nos contratos; (vi) supervisionar as operações e aprovar a contabilização dos custos realizados; (vii) definir os termos dos acordos de individualização da produção com o titular da área adjacente quando necessário realizar a unitização.

---

<sup>56</sup> No que tange às partes contratantes, podemos identificar o importante papel atribuído à Petrobras, que deverá ser a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, além de ser a contratada principal ou contratada junto com a vencedora da licitação constituindo com esta um consórcio para a E&P de hidrocarbonetos (*ut* art. 2º VII da Lei nº 12.351/2010), garantida sua participação mínima, conforme art. 20 da lei. A União, por sua vez, é representada no contrato pela empresa pública referida no art. 8º, §1º da Lei nº 12.351/2010.

As obrigações principais decorrentes do contrato de partilha de produção são, para o contratado privado, arcar com os custos de investimento na E&P de hidrocarbonetos, para a Petrobras, enquanto operadora (*i.e.*, para além de contratada<sup>57</sup>), sua obrigação consiste na realização das atividades de E&P em todas as áreas do pré-sal e outras consideradas estratégicas, e, para o ente público, excepcionalmente nos contratos de partilha de produção, diferente dos contratos de concessão quando os custos eram arcados integralmente pelo contratado particular, admite a Lei nº 12.351/2010, em seu art. 6º, parágrafo único, que a União possa arcar com parcela dos investimentos na E&P por meio de fundo específico criado para tal fim. Acerca dessas obrigações, dispõe o art. 6º da referida lei, *in verbis*:

Art. 6º. Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente suportados pelo contratado, cabendo-lhe, no caso de descoberta comercial, a sua restituição nos termos do inciso II do art. 2º.

Parágrafo Único. A União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação nos termos do respectivo contrato.

Além de poder obrigar-se a participar dos investimentos e riscos da atividade, permissão dada pela lei, *ut supra dixit*, outros órgãos da União possuem uma série de competências relativas aos contratos de partilha de produção. Cabe ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), relativamente aos contratos, definir o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha, os parâmetros técnicos e econômicos desses contratos e estabelecer a delimitação das áreas classificadas como estratégicas. Ao Ministério de Minas e Energia, igualmente no que tange ao contrato de partilha de produção, cabe: propor ao CNPE as áreas a ser objeto de contrato de concessão ou partilha de produção, propor os parâmetros técnicos e econômicos relativos para definir o excedente em óleo, propor o percentual mínimo do excedente em óleo devido à União, propor a participação mínima da Petrobras, não inferior a 30%, propor os critérios para cálculo e apropriação do custo em óleo, propor o conteúdo local mínimo a ser exigido do contratado, propor o valor do bônus de assinatura, além de estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para desenhar a licitação, as minutas dos editais e os contratos de partilha, elaborar o relatório sobre as atividades operadas sob o regime de partilha de produção. Quanto à ANP são suas

---

<sup>57</sup> De se ressaltar que a Petrobras poderá: (i) ser contratada diretamente, dispensada a licitação, conforme art. 12 da Lei nº 12.351/2010; (ii) ser a única contratada se vencedora na licitação; (iii) ser contratada como participante de um consórcio no qual tem garantia de participação mínima.

competências relativas aos contratos de partilha de produção realizar os estudos técnicos para delimitar os blocos objetos dos contratos de partilha de produção, elaborar minutas dos contratos e produzir os editais, promover as licitações, analisar os planos e programas apresentados pelo contratado e regular as atividades operadas sob o regime de partilha de produção.

São obrigações do contratado apresentar: (i) os planos de exploração, avaliação e desenvolvimento da produção; (ii) os programas anuais de trabalho e de produção relativo aos blocos contratados sob regime de partilha; (iii) o programa exploratório mínimo e os investimentos estimados correlatos. É também obrigação do contratado apresentar as garantias a serem por ele prestadas, além de fornecer os relatórios e informações relativos à execução do contrato, fornecer inventário periódico sobre as emissões de gases estufas, apresentar planos de contingência quanto a acidentes por vazamento de hidrocarbonetos, realizar auditoria ambiental durante toda sua atividade operacional, remover os equipamentos e bens não objetos de reversão findo o contrato além de reparar ou indenizar danos decorrentes de suas atividades além de promover atos de recuperação ambiental. Além disso, é obrigação do contratado pagar a participação de até 1% do valor da produção de petróleo ou gás natural ao proprietário da terra nos blocos situados em áreas *onshore*. Quanto à Petrobras, são suas obrigações, na qualidade de operadora (para além de suas obrigações de contratada única ou em consórcio com outras contratadas): (i) informar a descoberta de jazidas de petróleo, gás natural ou outro hidrocarboneto perante o comitê operacional do consórcio e a ANP; (ii) submeter ao comitê o plano de avaliação da descoberta de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos fluidos para determinar sua comercialidade; (iii) avaliar a descoberta das jazidas e apresentar relatórios de comercialidade ao comitê operacional; (iv) submeter ao comitê operacional o plano de desenvolvimento da produção do campo, os planos de trabalho e de produção com os respectivos cronogramas e orçamentos; (v) adotar as melhores práticas na indústria do petróleo em suas atividades; (vi) encaminhar ao comitê operacional do consórcio todos os documentos relativos às atividades realizadas. Ressalte-se que, segundo a Lei nº 12.351/2010, a Petrobras é a operadora única dos campos de exploração do pré-sal e outras áreas estratégicas (*ut* art. 2º, VI da referida lei). Essa disposição não é sem propósito. Segundo BASTOS E SENA, nos países que adotam o regime de partilha de produção a empresa petrolífera nacional faz parte do empreendimento e participa da gestão de suas atividades com o propósito de auferir conhecimentos e tecnologias da empresa petrolífera contratada. Seu objetivo é claro, como afirmam os autores:

*‘Portanto, é notório que a eventual adoção deste sistema é de crucial importância, principalmente para aqueles países que não possuem o desenvolvimento tecnológico necessário para a exploração de suas reservas devido às dificuldades impostas pelo ambiente operacional’* (BASTOS E SENA, 2010, p. 50).



### (III) Riscos

A seguir trataremos da alocação de riscos prevista no contrato administrativo *partilha de produção* para a IPGN. Relativamente aos riscos, apresentamos no capítulo anterior, para a análise dos contratos de concessão de E&P na IPGN, os seguintes tipos de riscos: (i) riscos exploratórios; (ii) riscos geológicos; (iii) riscos de engenharia; (iv) riscos atinentes aos preços das *commodities* no mercado internacional; (v) riscos de financiamento; (vi) riscos cambiais; (vii) riscos regulatórios; (viii) força maior; (ix) caso fortuito; (x) fato do príncipe. Dentre esses, os riscos exploratórios, geológicos e de engenharia são classificados como riscos operacionais da E&P, riscos regulatórios e fato do príncipe podem ser classificados como riscos políticos. Finalmente, riscos ligados aos preços das *commodities* no mercado externo, riscos de financiamento e riscos cambiais classificam-se como riscos econômicos. Nos contratos de E&P, os riscos operacionais pertencem à álea contratual. Os demais se classificam como álea extracontratual. Riscos de engenharia são riscos ligados a prejuízos da operação de máquinas e equipamentos, riscos exploratórios tratam da possibilidade ou impossibilidade de descoberta de petróleo em dada região, riscos geológicos incluem as características geológicas da região, se favoráveis ou não à existência de jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos. Riscos regulatórios ligam-se à maior ou menor segurança jurídica dos marcos regulatórios existentes para o setor. Fato do príncipe, diz respeito a ocorrência de fatos causados pela autoridade pública sem relação direta com o contrato administrativo mas que o atinge levando à superoneração de uma das partes. Caso fortuito e força maior referem-se à ocorrência de fatos ou atos da álea extracontratual que tornam a execução do contrato difícil ou impossível<sup>58</sup>. Riscos relativos aos preços das *commodities* relacionam-se à variação do barril de petróleo no curto prazo que pode prejudicar o produtor, haja visto que o custo fixo da IPGN é muito alto. Riscos cambiais dizem respeito à variação do valor da moeda nacional relativamente às demais moedas. Finalmente, riscos financeiros tratam da maior ou menor dificuldade da empresa captar recursos para se financiar.

Vimos anteriormente que a Lei nº 12.351/2010, diferente da Lei nº 9.478/1997, admite que a União participe do investimento nas fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção nas áreas do pré-sal e outras consideradas estratégicas (*ut* art. 6º, parágrafo único) e, por aí, dos riscos associados à sua participação, conforme definido no contrato. Desta feita, embora o *caput* do art. 6º impute ao contratado todos os custos associados ao cumprimento do contrato, e pelo art. 1º, I da Lei nº 12.351/2010, todos os riscos relativos ao cumprimento das etapas

---

<sup>58</sup> Danos ambientais e com pessoal comumente podem ser incluídos como prejuízos causados por riscos de engenharia, caso fortuito e força maior. Em todos esses casos a responsabilidade da contratada particular é objetiva. A este respeito consultar RIBEIRO (2010).

de exploração, avaliação, desenvolvimento e exploração, se o contrato de partilha de produção diversamente dispuser, esses custos (e os riscos relativos à operação) poderão ser compartilhados entre a União e o contratado. De todo modo, no caso de descoberta o contrato de partilha de produção prevê a compensação, por meio do custo em óleo devido ao contratado, dos riscos operacionais assumidos por ele até um limite máximo<sup>59</sup>. Além dessa compensação, importante ressaltar que as áreas do pré-sal e outras áreas consideradas estratégicas são caracterizadas por possuírem baixo risco exploratório, *i.e.*, pela alta probabilidade de ali ser encontrado petróleo e gás natural, e elevado potencial de produção, portanto, jazidas cuja exploração é economicamente viável. É justamente por mor desse baixo risco exploratório e da alta produtividade associada a essas regiões que se escolheu adotar na sua E&P contratos de partilha de produção, antes que contratos de concessão. Ou seja, como os riscos exploratórios são baixos, essas áreas têm um *valor de mercado* maior, portanto, fazendo jus a que o Estado adote modelos contratuais com cláusulas mais benéficas para si. No caso dos contratos de partilha de produção, esse benefício é traduzido pela propriedade de parte do excedente em óleo que é produzido nessas regiões.

No que tange ao caso fortuito e força maior, a Lei nº 12.351/1997 é lacunosa, inobstante, como vimos da análise prévia, riscos associados a caso fortuito e força maior são comumente tratados no próprio teor do contrato. No modelo de contrato de partilha de produção disponibilizado pela ANP (*in casu*, um modelo contratual da República Democrática de São Tomé e Príncipe) nos casos envolvendo força maior o contratado é isentado do cumprimento de todos os atos para os quais a força maior é considerada impeditiva<sup>60</sup>. A álea extracontratual política, *i.e.*, riscos regulatórios e fato do príncipe, por ter o ente público dado causa a eles, tende ele a suportar seus riscos. No caso dos contratos administrativos, o princípio ou cláusula do reequilíbrio econômico financeiro admite esta possibilidade visando evitar que o contratado possa ser superonerado por medidas tomadas pelo contratante público. No que tange aos riscos financeiros e cambiais, como o contratante público também pode participar dos investimentos no empreendimento, esses riscos serão compartilhados pelo contratante público e o contratado na medida de sua participação no investimento<sup>61</sup>.

---

<sup>59</sup> No que tange aos riscos, o modelo de contrato de partilha de produção adotado na Angola, segundo BASTOS e SENA, *in verbis*:

*'Desta forma, a Oil Company explora a área a seu próprio risco e custo e recebe parte dos hidrocarbonetos produzidos como compensação pelo risco. Assim, caso os hidrocarbonetos não sejam encontrados ou as reservas não sejam comercializáveis, o contrato termina sem qualquer direito à Oil Company de recuperar seus custos'* (BASTOS e SENA, 2010, p. 50).

<sup>60</sup> <http://www.anp-stp.gov.st/pt/wp-content/uploads/2009/11/Modelo-Contrato-Partilha-Produ%C3%A7%C3%A3o1.pdf>, p. 35. Última consulta em 01/08/2012.

<sup>61</sup> Ainda, e como veremos, com a instituição do Fundo Social o governo pode internalizar boa parte dos riscos cambiais que podem incidir sobre a economia interna por força da apreciação cambial decorrente atividade da IPGN.

Finalmente, riscos relativos à comercialização do petróleo e gás natural, *i.e.*, riscos relativos ao preço das *commodities* no mercado internacional, tendem a ser suportados por quem detém a propriedade desses recursos energéticos. No caso do contrato de concessão, a propriedade do petróleo e gás natural extraído é do contratado, portanto, a assunção desses riscos é a eles imputada, de modo que este, para minimizar a volatilidade nos preços do barril de petróleo no curto prazo tenderá a se proteger por meio de seguros de *hedge*. No caso dos contratos de partilha de produção, a propriedade do recurso extraído é compartilhada, portanto, os riscos relativos à volatilidade dos preços do petróleo tenderão a ser compartilhados na medida do montante de óleo que cada uma das partes do contrato obtém como propriedade. O governo, por óbvio, por meio de políticas de controle da vazão de estoques tem condições de minimizar essa volatilidade nos preços dessas *commodities* energéticas, podendo, mesmo, auferir maiores lucros a partir do comércio do barril de petróleo controlando a oferta nos períodos de preços baixos e dando vazão a ela quando os preços estiverem mais altos<sup>62</sup>.

#### (IV) Pagamentos Governamentais e Fundo Social

Está previsto no contrato de partilha de produção os seguintes pagamentos governamentais, *ut* Lei nº 12.351/2010:

Art. 42. O regime de partilha de produção terá as seguintes receitas governamentais:

I – royalties; e

II – bônus de assinatura.

§ 1º Os royalties correspondem à compensação financeira pela exploração de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o § 1º do art. 20 da Constituição Federal, vedada sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

§ 2º O bônus de assinatura não integra o custo em óleo, corresponde a valor fixo devido à União pelo contratado e será estabelecido pelo contrato de partilha de produção, devendo ser pago no ato de sua assinatura.

Verifica-se do disposto acima que no contrato de partilha de produção não está previsto o pagamento de participações especiais. Quanto ao pagamento pela

---

<sup>62</sup> A volatilidade do preço do barril de petróleo no curto prazo (mas seu preço no longo prazo vinculado ao custo da produção) possibilita que o ente público, com a apropriação do bem *in natura*, controle seus estoques de modo a especular com o preço garantindo preço mínimo e maior rendimento e apropriação do excedente de produção do petróleo relativamente ao modelo de concessão, de modo a minimizar os riscos relativos à volatilidade do preço das *commodities* no mercado internacional.

ocupação ou retenção de área, em razão das áreas do pré-sal se situarem na plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, estes não são devidos, excepcionado o pagamento de participação correspondente a 1% da produção de petróleo ou gás natural ao proprietário da terra onde se localiza o bloco, se considerado área estratégica, e, portanto, submetido ao contrato de partilha (*ut art. 43 da Lei nº 12.351/2010*). De se ressaltar, outrossim, que a referida Lei não define a alíquota dos *royalties*.

Pelo artigo 64 da Lei nº 12.351/2010 estabelecia-se uma nova distribuição dos *royalties*. Afora a participação da União e daquela destinada aos municípios em que se realizam as operações de embarque e desembarque, a parcela restante seria destinada, meio a meio: (i) para um fundo especial que distribuiria os recursos entre todos os Estados e Distrito Federal; (ii) a outra metade para um fundo especial que distribuiria essa parcela entre todos os Municípios. Esse artigo, inobstante, foi vetado pelo Presidente da República, mantendo-se a distribuição dos *royalties* e participações especiais vigentes tanto para as áreas do pré-sal que foram objeto de concessão quanto para as áreas do pré-sal cedidas à Petrobras (LIMA, 2011, p. 43). Para além desses pagamentos governamentais, igualmente aqui, são devidos os encargos tributários aplicáveis à IPGN, a saber: IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, ICMS, ISS, IPI, II e CIDE.

De fundamental importância na Lei nº 12.351/2010 é a instituição de um Fundo Social conforme artigo 47 e seguintes da lei. Para tratar dessa matéria, principiaremos com a análise de TORRES acerca dos fundos especiais para depois nos afastarmos dele traçando a diferença do fundo social previsto na Lei nº 12.351/2010 relativamente aqueles fundos<sup>63</sup>. TORRES (2012) caracteriza os fundos especiais como instrumentos de descentralização da administração financeira, permitindo a distribuição de receitas tributárias para as unidades subnacionais. Trata-se, segundo ele, de um mecanismo fiscal do regime de participações, participações estas que podem ser: (i) incondicionadas, quando entregues diretamente ao beneficiário e não vinculadas a uma despesa específica; (ii) condicionadas, quando, por meio do fundo, portanto indiretamente, se distribui receita aos beneficiários, mas vinculada a determinada receita. Por conseguinte, por esta classificação, os fundos se caracterizam por ser uma receita vinculada. A Lei nº 4.320/1964 assim define os fundos especiais:

Art. 71. Constitui fundo especial o produto de receitas especificadas que por lei se vinculam à realização de determinados objetivos ou serviços, facultada a adoção de normas peculiares de aplicação.

Como o art. 167, IV da CF88 impede a vinculação da receita de imposto a fundo, os valores tributários encaminhados ao fundo, em regra, são as receitas

---

<sup>63</sup> TORRES. Os Fundos Especiais. Artigo encontrado na página: <http://www.abmp.org.br/textos/228.htm>. Último acesso em 06/08/2012.

decorrentes das contribuições. Ainda, segundo TORRES, os fundos especiais são instrumentos contábeis caracterizados como entes despersonalizados constituídos por uma universalidade de recursos vinculados a uma despesa (TORRES, 2012). Inobstante a caracterização exemplar de TORRES, convém apresentar algumas notas diferenciadoras do Fundo Social previsto na Lei nº 12.351/2010. Em primeiro lugar, a criação desse fundo visa à centralização da gestão das receitas e despesas, como afirma FREITAS, ao contrário dos fundos especiais comentados por TORRES, que se constituem em instrumentos de descentralização fiscal (FREITAS, 2009). Desta forma, ao contrário do marco regulatório da Lei nº 9.478/1997, em que a maior parte da receita proveniente dos pagamentos governamentais, *royalties* e participações especiais, é pulverizada, sendo destinada a Estados e Municípios, e em particular aqueles no qual se desenvolve a E&P da IPGN, o Fundo Social procura centralizar em um instrumento contábil único as receitas provenientes da E&P da IPGN. Uma segunda nota diferenciadora é que as receitas do Fundo Social não são de natureza tributária, antes são participações governamentais devidas pelo contratado nos contratos de partilha de produção. De semelhante, o Fundo Social e os fundos especiais possuem a vinculação da despesa, como dispõe a Lei nº 12.351/2010, *in verbis*:

Art. 47. É criado o Fundo Social – FS, de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento:

I – da educação;

II – da cultura;

III – do esporte;

IV – da saúde pública;

V – da ciência e tecnologia;

VI – do meio ambiente; e

VII – de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

§ 1º Os programas e projetos de que trata o caput observarão o plano plurianual – PPA, a lei de diretrizes orçamentárias – LDO e as respectivas dotações consignadas na lei orçamentária anual – LOA.

Relativamente à fonte de suas receitas, são estas: (i) parte do valor do bônus de assinatura auferido dos contratos de partilha de produção; (ii) parte dos royalties cabíveis à União, excetuando-se as destinadas aos seus órgãos específicos; (iii) receitas decorrentes da comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos; (iv) retornos das aplicações financeiras sobre suas disponibilidades; (v) outros recursos destinados por lei ao fundo. Com relação aos fundos, FREITAS (2012) distingue dois

modelos principais: (i) fundos de estabilização; (ii) fundos de poupança. Os primeiros constituem em um mecanismo de política fiscal, permitindo expandir a economia em momentos de crise com os recursos do fundo e capturar receita para o fundo nos momentos de crescimento. Os últimos têm por foco acumular recursos para as gerações futuras, e, ainda mais, permite a vinculação de recursos visando transformar um bem não renovável (petróleo, gás e outros hidrocarbonetos) em um bem renovável (e.g., educação). O Fundo Social previsto na Lei nº 12.351/2010 é um instrumento de poupança de longo prazo, como dispõe o art. 48, I da referida lei.

Ainda com relação ao Fundo Social, sua receita será gerida por um Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social (doravante CGFFS), cuja função é estabelecer: (i) o valor a ser resgatado anualmente do fundo; (ii) a rentabilidade mínima esperada; (iii) os riscos a serem assumidos nos investimentos e condições de sua minimização; (iv) os valores mínimos e máximo a serem investidos no exterior e no país; (v) o quantum de capitalização mínima a ser atingida antes que as transferências para os objetivos definidos na lei sejam feitas. Quanto às despesas, estas serão geridas pelo Conselho Deliberativo do Fundo Social (doravante CDFS), que tem por principal atribuição avaliar os programas e projetos a serem financiados com os retornos de capital sacados do fundo (*ut* art. 51 da lei e art. 58, §4º da Lei nº 12.351/2010).

## VII – ANÁLISE COMPARATIVA DOS MARCOS REGULATÓRIOS

### **(i) Dos Contratos de Concessão e Partilha de Produção e Direitos de Propriedade sobre os Hidrocarbonetos**

Verificamos, nos capítulos prévios, as diferentes assunções de direitos, obrigações e riscos para os contratantes público e privado nos contratos vigentes em cada um dos marcos regulatórios, o contrato de concessão no marco constituído sobre os diplomas da EC nº 9 e Lei nº 9.478/1997, e o contrato de partilha de produção no marco formado pelas Leis nº 12.351/2010, nº 12.304/2010 e nº 12.276/2010. No tocante aos direitos de propriedade sobre os hidrocarbonetos encontramos grande diferença nos dois modelos contratuais: (i) na concessão a propriedade do petróleo enterrado é da União (*ut* art. 20, IX da CF88), mas, por meio do contrato, é transferida *em sua totalidade* ao concessionário que explora o bloco objeto da concessão, que, por sua vez, compensa financeiramente o ente público pela E&P de um recurso finito por meio das participações governamentais (bônus de assinatura, *royalties*, participações especiais e pagamento pela ocupação ou retenção de área); (ii) na partilha de produção, outrossim, a propriedade do petróleo enterrado é da União, mas o contrato transfere ao contratado apenas parcela da propriedade do petróleo explorado (*i.e.*, do bem *in natura*), o custo em óleo, que

se configura como a remuneração dos custos exploratórios incorridos pela contratada no caso da descoberta e petróleo e gás natural comercializável, mais parcela do excedente em óleo, o lucro que a contratada auferir de suas atividades de extração, desenvolvimento e produção do petróleo e gás natural. A outra parcela do petróleo ou gás extraído é de propriedade da União. Dada essa diferente imputação da propriedade do óleo e gás nos dois modelos contratuais, resta saber a que interessa ao ente público manter a propriedade dessa *commodity in natura*.

Com MONTEIRO LOBATO (1936), averiguamos a importância geopolítica da garantia de controle e independência sobre os recursos energéticos para a soberania e desenvolvimento de um país, e, inclusive, segundo BERCOVICI (2011), tendo deixado de ser considerado simples *commodity* para ser elevado à categoria de recurso estratégico. Quanto à importância econômica do petróleo frente às demais fontes de energia que compõem a matriz energética global, dois pontos parecem importantes: (i) sua escassez relativa e distribuição desigual pelo globo, permitindo a criação de um mercado de petróleo; (ii) o excedente de produção a um baixo custo que esta fonte energética dispõe sobre as demais. Assim sendo, a importância assumida pelo petróleo relativamente aos demais recursos energéticos decorre não apenas da tecnologia mais desenvolvida em torno de seu processo de transformação energética, mas também em razão de sua escassez e distribuição desigual, além da possibilidade de sua apropriação individualizada fazendo dele um bem privado (em seu sentido econômico), características que propiciaram a criação de um mercado para o petróleo, considerando-se a escassez e a individualização fatores-chave para engendrar a criação de um mercado. Quanto ao segundo ponto, o excedente de produção propiciado pelo petróleo, a razão custo/excedente de produção, embora tenha caído, desde o início da exploração, de 1/100 barris para 1/30 barris, ainda é bastante superior aos seus concorrentes energéticos<sup>64</sup>. Em síntese, países quem detêm a propriedade desse recurso natural, auferem, igualmente, poder político e poder econômico. Inobstante, perguntamo-nos na sequência se as rendas obtidas da E&P na IPGN não seriam suficientes para angariar poder político e econômico. Na atual conjuntura, com o ainda ausente plano B, *i.e.*, sem dispor de um recurso energético alternativo com semelhante excedente de produção e importância na cadeia produtiva atual, parece que a propriedade sobre o recurso é, ainda, fundamental.

---

<sup>64</sup> Nesse sentido, os geólogos têm afirmado que a despeito dos custos e riscos envolvidos no pré-sal, ao preço que está hoje o barril, ele é plenamente comercializável. Porém, caso seu preço venha a cair, é possível que a E&P do petróleo nessa região torne-se desinteressante para as empresas petrolíferas. Por aí temos mais um argumento em favor da manutenção dos dois marcos regulatórios vigentes hodiernamente, *i.e.*, a possibilidade de alocar diversamente direitos, obrigações e riscos nos diferentes modelos contratuais, concessão ou partilha, criando incentivos discriminatórios para as empresas a depender do bloco a ser explorado.

Por óbvio, não interessa apenas estocar o petróleo, em vez de transformá-lo em renda, mesmo porque novas tecnologias podem surgir que venham a derrubar o preço do barril e levar ao desperdício dessa fonte de riqueza, o petróleo. Inobstante, a renda não pode ser entendida aqui como a simples tradução de uma *commodity* em valor monetário. Assim entenderam BASTOS e SENA (2010), para os quais a instituição de um novo marco regulatório dispendo sobre contratos de partilha de produção traria apenas insegurança jurídica, visto que sob o marco regulatório anterior em que vigiam os contratos de concessão, se poderia aumentar os valores por meio da alteração da forma de cálculo das participações especiais (alteração levada a cabo pelos autores). Uma série de argumentos poderiam ser aventados acerca desta candente questão. Inobstante termos tratado de alguns deles ao longo deste trabalho, trataremos nesse ponto de apenas um deles, que para nós parece ser de importância sem par: a necessidade de nosso país construir uma cadeia produtiva envolvendo não apenas a integração vertical de toda a indústria do petróleo, mas, também, dada a importância econômica desse recurso para toda a cadeia produtiva, de reconstruir toda a cadeia produtiva do país, de modo a não apenas evitar a desindustrialização (doença holandesa), mas, ainda, *descommoditizar* a produção nacional, passando a produzir e exportar não apenas *commodities*, mas bens de maior valor agregado. Nesse sentido, fugiríamos do modelo agroexportador criado para o país desde o Brasil Colônia. Caso venhamos a exportar o óleo cru, a riqueza proporcionada pelo petróleo brasileiro será grandemente granjeada pelos países industrialmente desenvolvidos, que nos venderão bens de maior valor agregado produzidos com o petróleo brasileiro. Para que evitemos nos tornar uma fazenda para China e outras grandes potências, poderemos, diversamente, adotar como estratégia desenvolver nossa cadeia produtiva nacional a partir da produção desse insumo de importância impar, o petróleo. E, ainda mais, com a promoção da integração vertical de toda a cadeia produtiva da IPGN capitaneada pelo Estado, poderíamos vender não óleo cru, mas derivados do petróleo de maior valor agregado como os combustíveis (gasolina, diesel), querosene, parafina, solventes, lubrificantes, nafta, GLP, asfalto e produtos petroquímicos (que substituem grande quantidade de matérias-primas, e.g., algodão, celulose, couro, lã, madeira, marfim, metais, vidro) ou, ainda, outros bens produzidos a partir desses derivados, fomentando toda a indústria nacional.

Vale ressaltar que essa estratégia é uma tentativa de *deshomogeneizar* esta *commodity*, o petróleo, que, por ser um bem homogêneo de *per se* como o são em regra as *commodities*, e por aí, por ter ser preço determinado pela oferta e demanda no mercado internacional, ou seja, sem que o produtor tenha qualquer poder de mercado no sentido de impor preço e auferir maiores lucros, faz com que o produtor perca grande parte de seu lucro para aqueles países que detém tecnologia e fabricam, a partir dos insumos vendidos por ele, produtos de maior valor agregado. De se ressaltar que o maior valor agregado incorporado aos produtos depende da diferenciação



ou *deshomogeneização* da produção e da economia. Nesse particular, o modelo de HOTELLING (1929, p. 45 e ss.) aponta para a relevância da diferenciação de produtos, e, por aí, produzir, por meio da diferenciação, poder de monopólio (em estrutura de mercado de monopólio competitivo).

Explica-se. O investimento da indústria em diferenciação de produtos é capaz de garantir-lhes a produção de bens não homogêneos, em um mercado competitivo, e, deste modo, lhes dá ensejo para manter alguma margem de poder na determinação de preço no mercado (poder econômico ou de mercado). Em contrapartida, mas justamente em razão do interesse privado dos produtores em auferir maiores lucros capturando parcela do excedente do consumidor, pode-se auferir como efeito secundário, não buscado intencionalmente pelo interesse privado, mas ainda mais fundamental que este, o progresso científico e tecnológico, e, por meio deste, o incremento no bem-estar social, em se supondo que a tecnologia propicia o incremento de bem-estar da população, v.g., através do desenvolvimento, produção e comercialização de medicamentos farmacológicos mais poderosos e/ou menos nocivos no tratamento de doenças preexistentes, como no caso do câncer. Parece, pois, plausível supor ter-se aqui uma daquelas felizes, porém raras, circunstâncias econômicas em que a satisfação do interesse privado parece engendrar, automaticamente, o incremento do interesse público, como apresentou SMITH na obra *A Riqueza das Nações*. No caso do petróleo, essa diferenciação de produto implica a produção de bens de maior valor agregado, derivados do petróleo, a serem utilizados na indústria nacional diferenciando a produção desta para o mercado interno ou para exportá-los a um melhor preço. Nesse sentido, toda a cadeia produtiva envolvendo a IPGN é composta de tecnologias-chave que se resvalam para os demais setores da cadeia produtiva nacional melhorando o desempenho de toda a indústria e atividade produtiva brasileira. Por esta razão, a integração vertical da IPGN é fundamental para o país alocar recurso entre tecnologias as quais não se domina, pois permite ao setor público, carente de recursos, investir seletivamente apenas nas tecnologias-chave, dentre as quais aquelas ligadas à IPGN, deixando para o setor privado os investimentos em tecnologias marginais<sup>65</sup>. Essas tecnologias-chave visam solucionar problemas envolvendo gargalos tecnológicos.

Caso o Brasil adote a teoria das vantagens comparativas de DAVID RICARDO, nunca deixará de produzir *commodities*, transformando-se em uma fazenda para o resto do mundo. Averbha CHIAPPIN:

‘É imprescindível também evitar um “tratado de Methuem” com a China e optar pelo desenvolvimento tecnológico e industrial e pela educação com

---

<sup>65</sup> Define-se aqui por tecnologia-chave aquelas tecnologias não maduras de impacto potencial de médio e longo prazo com horizonte de maturação progressivo e utilização industrial plena. A definição me foi fornecida pelo professor CHIAPPIN. STEINBRUCH tem se referido a um conceito de conteúdo semelhante que nomeia de setores transversais.

período integral e rede de universidades. A integração física, econômica e política da América do Sul e a Amazônia Azul devem ser feitas em conjunto com a superação das desigualdades sociais e regionais internas e externas' <sup>66</sup>.

No que tange à sua política industrial nacional e sua inserção no mercado internacional, duas dimensões devem ser consideradas: (i) a endógena ou interna, que deve responder à questão de como distribuir recursos escassos em áreas onde, em termos de vantagens comparativas somos piores, e isto significa investir em áreas cujos retornos não serão imediatos, mas de longo prazo; (ii) a exógena ou externa, relativa à busca por um posicionamento estratégico internacional com base nas vantagens comparativas. Caso o país atente apenas para a dimensão exógena, *ut supra dixit*, nos tornaremos dependentes de tecnologia externa e venderemos apenas *commodities*. Por óbvio que no curto prazo o investimento nos setores de atividades em que possuímos vantagens comparativas é que nos deve dar retorno imediato e divisas. Inobstante, a estratégia do governo deve ser em uma política industrial de mais longo alcance, buscando selecionar as tecnologias chave que poderão alavancar todo o setor produtivo, e, para tanto, o domínio de toda a cadeia produtiva da IPGN é essencial.

VALLE FREITAS aponta que a integração vertical constitui-se em uma das mais importantes estratégias empresariais do setor petrolífero (2003). A adequação dessa estratégia às empresas do setor decorre, fundamentalmente, da busca pela distribuição dos riscos, que variam em cada uma das etapas da cadeia produtiva da IPGN, permitindo à empresa auferir riscos e ganhos médios. Segundo a autora:

'Ou seja, tenta-se compensar a intensidade de capital, os altos riscos e o longo período de maturação das etapas iniciais da cadeia, com a maior rentabilidade das etapas finais Integradas verticalmente, as empresas garantem o acesso à matéria prima, ao mesmo tempo em que diminuem os riscos. Ao invés de buscarmos uma margem de lucro para cada etapa da cadeia, as empresas verticalmente integradas passam a maximizar o retorno da cadeia de petróleo como um todo' (VALLE FREITAS, 2003, p. 22-23).

Uma das vantagens que podem ser auferidas do novo marco, conforme comentam BASTOS E SENA (2010), é que nos países que adotam o regime de partilha de produção a empresa petroleira nacional faz parte do empreendimento e participa da gestão de suas atividades com o propósito de incorporar conhecimentos e tecnologias de outras empresas petrolíferas contratadas (no caso da formação de consórcios), fortalecendo a integração vertical da IPGN no país. Parece que foi justamente isso que se buscou obter quando o novo marco deu à Petrobras participação mínima de 30% no consórcio vencedor do certame. Outra condição dos contratos de partilha de produção diz respeito ao conteúdo local mínimo, aqui, outra medida visando fortalecer

---

<sup>66</sup> J. R. N<sup>o</sup> CHIAPPIN. As tecnologias das organizações sociais. *Jornal Gente da FEA*, junho de 2011. Encontrado na página: <http://www.fea.usp.br/noticias.php?i=735>. Última consulta em 14/08/2012.

a integração vertical de toda a cadeia produtiva da IPGN, fomentando, inclusive, a inovação tecnológica nas atividades em que atuam os fornecedores indiretos das empresas petrolíferas. Por todas essas razões, de se ressaltar que a propriedade do petróleo confere ao ente público o poder de realizar política industrial visando diferenciação de produto, tanto por meio da agregação de valor através da produção dos derivados do petróleo quanto no uso dos derivados como insumos para o restante da cadeia produtiva nacional, que passa a dispor desse recurso a preços definidos pelo governo, em vez de ficar ao sabor do preço do barril no mercado internacional; e, ainda, com a diferenciação ou deshomogeneização dessa *commodity*, por meio da agregação de valor ao produto, permite ao país auferir maiores lucros com essa riqueza, conferindo poder de mercado à indústria nacional, e, ao Estado, a possibilidade de fomentar toda sua cadeia produtiva através do desenvolvimento das tecnologias chave ligadas à IPGN.

Com relação aos outros aspectos dos contratos de concessão e partilha de produção, não nos delongaremos a respeito, pois estes foram tratados nos capítulos respectivos que abordaram essas matérias. Inobstante, cumpre trazer à colação algumas notas diferenciadoras marcantes de cada modelo contratual. No que tange às obrigações, o contrato de concessão obriga o concessionário a compensar financeiramente o ente público pela E&P de um recurso finito por meio das participações governamentais, portanto, em moeda. Diversamente, no contrato de partilha de produção, a despeito de se manter o pagamento pelo contratado do bônus de assinatura e dos *royalties*, as participações especiais não são devidas. Por outro lado, parcela do excedente em óleo extraído deverá ser repassado para a União, portanto, o pagamento aqui é *in natura* (e, por óbvio, somente é devido no caso de descoberta comercializável). Quanto às obrigações acessórias, declarações de descoberta, entrega de planos, programas e projetos de extração, desenvolvimento, produção, os modelos contratuais não apresentam grandes diferenças entre si. De se ressaltar, contudo, a obrigatoriedade da licitante vencedora, no caso do contrato de partilha, efetuar consórcio com a Petrobras e a Pré-Sal Petróleo S.A., ambas empresas públicas, a primeira sociedade de economia mista (portanto, empresa pública de direito privado), a segunda uma empresa estatal pública. Além dessa, outra obrigação acessória importante é a obrigação da empresa contratada possuir parcela de seus fornecedores pertencentes à indústria nacional (conteúdo local mínimo), condição que, como vimos, visa fomentar a indústria nacional.

No que tange à assunção dos riscos, os operacionais incluindo exploratórios, geológicos e de engenharia, estes recairão, qualquer que seja o modelo contratual de E&P de petróleo e gás natural, exclusivamente sobre o contratado. Inobstante, o parágrafo único do art. 6º da Lei nº 12.351/2010 dispõe diversamente para o caso do contrato de partilha de produção, *in verbis*:

Art. 6º Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente suportados pelo contratado, cabendo-

lhe, no caso de descoberta comercial, a sua restituição nos termos do inciso II do art. 2º.

Parágrafo único. A União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato.

Riscos políticos, incluindo os regulatórios, em tese, como vimos, deveriam ser suportados pelo ente público, já que ele é que os deu causa, qualquer que seja o contrato de O&G, concessão ou partilha<sup>67</sup>. Inobstante, na prática, é muito comum que o contratado particular venha a arcar com os riscos políticos e regulatórios, ainda quando o ente público, nos processos de nacionalização na indústria petrolífera de seu país, tenha se comprometido pela via contratual a compensar a empresa contratada<sup>68</sup>. No que concerne aos riscos econômicos, em particular o risco associado ao preço das *commodities*, em regra estes são suportados pelo contratado particular, qualquer que seja o modelo contratual adotado na E&P. Inobstante, como parcela da produção é de propriedade do Estado (o excedente em óleo), este deve buscar mecanismos para se proteger da volatilidade do preço do petróleo no mercado *spot*. Contudo, o governo tem melhores condições de estocar e dar vazão controlada à *commodity* vendendo mais nos períodos de alta de preços e estocando o petróleo nos períodos de baixa. No que tange aos riscos cambiais, o contratado particular, no contrato de concessão arca com esses riscos, podendo dele se proteger por meio dos contratos de *hedge*. O ente público, contudo, dispõe de mecanismos mais poderosos, dentre os quais internalizar o risco cambial através da criação de um fundo que receba as rendas do petróleo e invista apenas ou prioritariamente em ativos externos, como veremos a seguir. Isso não significa que o ente público suporte esses riscos, antes ele o internaliza. Essa temática será tema da nossa próxima seção.

## (II) Rendas do Petróleo e sua Destinação

No que concerne às rendas auferidas dos contratos para a E&P da IPGN, concessão ou partilha de produção, seguimos de perto a hialina e percuciente análise apresentada por FREITAS (2009). Segundo sua perspectiva, podemos colocar a questão envolvendo o pagamento dos *royalties* e participações especiais (por constituírem o

---

<sup>67</sup> Essa assunção pode mesmo ser derivada da cláusula do equilíbrio econômico-financeiro, ainda que se trate de uma álea extracontratual devida à Administração Pública.

<sup>68</sup> A despeito, e.g., das promessas feitas pelo governo boliviano à Petrobras, no caso do conflito do gás envolvendo Brasil *versus* Bolívia, a dificuldade de conseguir fixar uma indenização justa (e depois vê-la paga) por mor da expropriação via nacionalização tem sido matéria constante noticiada pela imprensa internacional.

maior montante da renda auferida do petróleo, *i.e.*, cerca de 90% da renda do petróleo obtido dos pagamentos governamentais) para os Estados e Municípios produtores ou confrontantes nos contratos de concessão (60% do valor desses pagamentos é destinado a esses Estados/Municípios), de um lado, e da instituição de um Fundo Social a partir das receitas auferidas da E&P do petróleo nos contratos de partilha de produção, de outro, como uma questão envolvendo o dilema descentralização *versus* centralização financeira. Em favor da descentralização e do pagamento preferencial aos Estados e Municípios produtores ou confrontantes no regime fiscal vigente na Lei nº 9.478/1997 está a ideia de indenizar essas localidades pelos danos que a IPGN tende a engendrar, ou, por outras palavras, internalizar ou precificar as externalidades produzidas por essa indústria. Em favor da centralização no regime fiscal previsto no novo marco regulatório (Lei nº 12.351/2010) reside a dotação de um enfeixamento de poderes à União que lhe permitem mais apropriadamente coordenar as políticas fiscal e monetária, em particular buscando internalizar as consequências adversas ocasionadas por mor das rendas auferidas da indústria de hidrocarbonetos, *e.g.*, o aumento dos gastos públicos, a apreciação cambial e a doença holandesa (desindustrialização)<sup>69</sup>.

Segundo FREITAS (2009), os pagamentos governamentais podem ser compreendidos de diversas formas, e essas diferentes interpretações podem implicar em uma distribuição de recursos bastante diversa. Caso se entenda que esses pagamentos são indenizações decorrentes dos prejuízos engendrados da indústria do petróleo (*e.g.*, danos ambientais<sup>70</sup>, aumento da demanda por serviços públicos, não recolhimento do ICMS sobre a produção de petróleo, visto ser ele tributado em seu destino, etc.) onde ela desenvolve suas atividades, faz todo sentido que os Estados e Municípios produtores e confrontantes recebam a maior parcela dos recursos. Caso esses pagamentos sejam entendidos como compensação ao proprietário pela extração de um bem não renovável, então o maior montante do valor auferido da prospecção do petróleo deveria ser destinado à União. Relativamente ao primeiro entendimento, FREITAS (2009) admoesta-nos que a indenização aos Estados e Municípios produtores ou confrontantes deve depender do montante dos danos produzidos pela indústria de hidrocarbonetos: quanto maiores os danos, maior a indenização devida, quanto menor, menos essas localidades precisam receber para se compensarem dos prejuízos da IPGN. FREITAS (2009) apresenta em sua análise uma séria de tabelas que apontam

---

<sup>69</sup> Como vimos, em regra os riscos cambiais são alocados para o contratante particular nos contratos de O&G. Com o Fundo Social os riscos cambiais seriam, em grande medida, internalizados pela União.

<sup>70</sup> De se lembrar de que, na ocorrência de danos ambientais, o contratado causador do dano é condenado a indenizar os prejuízos. Inobstante, o teto da multa aplicada pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) atualmente é da ordem de R\$ 50 milhões (esse teto foi, recentemente, aplicado à Chevron pelo IBAMA), o que, relativamente aos prejuízos provocados, é valor insignificante. Por outro lado, os corpos d'água são capazes, em grande medida, de autorregenerar-se naturalmente da poluição causada pela indústria do petróleo, ainda que, por óbvio, essa capacidade não seja infinita.

que a distribuição dos *royalties* e participações especiais entre os anos de 2000 e 2007 concentra-se nas localidades em que estão as jazidas dos minerais, *in verbis*:

‘Cinco estados (RJ, RN, BA, ES e AM) recebem mais de 90% do que é distribuído a título de royalties, sendo que somente o Rio de Janeiro fez jus a 66% das receitas no período. Em relação às participações especiais a concentração territorial é ainda maior, com o Rio de Janeiro recebendo isoladamente 98% das receitas. Observe-se que as participações especiais são devidas somente para campos de alta produtividade. Por isso, se a exploração da camada do pré-sal prosperar, deverá ocorrer uma concentração ainda mais forte de receitas, uma vez que muitos campos produtores são confrontantes a municípios do Rio de Janeiro’ (FREITAS, 2009, p. 16).

No âmbito dos Municípios, POSTALI (2007) concluiu que a renda do petróleo endereçada a essas localidades não serviu para o desenvolvimento da região, não levando ao crescimento do PIB *per capita*. Quanto à União, esta fez jus a 39% das receitas dos *royalties* e participações especiais que a Lei nº 9.478/1997 vincula a ministérios específicos como o Ministério da Ciência e Tecnologia, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério do Meio Ambiente. Inobstante a destinação dada pela lei, esses recursos não estão sendo endereçados para os ministérios, tendo antes contribuído para gerar o superávit primário.

Na sequência de sua análise, FREITAS (2009) apresenta os argumentos favoráveis à descentralização, mas relativiza-os um a um. Os argumentos apresentados em favor da descentralização e suas contestações seguem-se. Quanto ao argumento que afirma que se está a alienar um recurso público finito, FREITAS (2009) indica que sua extração não é senão uma troca entre ativos materiais por financeiros, mas que a propriedade das reservas petrolíferas é a União, não os Estados/Municípios. O segundo argumento, acerca dos impactos ambientais, é acatado por FREITAS (2009). O autor, contudo, sustenta que o ideal é que eles fossem pagos apenas quando da ocorrência dos danos, embora admita que isto levaria a uma proliferação de ações judiciais gerando insegurança jurídica, de modo que o pagamento antecipado decorrentes apenas da possibilidade de haver dano é plenamente justificado, mas afirma que o ideal seria que o montante a ser pago fosse fixo e por volume de petróleo extraído. Relativiza ainda este argumento no caso da extração realizar-se na plataforma continental, visto que nesses casos os danos para os Estados e Municípios tendem a ser negligenciáveis dependendo da distância do litoral em que as atividades de extração ocorrem.

Um terceiro argumento em favor da indenização de Estados e Municípios produtores e confrontantes seria o aumento da demanda por serviços públicos, pois uma maior população se deslocaria para essas regiões em busca de oportunidades no setor petrolífero. A este respeito, FREITAS (2009) contra-argumenta apresentando duas razões, primeiro, que a população é atraída não para as regiões produtoras, mas para as localidades que desempenham atividades de apoio à exploração,

portanto que a receita deveria ir para essas regiões e não para as localidades produtoras, e, segundo, que as atividades ligadas à exploração de petróleo tendem a aumentar a arrecadação, de modo que a maior demanda por serviços públicos poderia ser financiada pelos tributos gerados da circulação de renda nessas localidades. Um quarto argumento em prol da descentralização das receitas auferidas da exploração de petróleo é a ocupação de espaço pelas atividades petrolíferas que poderiam ser utilizados no desenvolvimento de outras atividades econômicas. FREITAS (2009) lembra que no caso da exploração realizada na plataforma continental esse argumento é sem propósito, e mesmo nas áreas *onshore* dificilmente as atividades exploratórias de hidrocarbonetos provoquem congestionamento. Um quinto argumento, que uma maior distribuição de renda auferida das regiões produtoras lhe devam ser destinadas para evitar movimentos separatistas, não parece se aplicar ao caso brasileiro, segundo FREITAS (2009).

O último argumento favorável à distribuição de um maior montante dos *royalties* e participações especiais para as regiões produtoras seria o de prepará-las para quando a atividade petrolífera fosse encerrada nessas regiões, visto ser este recurso finito. FREITAS (2009) se contrapõe a esse argumento afirmando: (i) que a queda de produção não é repentina, mas paulatina, e que ademais, por ser culturalmente homogênea a emigração das populações dessas regiões para outras no país em busca de novas oportunidades não se caracteriza como prejuízo de grande monta; (ii) que a possibilidade de diversificação de sua economia é muito mais limitada nos Estados e Municípios que no nível federal, portanto, fazendo este jus a um maior montante da renda obtida com a extração de hidrocarbonetos. Toda essa argumentação e contra-argumentação leva FREITAS (2009) a concluir que os argumentos em favor da descentralização dos recursos são bastante frágeis, salvo no caso do segundo argumento relativo à indenização dos Estados e Municípios produtores por danos ambientais. Quanto aos argumentos contrários à descentralização, FREITAS (2009) aponta três: (i) a menor capacidade dos entes subnacionais administrarem o caixa gerado com as receitas de petróleo, com conseqüente aumento nos gastos públicos desses entes; (ii) a geração de distorções na economia, já que os entes beneficiários podem oferecer condições mais vantajosas para outras empresas se instalarem em sua região; (iii) a geração de desequilíbrios horizontais, aumentando as desigualdades regionais. O segundo argumento é derrubado por FREITAS (2009) que afirma que a guerra fiscal não ocorre apenas nas áreas produtoras de petróleo, e, além do mais, a competição entre jurisdições podem ser mesmo útil para derrubar a carga tributária do país. Os dois outros argumentos, contudo, são pontos bastante favoráveis à centralização fiscal, o primeiro porque indica que a União possui mecanismos mais efetivos para realizar controle de fluxo de caixa, e por aí coordenar de forma mais eficiente as políticas fiscal e monetária; o terceiro argumento porque um dos objetivos da República Federativa do Brasil é justamente reduzir as desigualdades regionais, de modo que

uma distribuição das receitas do petróleo mais igualitária entre as regiões seria mais favorável ao cumprimento desse objetivo.

Com relação à exploração de recursos naturais, FREITAS (2009) apresenta três principais desafios ao governo: (i) flutuação das receitas em razão da volatilidade do preço desses recursos; (ii) o fato do petróleo ser um recurso finito; (iii) o grande aporte de recursos externos sobre a taxa de câmbio. Pelo primeiro, o desafio é controlar o fluxo de caixa do governo, que sofreria grande variação. Pelo segundo, o desafio é o país se preparar para quando o recurso se exaurir. FREITAS (2009) comenta que esses dois desafios podem ser atacados por meio da instituição de fundos soberanos. O terceiro desafio seria evitar a doença holandesa, *i.e.*, a desindustrialização decorrente da apreciação cambial resultado do aporte de receitas do petróleo. Inobstante, FREITAS (2009) argumenta que a apreciação cambial não é decorrência necessária das receitas com exportações de petróleo, e, ainda, que a desindustrialização não é um mal de *per se*, *i.e.*, mesmo que prejudique a indústria nacional não significa decréscimo de bem-estar da população. Quanto aos fundos soberanos, FREITAS (2009) trabalha com dois tipos básicos: (i) fundos de estabilização; (ii) fundos de poupança. Vimos alhures que os primeiros são instrumentos fiscais para expandir ou contrair a economia aportando recursos na economia em momentos de crise e resgatando receita para o fundo nos momentos de expansão. Os fundos de poupança visam transformar um recurso não renovável em um recurso renovável garantindo renda para as gerações futuras. Quanto aos fundos, a primeira questão levantada por FREITAS é que estes não propiciam a disciplina fiscal, antes, países com disciplina fiscal é que tendem a adotar tais fundos. Por conseguinte, verifica-se que a relação de causalidade é inversa àquela do senso comum. O argumento aventado por ele em favor da instituição de um fundo no Brasil que possa receber a renda do petróleo é político, não econômico:

‘Apesar de não haver, do ponto de vista econômico, uma vantagem clara em se instituir um fundo (seja de poupança ou de estabilização), as vantagens do ponto de vista da economia política são mais eficientes: a instituição de um fundo é uma forma de reduzir as pressões políticas por aumento dos gastos públicos, especialmente quando há aumento de receita. Ao se estabelecer regras relativamente automáticas de repasses para o fundo, reduz-se sensivelmente o custo da barganha política. Além disso, quando há regras claras de aplicação e saque de recursos, o fundo contribui para uma maior transparência das contas públicas’ (FREITAS, 2009, p. 42).

Definido o tipo de fundo, a questão seguinte tratada por FREITAS (2009) refere-se a quais ativos devem compor cada tipo de fundo. Principia diferenciando os ativos que preferencialmente compõem um fundo de estabilização, nesse caso ativos de curto prazo, baixo risco e de grande liquidez, e aqueles que compõem um fundo de poupança, aqui, ativos com retorno de longo prazo e de maior risco. Advertimos que aplicações do fundo de estabilização em ativos do setor privado nacional



não são aconselháveis porque vão contra a proposta desse fundo que é justamente implementar políticas anticíclicas (ou seja, retirar recursos da economia quando ela está aquecida por força da entrada de recursos provenientes da renda do petróleo e injetar recursos quando os preços do petróleo caem gerando um encolhimento da economia). Segundo FREITAS:

'A literatura recomenda que os ativos dos fundos deveriam ser, majoritariamente, constituídos de ativos externos' (FREITAS, 2009, p. 43).

Além dessa advertência, o investimento em ativos externos tenderá a evitar, no curto e médio prazo ao menos, uma apreciação cambial proveniente das rendas do petróleo na economia nacional. Aplicando as rendas do petróleo no fundo no exterior procura o governo, pois, internalizar os riscos cambiais, que como vimos no caso dos dois contratos, concessão e partilha, tendem a recair sobre o contratante particular. Quanto à apreciação cambial pergunta-se FREITAS (2009) se ela é de todo ruim, *i.e.*, se ela produz a desindustrialização nacional (doença holandesa) e se essa desindustrialização é um mal. Primeiro FREITAS (2009) comenta que a desindustrialização pode não ser um mal de *per se* se no agregado a sociedade obtém incremento de bem-estar, ainda que alguns setores da sociedade sejam prejudicados. Para o autor, a relação entre a apreciação cambial e o decréscimo de bem-estar social é verdadeira apenas se consideradas outras hipóteses auxiliares, *e.g.*, que o setor produtor não petrolífero possui mais capacidade de crescimento que o petrolífero. Inobstante, a indústria petrolífera demanda desenvolvimento de tecnologia em diversas áreas, o que tenderá a aumentar a produtividade em diversos setores. Em segundo lugar, o autor coloca a questão quanto a se os investimentos do fundo em educação e infraestrutura não levariam a uma apreciação cambial não querida e reitera que os ganhos auferidos desse investimento tenderão a se resvalar para toda a economia, mais do que compensando os prejuízos da apreciação cambial. Finalmente, o autor se pergunta se haveriam formas de se minimizar os prejuízos à indústria exportadora no caso da apreciação cambial e apresenta-nos uma série de ações que poderiam privilegiar o setor exportador mais do que a economia voltada para o consumo interno, *e.g.*, investimentos em infraestrutura, subsídios para determinados setores produtivos exportadores, etc., amenizando os impactos da apreciação cambial sobre o setor exportador.

Em remate, FREITAS (2009) nos apresenta algumas de suas conclusões, mostrando-se favorável à instituição de um fundo com maior centralização da gestão fiscal dos recursos auferidos do setor de petróleo, em particular pelas seguintes razões a seguir elencadas: (i) a propriedade do petróleo atribuída à União pela CF88; (ii) que as indenizações por possíveis danos ambientais da IPGN aos entes subnacionais devem ser pagas, porém tendo como base para identificar o montante a ser pago a produção e não o preço do petróleo, e, ainda, apenas quando as atividades da IPGN não se desenvolvam na plataforma continental, porque, neste caso, os danos são

desconsideráveis; (iii) que o pagamento das compensações para entes subnacionais por força do argumento da demanda maior por serviços públicos não se sustenta, pois nada indica que a população dos municípios que recebem *royalties* aumente em maior medida que o de outros municípios, e mesmo que isso ocorra, isso deve dinamizar a economia da região e aumentar a arrecadação que, por si só, poderia fazer frente ao aumento nos gastos públicos da localidade; (iv) que a diversificação da economia para evitar a dependência econômica do petróleo pode ser melhor implementada pela União que por Estados e Municípios; (v) que a pulverização dos recursos prejudica a adequação das políticas fiscal e monetária pela União; (vi) que os entes subnacionais não dispõem de instrumentos para lidar com a volatilidade dos preços do petróleo. Por essas razões mostra-se favorável à compensação dos Estados e Municípios, particularmente para indenizar possíveis acidentes ambientais decorrentes da IPGN. Todavia, essa indenização deve ser calculada com base na produtividade do campo. FREITAS (2009), ainda, mostra-se favorável à instituição de um fundo que canalize as receitas auferidas da atividade petrolífera. No caso do Brasil, defende a adoção de um fundo de poupança, visto que o país já dispõe de mecanismos institucionais e econômicos afinados para implementar políticas anticíclicas. Defende, ainda, a aplicação dos recursos do fundo prioritariamente em ativos do exterior para minimizar a apreciação cambial e que investimentos em educação e infraestrutura, além de plenamente justificados do ponto de vista das carências do país e da desigualdade social e regional, mesmo que possam provocar essa apreciação, os custos da apreciação cambial devem ser considerados relativamente aos ganhos que se pode auferir desses investimentos para a economia nacional, em particular se se direcionar os investimentos para os setores produtivos exportadores, antes que aquele de bens não comercializáveis, *i.e.*, consumidos pelo mercado interno.

A análise realizada por FREITAS (2009) mostrou-se acurada e suas projeções se concretizaram com a Lei nº 12.351/2010, através da instituição do Fundo Social, um fundo de poupança<sup>71</sup>, tipo de fundo sugerido por ele, e voltado para a aplicação de ativos externos, internalizando, em alguma medida, riscos cambiais decorrentes da variação no preço do barril de petróleo no mercado internacional:

---

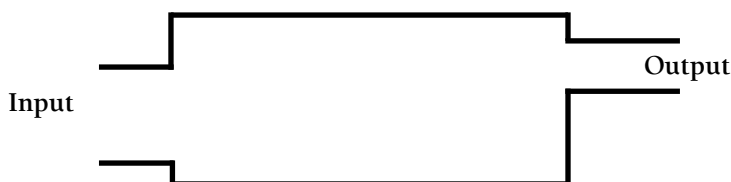
<sup>71</sup> Nem todos concordam com essa caracterização. GIOVANI R. LOSS comenta que, pela Lei nº 12.351/2010 não dá para saber ao certo a natureza do Fundo Social:

*'Pela proposta do Governo, não se sabe se o Fundo Social será primordialmente um fundo de estabilização ou de poupança. Entre os objetivos do fundo, segundo o projeto de lei, estão, ao mesmo tempo: (i) oferecer fonte regular de recursos para o desenvolvimento social, na forma de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental; e (ii) mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis, que seriam características dos fundos de estabilização; e (iii) constituir poupança pública de longo prazo com base nas receitas auferidas pela União, o que seria característica de um fundo de poupança' (LOSS, 2011, p. 131.)*

Art. 50. A política de investimentos do FS tem por objetivo buscar a rentabilidade, a segurança e a liquidez de suas aplicações e assegurar sua sustentabilidade econômica e financeira para o cumprimento das finalidades definidas nos arts. 47 e 48.

Parágrafo único. Os investimentos e aplicações do FS serão destinados preferencialmente a ativos no exterior, com a finalidade de mitigar a volatilidade de renda e de preços na economia nacional.

Além disso, os investimentos serão feitos prioritariamente nas áreas de educação e inovação, áreas estratégicas capazes de difundir seus ganhos para toda a economia, além de buscar pela redução da pobreza garantindo que a riqueza possa ser melhor distribuída para toda a população, em vez de levar a ganhos de apenas alguns, caso do modelo hodierno em que os *royalties* e participações especiais são distribuídos prioritariamente para as regiões produtoras (*ut* art. 47 da Lei nº 12.351/2010). Finalmente, o legislador não descuro da minimização do impacto das flutuações de renda e preços na economia nacional, de modo que o fundo deverá funcionar como um mecanismo de controle e vazão das rendas do petróleo na economia nacional (e por aí poderíamos dizer que o Fundo Social é, igualmente, um fundo de estabilização, não de poupança, contudo, apenas o retorno dos investimentos, e não o principal, é que será utilizado para financiar projetos que visem ao desenvolvimento social). A título de ilustração da mecânica de funcionamento do fundo, adotamos a metáfora do modelo hidráulico dos reservatórios de controle das cheias (denominados em sentido *lato* como *piscinões*) que retêm água nos dias de grandes chuvas e permite controlar sua vazão gradualmente, evitando, assim, as inundações. Para tanto, em um reservatório de controle, basta que a estrutura de entrada seja maior do que a estrutura de saída, como mostrado a seguir:



**Figura 3 – Estrutura dos Reservatórios de Controle das Cheias**

A mesma mecânica dos reservatórios de controle das cheias pode ser aplicada ao Fundo Social, sua função é capturar as rendas auferidas do petróleo em vez de despejá-las na economia, e dar a ela um escoamento contínuo, porém

controlado, evitando a apreciação cambial, e por aí, a desindustrialização, e grandes flutuações na economia decorrentes da volatilidade dos preços do barril de petróleo. Convém ressaltar que esta política pode ser implementada apenas caso o Fundo seja instituído, e, para além do Fundo, se porção substantiva da renda auferida na IPGN seja centralizada na mão da União, em vez de pulverizada através da destinação específica para Estados e Municípios produtores/confrontantes. FREITAS (2009), em seu texto, evitou a análise acerca da justiça ou injustiça da distribuição hodierna dos *royalties* e participações especiais, em particular a distribuição a alguns entes subnacionais em detrimento de outros<sup>72</sup>. Inobstante, uma série de autores têm procurado debater a candente questão acerca dessa distribuição das rendas petrolíferas<sup>73</sup>, apontando para essa injustiça, inclusive, porque a CF88 dispõe como sendo a União a proprietária dos recursos minerais energéticos, e, ainda que se advogue em favor da descentralização na distribuição da receita auferida desses recursos, essa distribuição deveria ser entre todos os entes da federação, não devendo ser destinada apenas para os Estados e Municípios produtores/confrontantes<sup>74</sup>. De qualquer forma, no que tange à E&P de petróleo e gás natural nas áreas *offshore* do pré-sal, sua renda está destinada por lei ao Fundo Social. Quanto à mecânica de funcionamento do Fundo, para além da metáfora dos reservatórios de controle das cheias, um exemplo histórico ilustrativo dos benefícios que a instituição do Fundo pode auferir é a política de valorização do café, a seguir esboçada.

### **A Política de Valorização do Café e o Fundo Social**

A política de valorização do café foi uma política econômica que vigorou durante a República Velha, de 1906 a 1930, e durante a Era Vargas de 1930 a 1945. No período da República Velha de 1906 e 1930, essa política foi implementada nos anos de 1906, 1917 e 1921. O modelo agroexportador do Brasil, em vigor desde sua descoberta, encontrou na produção de café, em meados do século XIX, sua nova e grande mercadoria de exportação. A perfeita adaptação dessa planta às condições de solo, de ampla fronteira de terras, de clima, com a tradição agrícola, aliado aos novos hábitos trazidos pela também crescente urbanização nos Estados Unidos e Europa, e, do mesmo modo, no Brasil, assim como

---

<sup>72</sup> E o que é ainda pior, a Lei nº 9.478/1997 é silente quanto ao destino dos investimentos a serem feitos com a renda do petróleo, dando um cheque em branco para que os entes subnacionais gastem esses recursos como bem queiram.

<sup>73</sup> A este respeito consultar, e.g., AFONSO E GOBETTI (2008, p. 231-269).

<sup>74</sup> E isso para além da questão acerca da ineficiência dessa distribuição localizada desses recursos, questão esta tratada por FREITAS (2009).

ao desenvolvimento das tecnologias de transporte, reduzindo seu custo, geraram um cenário extremamente favorável tanto à demanda quanto à oferta dessa bebida energética, que levaram a uma sistemático e crescente aumento de produção ao longo do século XIX transformando o Brasil no seu maior produtor mundial, e, tendo o café como seu principal produto de exportação. O resultado dessa convergência de cenários internos e externos foi uma superprodução do café, já no final do século XIX, com a oferta cada vez maior do que a demanda, esta última uma demanda inelástica. As outras características econômicas do ambiente tornaram esse problema ainda mais complexo, como a política cambial, a I Guerra Mundial e o surgimento de novos produtores concorrentes tanto internos como externos. Como consequência do crescente aumento dos excedentes de produção os preços do café começaram a cair.

Neste contexto, tanto os agentes da produção quanto da comercialização e distribuição no Brasil, começaram a articular e desenvolver uma política de defesa e proteção do setor cafeeiro. Essa política inicialmente imposta pela oligarquia cafeeira ao governo central foi posteriormente entendida e evoluiu não como uma política de interesses específicos de uma classe econômica, pela sua participação quase dominante na economia do país, mas como uma política de interesse público, uma vez a estabilidade dos preços, o nível de emprego e a renda da economia dependiam predominantemente da atividade cafeeira como o principal produto do PIB brasileiro e também de suas exportações. A natureza dessa política econômica consistia basicamente em uma política de preços mínimos, vinculada a preços internacionais competitivos, associada a uma política de garantias para os empréstimos a ela associada assim como de uma política de armazenagem ou estocagem do café decorrentes do comprometimento da compra e armazenamento dos excedentes da produção. O modelo desta política de valorização do café era simples, em termos de ideia, pois, consistia em estocar o excedente da produção, que ocorria nos períodos da colheita, e viesse a forçar o preço abaixo um determinado preço mínimo, e, então, pela manipulação dessa variável estoque procurava-se liberar de modo controlado e calibrado quantidades de café ao longo do tempo, principalmente, nas entressafas, de tal modo a manter o preço mínimo, ou mesmo, fazer com que esse preço pudesse subir por uma oferta menor do produto.

Trata-se aqui, em termos mais abstratos, do modelo hidráulico considerado acima, que consiste em se ter um recipiente, uma caixa d'água, utilizado para estocar um determinado volume no qual pode se controlar tanto a taxa de entrada quando a taxa de saída, de tal modo que se procura principalmente manter um controle da taxa de saída que vai sendo ajustada para atender as necessidades contingenciais na medida certa. Se quisermos formalizar esse raciocínio, teríamos:

### **Taxa de Entrada – Taxa de Saída = Variação do Volume Estocado.**

Onde a principal variável a ser controlada é a taxa de saída<sup>75</sup>. Com essa estratégia política econômica de preços mínimos e armazenamento buscava-se resolver o problema tradicional da agricultura que são aqueles de riscos relacionados a preços, clima, e ciclos de produção. A literatura da história econômica do Brasil considera que essa política de valorização do café, adotada também por Vargas, foi a responsável pela acumulação do capital que se tornou fundamental para o processo de industrialização do Brasil assumido na Era Vargas de modo consciente como um projeto de política econômica de industrialização. Para outros, tratava-se de uma política que concentrava os resultados positivos nas mãos de uma classe pequena, socializando os resultados negativos, pois a política de valorização dependia de combinação da política de preços mínimos com a política cambial cujo mecanismo também não era outra coisa que uma forma de política de controle de entradas e saídas de um estoque (o mercado interno)<sup>76</sup>.

Assim como a política de valorização do café, que procurava controlar os estoques dessa *commodity* e dar a ela uma vazão controlada, o mesmo se procura obter com o Fundo Social (*ut* art. 48 da Lei nº 12.351/2010), ou seja, captar a receita advinda da E&P de petróleo no pré-sal para o Fundo cujos investimentos são prioritariamente em ativos do exterior, evitando despejar excesso de recursos na economia nacional, e investir apenas o retorno de capital em projetos nacionais, *in verbis*:

Art. 51. Os recursos do FS para aplicação nos programas e projetos a que se refere o art. 47 deverão ser os resultantes do retorno sobre o capital.

Parágrafo único. Constituído o FS e garantida a sua sustentabilidade econômica e financeira, o Poder Executivo, na forma da lei, poderá propor o uso de percentual de recursos do principal para a aplicação nas finalidades previstas no art. 47, na etapa inicial de formação de poupança do fundo. Grifos nossos.

Com o objetivo de funcionar como um mecanismo semelhante à política econômica de valorização do café, portanto, com um mecanismo de estoque e vazão controlada, que podemos afirmar que o Fundo Social é tanto um fundo de poupança, investindo o principal em ativos no exterior, quanto um fundo de estabilização, investindo apenas o retorno de capital em projetos nacionais que possam levar ao

---

<sup>75</sup> Com isso, minimiza-se o ciclo de vida porque se estoca na safra/colheita liberando na entressafra, de modo até contínuo se se quiser. Essa é a ideia central do agronegócio, que transforma a agricultura em uma produção industrial onde a produção é homogênea e contínua. Daí se explica o sucesso do setor de carne aviário porque o ciclo de vida aí é curto. No setor bovino essa minimização é muito mais complicada porque mesmo com o congelamento e a produção de enlatados temos o elemento perecível.

<sup>76</sup> Alias, pode-se atribuir ao repúdio a essa política de valorização a ascensão da Era Vargas e o desenvolvimento de um projeto de uma política de desenvolvimento industrial.

desenvolvimento social, evitando despejar a renda auferida no pré-sal no mercado interno e, por aí, evitar os males da maldição do petróleo, *e.g.*, a valorização cambial, a desindustrialização (doença holandesa) e o desequilíbrio do fluxo de caixa e por aí, da política fiscal e monetária. Quanto à busca por este resultado, Loss comenta:

‘Explorando a questão da maldição do petróleo, Hartwick procurou identificar condições teóricas que ligam as rendas dos recursos naturais à sustentabilidade econômica.

Segundo esse autor, um país é capaz de manter um nível de consumo per capita constante, ou seja, não sofrer as consequências da maldição do petróleo, desde que invista uma certa porção da renda mineral total em capital reprodutível físico e humano. Esse resultado ficou conhecido na literatura como regra de Hartwick’ (Loss, 2011, p. 127).

Desta forma, a respeito do Fundo Social, colocamo-nos favorável à centralização fiscal das receitas do petróleo no pré-sal, posição defendida por FREITAS (2009). Para além da consistência dessa posição relativamente ao enquadre constitucional, que dá a propriedade dos recursos minerais energéticos à União, e, consequência lógica, destinar-lhe-ia as receitas auferidas de sua extração, verificamos que a União dispõe de melhores condições para tratar dos prejuízos econômicos decorrentes da maldição do petróleo, condições estas potencializadas com a instituição do Fundo, que, como vimos, pode se tornar um mecanismo bastante eficiente para controlar os fluxos de renda dessa atividade. Para além dessas benesses, vimos, por outro lado, que a distribuição dos *royalties* e participações especiais para os Estados e Municípios produtores/confrontantes característico do marco regulatório envolvendo a EC nº 9 e Lei nº 9.478/1997 não ensejou a melhoria do bem-estar dessas populações, e, como argumentou FREITAS (2009), salvo pelo pagamento a título de indenização por possíveis danos ambientais, as demais razões que justificam o pagamento prioritário para essas localidades não se sustentam em uma análise mais detalhada.

Um último ponto deve ser aventado relativamente à lei que institui o Fundo Social, este referente à possibilidade de captura (comportamento de *rent-seeking*) dos recursos do Fundo, em particular, segundo comenta Loss (2011, p. 130), por força do *nível de discricionariedade conferido ao Poder Executivo*. Primeiro porque, segundo a lei, tanto a composição quanto o funcionamento do CGFFS e do CDFS dar-se-ão por ato do poder executivo, de modo que não são independentes nem blindados das pressões políticas. Em segundo lugar, adverte-nos Loss, porque uma série de decisões quanto aos investimentos, *e.g.*, limites das aplicações (se no exterior ou no país), rentabilidade mínima esperada, tipo e nível de risco serão discricionárias, e não vinculadas ou definidas em lei (*ut art. 53*), e mesmo os gastos são definidos discricionariamente ainda que dentro de um enquadre de planos de metas (*ut art. 58*). Desta forma, a Lei nº 12.351/2010 institui o Fundo, porém não os mecanismos

que o possam blindar contra os interesses privados, e por aí, a captura de uma renda que é de toda a sociedade para o atendimento de apenas alguns. A este respeito, Loss comenta:

*‘Toda essa discricionariedade proposta pelo Governo pode resultar em prejuízos futuros para a sociedade. Ainda que exista um sistema de controle das decisões do fundo, como é proposto no projeto, o questionamento das decisões governamentais a posteriori é deficitário, já que a abrangência da revisão, mesmo que judicial, das decisões administrativas discricionárias é limitada e, sua possibilidade jurídica, até mesmo questionada.*

*Nesse sentido, ainda que seja louvável a iniciativa do Governo Federal de estabelecimento de um fundo soberano de petróleo, o projeto de Lei nº 5.440/09 não parece ser dotado de instrumentos que permitam minimizar que decisões equivocadas sejam tomadas, além de criar um cenário favorável à corrupção e ao tráfico de influências’ (Loss, 2011, p. 131).*

### VIII. NOTAS CONCLUSIVAS

Nesse artigo procuramos abordar os dois marcos regulatórios vigentes simultaneamente para as atividades de E&P da IPGN, em particular os modelos contratuais de cada um dos marcos, concessão e partilha de produção, destacando: (i) a propriedade dos hidrocarbonetos em cada modelo contratual; (ii) os direitos, obrigações e riscos de cada modelo contratual; (iii) as receitas petrolíferas auferidas em cada caso bem como sua destinação. Verificamos que a nota caracterizadora do contrato de partilha, relativamente ao contrato de concessão, e a garantia de parcela da propriedade dos hidrocarbonetos extraídos para o ente público. Lembrando que no contrato de concessão a propriedade do petróleo enterrado era da União por disposição constitucional, mas que era transferida ao concessionário por força desse contrato. Dessa nota diferenciadora, presume-se que a União tem interesse em manter a propriedade sobre os hidrocarbonetos. Isso pode ser obtido nos contratos de partilha porque se assume que os riscos exploratórios na área do pré-sal e outras áreas estratégicas exploradas sob este modelo contratual são considerados baixos, aumentando o poder de barganha do ente público. Inobstante, pleiteamos em favor da manutenção simultânea dos dois marcos regulatórios, ambos satisfazendo uma específica atribuição de conteúdo empírico ao interesse público, aquela do teorema do *median voter*, que indica que a sociedade prefere combinações de Estado e Mercado no fomento de muitos ramos da economia, *in casu*, o setor petrolífero. Em termos econômicos, a sociedade prefere cestas que variam no *mix* de combinações entre Estado e Mercado para desenvolver a economia, ao invés de extremos, *i.e.*, a economia sendo gerida ou apenas pelo Estado ou apenas pelo Mercado. Neste caso, a manutenção desses dois marcos possibilita ajustar o modelo contratual às especificidades dos blocos objeto de licitação, quer ele



envolva mais riscos exploratórios, cabendo aí adotar o modelo de contrato de concessão, ou menores riscos exploratórios, valendo aqui o modelo de contrato de partilha. Como ambos os modelos combinam diversamente Estado e Mercado, ambos deitam raízes e encontram fundamento no conceito de interesse público calcado na atribuição de conteúdo empírico proporcionada pelo teorema do *median voter*.

Quanto ao destino das receitas presente em cada marco, advogamos em favor da centralização das mesmas por meio da instituição de um Fundo, *in casu*, o Fundo Social, em particular porque este se constitui em um mecanismo adequado para conter os danos trazidos pela renda petrolífera, a chamada *maldição do petróleo*, *e.g.*, a apreciação cambial e a desindustrialização. Inobstante as vantagens que podem ser auferidas por meio do fundo, procuramos mostrar que a lei é lacunosa quanto a uma série de questões acerca dos investimentos e dos gastos a serem feitos, para além de não dar independência para as instâncias decisórias que deverão gerir o fundo relativamente ao poder executivo, portanto, vindo botar a perder as vantagens que poderiam ser auferidas do fundo por força de sua não blindagem das pressões políticas, e por aí, da possibilidade de captura dessas rendas via comportamento de *rent-seeking*. Finalmente, verificamos que a importante questão acerca da razão do Estado buscar manter a propriedade sobre os hidrocarbonetos extraídos pode ser respondida ao se considerar que a cadeia produtiva do petróleo demanda e é plena de tecnologias chave com possibilidade de expandir seus ganhos para toda a indústria, fomentando toda a cadeia produtiva nacional e possibilitando ao país deixar de exportar apenas *commodities*, passando a produzir e exportar bens de maior valor agregado.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Legislação Consultada

CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL DE 1988.

DECRETO Nº 83.740 DE 1979.

DECRETO Nº 2.705 DE 1998.

EMENDA CONSTITUCIONAL Nº 9 DE 1995.

LEI Nº 9.478 DE 1997.

LEI Nº 12.351 DE 2010.

LEI Nº 12.304 DE 2010.

LEI Nº 12.276 DE 2010.

Portaria ANP 259/2000.

Portaria ANP 90/2000.

Portaria ANP 123/2000.

Portaria ANP 100/2000.

Portaria ANP 259/2000 (revogada pela Resolução ANP 31/2011).

## Obras e artigos de periódicos

AFONSO, JOSÉ ROBERTO RODRIGUES; GOBETTI, SÉRGIO WULFF. Rendas do Petróleo no Brasil: alguns aspectos fiscais e federativos. Rio de Janeiro, *Revista do BNDES*, 15 (30), dez. 2008, p. 231-269.

BANDEIRA DE MELLO, CELSO ANTÔNIO. Curso de Direito Administrativo. São Paulo, Malheiros, 2008.

BANDEIRA DE MELLO, OSWALDO ARANHA. Princípios Gerais de Direito Administrativo. 2. ed., São Paulo, Malheiros, 1979.

BASTOS, RICARDO FAGUNDES; SENA, RICHARD ALMEIDA DE. Uma Análise Comparativa entre os Modelos de Concessão e de Partilha do Setor Petrolífero. Monografia de Conclusão de Curso, Curso de Engenharia do Petróleo – Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

BATOR, FRANCIS. The Anatomy of Market Failure, *The Quarterly Journal of Economics*, 72 (3), 1958, p. 351-379.

BAUMOL, WILLIAM. Welfare Economics and the Theory of the State. Cambridge, Harvard University Press, 1952.

BERCOVICI, GILBERTO. Direito Econômico do Petróleo e dos Recursos Minerais. São Paulo, Quartier Latin do Brasil, 2011.

BUCHANAN, JAMES MCGILL. The Limits of Liberty: Between Anarchy and Leviathan. Chicago, University of Chicago Press, 1975.

CANELAS, ANDRÉ. Investimentos em Exploração e Produção após a Abertura da Indústria Petrolífera no Brasil: Impactos Econômicos. Monografia de Bacharelado. Instituto de Economia Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

CHIAPPIN, JOSÉ RAYMUNDO NOVAES. Racionalidade, Decisão, Solução de Problemas e o Programa Racionalista. *Ciência e Filosofia*, nº 5, 1996, p. 155-219.

CHIAPPIN, JOSÉ RAYMUNDO NOVAES. **As tecnologias das organizações sociais. Jornal Gente da FEA, junho de 2011. Encontrado na página:** <http://www.fea.usp.br/noticias.php?i=735>. Última consulta em 14/08/2012.

CLARK, COLIN WHITCOMB. Mathematical Bioeconomics: The Optimal Management of Renewable Resources. John Wiley Professio, 2005.

CUNHA LIMA, RAYSSA. Aplicabilidade da teoria da imprevisão aos contratos de concessão da indústria do petróleo e gás natural. *Revista Âmbito Jurídico*. 85 (XIV), Fevereiro de 2011. Encontrado na página: [http://www.ambito-juridico.com.br/site/?n\\_link=revista\\_artigos\\_leitura&artigo\\_id=8961&revistacaderno=4](http://www.ambito-juridico.com.br/site/?n_link=revista_artigos_leitura&artigo_id=8961&revistacaderno=4). Última consulta em 16/08/2012.

DOWNS, ANTHONY. Uma Teoria Econômica da Democracia. São Paulo, Editora da Universidade de São Paulo, 1999.

FREITAS, PAULO SPRINGER DE. Rendas do Petróleo, Questão Federativa e Instituição de Fundo Soberano. Texto para Discussão 53. Brasília, Centro de Estudos da Consultoria do Senado

Federal, fevereiro de 2009. Encontrado na página: [http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos\\_discussao/TD53-Paulo\\_Springer.pdf](http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos_discussao/TD53-Paulo_Springer.pdf). Última consulta em 06/08/2012.

GARRETT, HARDIN. *The Tragedy of the Commons*. *Science*, 162 (3859), 13 de dezembro de 1968, pp. 1243-1248.

GOMES, CARLOS JACQUES VIEIRA. O Marco Regulatório da Prospecção de Petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção. Texto para Discussão 55. Brasília, Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, março de 2009. Encontrado na página: [http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos\\_discussao/TD55-CarlosJacquesVieira.pdf](http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos_discussao/TD55-CarlosJacquesVieira.pdf). Última consulta em 16/08/2012.

HOGAN, WILLIAM; STURZENEGGER, FEDERICO; TAI, LAURENCE. Contracts in natural resources: a primer. Version: October 6, 2007. In.: [http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Populism\\_Nat\\_Res/Populism\\_Agenda\\_files/HST\\_Intro\\_101007.pdf](http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Populism_Nat_Res/Populism_Agenda_files/HST_Intro_101007.pdf). Última consulta em 07/04/2012.

HOTELLING, HAROLD. Stability in Competition, *Economic Journal*, 39 (153), março de 1929, p. 41-57

KRUEGER, ANNE OSBORN. The Political Economy of the Rent-Seeking Society. *The American Economic Review*, 64, 1974, pp. 291-303.

LEISTER, CAROLINA. Programa de Pesquisa da Racionalidade e Teoria da Decisão: Racionalidade e Teoria da Decisão Adaptativa. Dissertação de Mestrado. Departamento de Filosofia – Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas da Universidade de São Paulo, 2001.

LEISTER, CAROLINA. Social Choice e Public Choice: o problema da agregação e o cálculo das regras de decisão coletiva como fórmulas de alocação/ distribuição de recursos. Tese de Doutorado, Departamento de Filosofia – Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas da Universidade de São Paulo, 2005.

LEISTER, CAROLINA. Controle de constitucionalidade, regras majoritárias e *median voter*: a possibilidade de um equilíbrio natural na separação de Poderes. São Paulo, *Revista dos Tribunais*, 915, p. 129-149, 2012.

LIMA, PAULO CESAR RIBEIRO. Pré-Sal: o novo marco legal e a capitalização da Petrobrás. Rio de Janeiro, Synergia, 2011.

LOSS, GIOVANI R. *Dutch Disease e os Fundos Soberanos de Petróleo e Gás*. In.: Alexandre Santos de Aragão (coord.). Direito do Petróleo e de outras Fontes de Energia. Rio de Janeiro, Editora Lúmen Júris, 2011, pp. 109-134.

MARQUES NETO, FLORIANO PEIXOTO DE AZEVEDO. Reequilíbrio Econômico-Financeiro por Atraso na Execução de Obras. *Boletim de Licitações e Contratos*, Ed. NDJ., 12, 2001, p. 732-742.

MARQUES NETO, FLORIANO PEIXOTO DE AZEVEDO. A Nova Regulação dos Serviços Públicos. Rio de Janeiro, *Revista de Direito Administrativo*, nº 228, abr./jun., 2002, p. 13-29.

MARQUES NETO, FLORIANO PEIXOTO DE AZEVEDO. Regulação estatal e interesses públicos. São Paulo, Malheiros, 2002.

MARQUES NETO, FLORIANO PEIXOTO DE AZEVEDO. A Nova Regulação Estatal e as Agências Independentes. In.: Carlos Ari Sundfeld (coord.). Direito Administrativo Econômico. São Paulo, Malheiros, 2006.

MARQUES NETO, FLORIANO PEIXOTO DE AZEVEDO. O Regime Jurídico das Utilidades Públicas. Tese de Livre Docência. Departamento de Direito Administrativo – Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo, 2008.

MARQUES NETO, FLORIANO PEIXOTO DE AZEVEDO. Do Contrato Administrativo à Administração Contratual. São Paulo, *Revista do Advogado*, AASP, 107, 2009, p. 74-82.

MARTINS, DANIELA COUTO. A Regulação da Indústria do Petróleo: segundo o modelo constitucional brasileiro. Belo Horizonte, Fórum, 2006.

MEIRELLES, HELY LOPES. Licitações e Contratos Administrativos. 10. ed. atual. São Paulo, Revista dos Tribunais, 1987, p. 149.

MONTEIRO LOBATO, JOSÉ BENTO RENATO. O escândalo do petróleo. São Paulo, Companhia Editora Nacional, 1. ed., 1936.

MUKAI, TOSHIO. Licitação e Contratos Públicos. 8. ed., Rev. e atual. São Paulo, Saraiva, 2008.

PELTZMAN, SAM. Toward a more general theory of regulation. *Journal of Law and Economics*, 19,1976, p. 211-240.

POSTALI, FERNANDO ANTÔNIO SLAIBE. Efeitos da Distribuição de *royalties* do petróleo sobre o crescimento dos municípios no Brasil. In: XXXV Encontro Nacional de Economia ANPEC – Associação de Centros de Pós-Graduação em Economia, 2007, Recife. Anais do XXXV Encontro Nacional de Economia ANPEC – Associação de Centros de Pós-graduação em Economia, 2007.

RIBEIRO, ELAINE. Direito do Petróleo Gás e Energia. Rio de Janeiro, Elsevier, 2010.

SAARI, DONALD G. Decision and Elections: Explaining the Unexpected. Cambridge, Cambridge University Press, 2001.

SAMUELSON, PAUL. The Pure Theory of Public Expenditure. *Review of Economics and Statistics*, 36, November 1954, p. 387-389

SAUER, ILDO. Prefácio. In.: Pré-Sal: o novo marco legal e a capitalização da Petrobras. Paulo César Ribeiro Lima. Rio de Janeiro, Synergia, 2011, p. 9-27.

SILVA, RÉGIS YUZO MORI DA. Proposta de metodologia de avaliação de portfólio por opções reais, considerando o valor da informação: um estudo de caso em exploração de petróleo. Dissertação de Mestrado. Escola de Pós-Graduação em Economia. Fundação Getulio Vargas do Rio de Janeiro, 2010.

SOUZA, ROBERTO G. DE. Petróleo: Histórias das Descobertas e o Potencial Brasileiro. Niterói, RJ, Muiraquitã, 1997

STIGLER, JOSEPH. The theory of economic regulation. *Bell Journal of Economics and Management Science*, 2, 1971, p. 3-21.

SUNDFELD, CARLOS ARI. Licitação e Contrato Administrativo de Acordo com as Leis nº 8.666/93 e nº 8.883/94. São Paulo, Malheiros, 1994, p. 197-214.

SUNDFELD, CARLOS ARI. Regime Jurídico do Setor Petrolífero. In.: Carlos Ari Sundfeld (coord.). *Direito Administrativo Econômico*. São Paulo, SBDP e Malheiros, 2006.

TÁCITO, CAIO. O Retorno do Pêndulo: serviço público e empresa privada. O exemplo brasileiro. Rio de Janeiro, *Revista Forense*, 92 (334), abr.-jun-1997, p. 11-18.

TORRES, RICARDO LOBO. Os Fundos Especiais. Artigo encontrado na página: <http://www.abmp.org.br/textos/228.htm>. Último acesso em 06/08/2012.

TULLOCK, GORDON. "Rent-Seeking." In.: *New Palgrave Dictionary of Economics*, 4, 1987, p. 147-149.

TULLOCK, GORDON. *The Economics of Special Privilege and Rent-Seeking*. Boston & Dordrecht, Netherlands, Kluwer Academic Publishers, 1989.

VALLE FREITAS, KÁTIA REGINA DO. As Estratégias Empresariais de Cooperação e Integração Vertical: O Caso da Indústria de Petróleo do Brasil. Monografia de Bacharelado. Instituto de Economia Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

VARIAN, HAL R. *Microeconomia. Princípios Básicos*. Rio de Janeiro, Elsevier, 2003, p. 35-55.

VIEGAS, PAULO ROBERTO ALONSO. A Precificação do Barril Enterrado de Petróleo na Cessão de Direitos de Exploração destinada à Petrobras. Textos para Discussão nº 78, Centro de Estudos da Consultoria do Senado, Outubro, 2010. Encontrado na página: [http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos\\_discussao/TD78-PauloViegas.pdf](http://www.senado.gov.br/senado/conleg/textos_discussao/TD78-PauloViegas.pdf). Última consulta em 17/08/2012.

## Sites consultados

ANDRADE, RENATO. CNPE aprova a realização da 11ª rodada da ANP para setembro.

<http://economia.estadao.com.br/noticias/economia,cnpe-aprova-realizacao-da-11-rodada-da-da-anp-para-setembro,64657,0.htm>. Última consulta em 31/07/2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural. [http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/pre\\_ edital/minuta\\_contrato.pdf](http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/pre_ edital/minuta_contrato.pdf). Última consulta em 13/08/2012.

GRUPO ECONOMIA ENERGIA. BLOG INFOPETRO. Exploração e produção de petróleo e gás em águas profundas: evolução e tendências II. <http://infopetro.wordpress.com/2011/10/24/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-em-aguas-profundas-evolucao-e-tendencias-ii/>. Última consulta em 20/07/2012.

MACEDO, DANILO. Governo investirá R\$ 1 bilhão na formação de estoques de café. <http://agencia-brasil.ebc.com.br/noticia/2009-09-09/governo-investira-r-1-bilhao-na-formacao-de-estoques-de-cafe>. Última consulta em 07/04/2012.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. Contrato de Partilha de Produção. [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/Relat\\_I-4de8.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/Relat_I-4de8.pdf). Última consulta em 17/07/2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Modelo de Contrato de Partilha de Produção. <http://www.anp-stp.gov.br/pt/wp-content/uploads/2009/11/Modelo-Contrato-Partilha-Produ%C3%A7%C3%A3o1.pdf>, p. 35. Última consulta em 01/08/2012.

## Dicionários

BOLSA DE MERCADORIAS E FUTURO – BOVESPA. No Investidor – Dicionário de Finanças da Bolsa de Mercadorias e Futuro – Bovespa. <http://www.enfin.com.br/bolsa/main.php>. Verbete *Mercado Futuro*. Última consulta em 21/07/2012.

SILVA, DE PLÁCIDO E. Vocabulário Jurídico. Atual. Nagib Slaibi Filho e Gláucia Carvalho. Rio de Janeiro, Forense, 2007. Verbete *Risco*.

## Revistas e jornais da grande imprensa:

FOLHA DE S. PAULO. Petróleo Armazenado. Mercado, Domingo, 08 de julho de 2012, B-2.

PADUAN, ROBERTA. O Maior Desafio do País. O petróleo do pré-sal guarda uma oportunidade de ouro para o avanço da economia brasileira – desde que o país não se perca em meio à sua grandeza. Revista Exame. São Paulo, Editora Abril, Ano 46, nº 12, 27 de junho de 2012, p. 48.