

REVISTA ELETRÔNICA DIREITO E-ENERGIA

**A DISCIPLINA JURÍDICA DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NA
HODIERNA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

Fabrícia Pessoa Serafim

RESUMO

O presente trabalho analisa a disciplina jurídica das participações governamentais na hodierna indústria de petróleo e gás natural brasileira, tomando como objeto de estudo as compensações financeiras previstas na Lei 9.478/97 e aquelas que fazem parte do novo marco regulatório para as áreas do pré-sal e demais áreas estratégicas. Para tanto, o trabalho discute inicialmente os diversos modelos jurídico-regulatórios de exploração e produção de petróleo e gás natural encontrados na experiência internacional e nacional, como forma de subsidiar a posterior análise das participações governamentais disciplinadas no Brasil. O objetivo primordial do trabalho é levantar dados acerca da temática como forma de viabilizar o controle popular (governança pública) em uma área extremamente central para o mundo moderno e para o desenvolvimento nacional.

Palavras-chave: Direito; Participações governamentais; Petróleo.

1 INTRODUÇÃO

Hoje em dia, os hidrocarbonetos, notadamente o petróleo, ocupam uma posição central na economia e na soberania nacionais, tendo em vista constituírem-se na principal fonte de energia e na base para uma variada gama de produtos. Assim, as atividades empresariais relativas a essa indústria geram vultosas somas de dinheiro, sendo de extrema importância estudar as formas pelas quais os países produtores desses valiosos recursos minerais percebem retornos financeiros quando eles são explorados e produzidos por empresas privadas.

O presente trabalho analisa a disciplina jurídica das participações governamentais, isto é, os pagamentos impostos por lei aos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural na hodierna indústria de petróleo e gás natural brasileira que revertem ao governo brasileiro. A metodologia adotada foi o levantamento de dados, tomando como objeto de estudo não apenas aquelas compensações financeiras já previstas na Lei 9.478/97, mas também aquelas em leis ou em debate no Congresso Nacional que fazem parte do novo marco regulatório para as áreas do pré-sal e demais áreas estratégicas.

Em um primeiro momento, o trabalho comenta os diversos modelos jurídico-regulatórios de exploração e produção de petróleo e gás natural encontrados na experiência internacional, posto que as participações governamentais necessariamente decorrem dos modelos adotados por cada país.

Posteriormente, passa-se à análise das participações governamentais brasileiras. Após abordar aspectos relevantes e gerais a todas as modalidades de participações disciplinadas juridicamente no Brasil, tais como a natureza jurídica dessas compensações financeiras e a forma adotada para medir os volumes de produção em cada poço ou campo, realiza-se a discussão de cada uma das espécies de participações governamentais existentes no modelo de concessão oportunizado pela Emenda Constitucional nº 09/95 e concretizado pela Lei 9.478/97, a saber, bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção da área.

Por fim, debruça-se sobre as participações previstas nas leis e nos projetos de lei que buscam formular um novo marco regulatório para as áreas

do pré-sal e demais áreas estratégicas, enfrentando ainda os argumentos fundamentadores da inconstitucionalidade das propostas que buscam uma divisão igualitária dos royalties entre os entes federados. O objetivo primordial do trabalho é levantar e analisar criticamente dados acerca da temática como forma de viabilizar o controle popular (governança pública) em uma área extremamente central para o mundo moderno e para o desenvolvimento nacional.

2 OS MODELOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

2.1 Os modelos de exploração e produção de petróleo e gás natural encontrados na experiência internacional

Existem diversos modelos¹ de exploração e produção de petróleo e gás natural no mundo, de acordo com os quais as referidas atividades econômicas relacionadas à indústria petrolífera são exercidas. É preciso ressaltar desde já que é bastante difícil um país produtor (ou país hospedeiro) adotar, na realidade fática, um desses de forma exclusiva. Isso acontece porque eles variam conforme as realidades políticas vivenciadas a cada momento histórico e conforme as características das áreas do território do país. Assim, é mais adequado aos interesses nacionais adotar aspectos específicos dos diversos regimes jurídico-regulatórios e conjugá-los para a criação de um regime consentâneo com as diversas necessidades.

No entanto, a doutrina costuma analisar individualmente cada um desses conjuntos de regras jurídicas para a exploração e produção de petróleo e gás com fins didáticos. Nessa esteira, podem ser elencados os seguintes modelos: o de concessão, o de partilha da produção e, por fim, o de contrato de serviço.

O modelo de concessão (*concessions*) é o mais antigo e o mais adotado dentre os demais encontrados na experiência internacional. De acordo com ele, as empresas petrolíferas são responsáveis pela exploração e produção, arcando com todos os riscos da empreitada. Em contrapartida, caso consigam encontrar e produzir petróleo e gás, eles passam a ser de sua propriedade. Assim, os países produtores ou hospedeiros percebem as vantagens financeiras dessa rentável econômica cobrando, além dos impostos e contribuições sociais devidas por

¹ Por modelos, deve-se compreender o conjunto de regras jurídicas que regulamentam, disciplinam e caracterizam o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

todas as empresas que operam sob as leis nacionais, compensações financeiras específicas. O instrumento jurídico que concretiza a referida concessão é um contrato administrativo² mediante o qual o Estado outorga a empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos, jurídicos e fiscais por ele estabelecidos o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no território nacional (COMPANY & ADVOGADOS, 2009; OLIVEIRA, 2010).

Já no modelo de participação na produção (*production sharing agreements*), a propriedade dos recursos minerais não é transferida para as empresas, as quais são remuneradas pelos riscos assumidos na exploração e produção mediante a partilha do óleo efetivamente produzido entre o país produtor e a empresa. Company e advogados (2009) ensinam que o instrumento jurídico firmado entre o país produtor ou hospedeiro e as empresas no modelo de partilha de produção é o contrato de partilha de produção, um documento formal que vincula as partes e determina os direitos e obrigações de cada um. Tendo em vista a não transferência da propriedade dos hidrocarbonetos, os referidos autores afirmam que o Estado produtor geralmente não cobra royalties ou outras participações governamentais com base na produção do petróleo. Esse modelo de exploração e produção se adequa à realidade daqueles países que detêm grandes reservas de petróleo e gás em áreas com baixo risco de exploração e como forma de assegurar maior controle por parte dos Estados.

Por fim, há que se falar sobre o modelo de contrato de serviço (*service contracts*), que abrange alguns subtipos. A principal característica desse modelo concerne à propriedade dos hidrocarbonetos, que não é transferida do país produtor para as empresas, as quais são simplesmente contratadas pelos países para realizar atividades de exploração e produção. No subtipo mais tradicional, o acordo de serviço, a empresa realiza serviços de exploração e produção mediante contrato firmado com o país produtor em troca de contraprestação - em dinheiro ou em parcela da produção - apta a recuperar os investimentos e

² Existe discussão doutrinária acerca da natureza jurídica dos contratos de concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural, no entanto, a maior parte dos autores e os elementos essenciais do contrato em questão (dentre eles, se tratam de concessão de exploração de bens públicos e a existência de cláusulas exorbitantes ao direito comum) levam acertadamente a afirmar que se trata de um contrato de natureza pública.

serviços feitos, independentemente de ter sido encontrado petróleo (COMPANY & ADVOGADOS, 2009; OLIVEIRA, 2010).

Nesta vertente, o contrato de serviço oferece à empresa a segurança de não suportar os riscos exploratórios, percebendo remuneração por seus serviços mesmo que não venha a encontrar petróleo. Já ao Estado, tal modalidade é vantajosa na medida em que veda às empresas qualquer tipo de participação na receita oriunda da venda do petróleo, mantendo intacto o monopólio estatal. Outro tipo de contrato de serviço é o contrato de risco (*risk contract*), no qual os riscos das explorações cabem à empresa, sendo que, no caso de sucesso, os resultados são divididos entre a empresa petrolífera e o Estado produtor.

Diante do exposto, pode-se concluir que as participações governamentais se apresentam como uma decorrência dos modelos de exploração e produção de petróleo e gás natural adotados por um país, visto que, a depender da propriedade dos hidrocarbonetos e do modelo adotado, ter-se-ão compensações financeiras diversas ou simplesmente não serão necessárias formas de compensar financeiramente o Estado produtor.

2.2 Os modelos de exploração e produção de petróleo e gás natural adotados no Brasil: mudanças paradigmáticas após a Emenda Constitucional nº 09/95 e a descoberta do pré-sal

Para compreender a escolha dos modelos jurídico-regulatórios de exploração e produção de gás natural feita pelo Brasil dentre aqueles existentes na experiência internacional é preciso observar como o país regulamentou o domínio dos hidrocarbonetos, visto que o modelo exploratório escolhido não pode estar em oposição a esse regime dominial. Partir-se-á da Constituição Federal de 1988, apesar de ser possível remontar tal regime desde os tempos coloniais.

Art. 20. São bens da União: IX - os recursos minerais, inclusive os do subsolo;

Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.

Assim, por força dos referidos dispositivos constitucionais³, as jazidas petrolíferas são bens públicos que integram o patrimônio da União, diante do que seria inconstitucional a adoção de qualquer modelo de exploração e produção que contrariasse tal previsão. O professor Celso Antônio Bandeira de Melo (2009, p. 903) ensina que o patrimônio público é composto por todos os bens pertencente às pessoas jurídicas de direito público interno (art. 98 do CC/02); por aqueles bens que, mesmo não pertencendo a tais pessoas, sejam afetados à prestação de serviços públicos e pelos bens pertencentes às pessoas jurídicas de direito privado da Administração Indireta, salvo disposição contrária da lei (art. 99, parágrafo único, do CC/02). Os bens que compõem o patrimônio público são divididos em três tipos no novel diploma cível:

Art. 99. São bens públicos:

I - os de uso comum do povo, tais como rios, mares, estradas, ruas e praças;

II - os de uso especial, tais como edifícios ou terrenos destinados a serviço ou estabelecimento da administração federal, estadual, territorial ou municipal, inclusive os de suas autarquias;

III - os dominicais, que constituem o patrimônio das pessoas jurídicas de direito público, como objeto de direito pessoal, ou real, de cada uma dessas entidades.

Parágrafo único. Não dispendo a lei em contrário, consideram-se dominicais os bens pertencentes às pessoas jurídicas de direito público a que se tenha dado estrutura de direito privado.

Enquadrando os hidrocarbonetos encontrados no subsolo nacional nessa clássica classificação trinar dos bens públicos, a maior parte da doutrina entende que são bens de uso dominical. Em síntese, as palavras de NASCIMENTO (2007):

Esses bens integram o patrimônio disponível do Estado, isto é, pode o ente estatal dispor deles da maneira que bem entender, respeitando sempre o interesse público. Desse modo, verifica-se que eles não estão afetados ao serviço público (não se confundindo com os bens de uso especial) nem fazem parte dos bens de uso comum do povo (como as ruas, praças e praias).

No entanto, existem vozes dissonantes, tais como a do professor Alexandre de Moraes (2001), para quem o petróleo e o gás natural são bens de uso especial afetados à destinação pública consistente na exploração e

³ É preciso salientar que tais ditames jurídicos consolidam uma longa história de lutas dos brasileiros para nacionalizar as reservas de petróleo.

aproveitamento de seus potenciais. Entendemos que a referida destinação é facilmente derivada da supremacia do interesse público que deve orientar todos os atos administrativos, não sendo, portanto, suficiente para caracterizar a afetação a um serviço público.

Para além das características inerentes aos demais bens públicos, a saber, a alienabilidade restrita, a impenhorabilidade e a imprescritibilidade, os hidrocarbonetos fluidos estão sujeitos ao monopólio, uma forma de intervenção estatal no domínio econômico. De acordo com a redação original do art. 177 da Constituição, os bens públicos ora em análise constituíam monopólio exclusivo da União. No entanto, em um rompante político imbuído da ideologia neoliberal, foi promulgada a Emenda Constitucional nº 09/95, a qual flexibilizou o monopólio existente e permitiu a concessão do direito de exploração e produção do petróleo e gás natural, bens públicos da União.

Com base nessa nova previsão constitucional, foi promulgada a Lei 9.478/97, proporcionando o regramento infraconstitucional necessário para a ocorrência de licitações e posteriores contratos de concessão. Nos termos dessa legislação, a propriedade do petróleo e do gás natural, isto é, do produto da lavra, passou a pertencer ao concessionário após a extração – sendo esse momento precisado em termos técnicos pelo Decreto 2705/98, segundo o qual a extração se dá após a passagem pelo ponto de medição da produção.

Assim, por serem o petróleo e o gás natural bens da União no ordenamento jurídico brasileiro, quando o Estado delega a terceiros os direitos de explorar e produzir tais bens, sujeita concomitantemente esses entes econômicos a uma contraprestação pecuniária em benefício da sociedade brasileira, tendo em vista que eles observam lucros a partir de bens que são públicos.

Recentemente, a Petrobrás descobriu óleo de excelente qualidade no pré-sal, intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal. Tendo em vista que não há risco na exploração nessa área, tramitam no Congresso Nacional projetos de lei que objetivam a construção de um novo marco regulatório para a exploração e produção de petróleo nessa camada, baseado no modelo de partilha de produção. Apesar da propriedade dos hidrocarbonetos não ser transferida para os entes econômicos privados, a rentabilidade esperada é tamanha que os referidos projetos de lei continuam

prevendo participações governamentais, as quais serão examinadas em item posterior desse trabalho.

3 ANÁLISE GERAL DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

3.1 Conceito e natureza jurídica das participações governamentais

Uma questão polêmica acerca das participações governamentais diz respeito à sua natureza jurídica. A primeira preocupação dos estudiosos do tema foi precisar se tais participações possuíam natureza tributária ou não, prevalecendo o entendimento de que não são tributos, mas compensações financeiras devidas à sociedade em virtude da obtenção dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural (RIBEIRO, p. 378 e COSTA, 2009, p. 234).

Existe, inclusive, uma definição para tais participações no Decreto 2.705/98, art. 3º, III, segundo o qual elas devem ser compreendidas como “pagamentos a serem realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural”. Além disso, o art. 26 da Lei do Petróleo distingue entre os tributos e as participações governamentais devidas pelas concessionárias ao afirmar que a concessão implica a obrigação de arcar não apenas com o pagamento dos tributos incidentes, mas também das participações legais ou contratuais.

Subsidiando os referidos dispositivos infraconstitucionais, a Lei Maior, em seu art. 20, §1º, assegura, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, a participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração, de forma a diferenciar tais obrigações pecuniárias dos tributos e garantindo ainda que os entes federados produtores não deixem de perceber os frutos dessa indústria⁴.

⁴ O Mandado de Segurança 28885, impetrado pelo deputado federal Geraldo Roberto Siqueira de Souza no Supremo Tribunal Federal (STF), questiona a emenda aprovada pelo Senado Federal no Projeto de Lei da Câmara (PLC) nº 7/2010, o qual modifica o critério de distribuição dos resultados da exploração de petróleo e gás natural, aduzindo que a participação no resultado da exploração de petróleo é assegurada

Somando-se às diversas normas positivadas, pode-se compreender a natureza jurídica não-tributária das participações governamentais também a partir de uma análise comparativa entre os tributos e as participações governamentais. Tomando como base o conceito legal de tributo, expresso no art. 3º do Código Tributário Nacional, vê-se que os tributos são prestações pecuniárias compulsórias, em moeda ou cujo valor nela se possa exprimir, que não constituam sanção de ato ilícito, instituídas em lei e cobradas mediante atividade administrativa plenamente vinculada. O aspecto que mais distancia as participações governamentais dos tributos é o fato de as primeiras serem exercidas mediante a autonomia da vontade do agente que adentra no processo licitatório, além de serem previstas não apenas em lei, mas também no edital de licitação e no contrato de concessão.

O STF já enfrentou a questão no Recurso Extraordinário 228.800-5 DF, no qual se atesta que o petróleo e o gás natural são bens públicos e a exploração deles gera receita pública originária (exploração do próprio patrimônio), enquanto os tributos são receitas públicas derivadas. Essa decisão alerta para a discussão que se mostra como mais relevante atualmente, a saber, a identificação das participações governamentais dentro das categorias do Direito Financeiro.

Wimmers e Vitalie, em um dos poucos trabalhos que abordam a problemática, afirmam que o art. 20, §1º, da CF/88 expõe que a exploração e a utilização de recursos minerais ocorre mediante a participação nos resultados ou compensação financeira, isto é, indenização. Diante disso, dizem que a compensação financeira constitui receita patrimonial do Estado, cuja origem se encontra na exploração do patrimônio público, sendo estabelecida como recomposição da exploração de bens públicos. Com base nessas assertivas, as compensações financeiras poderiam ser taxadas como receitas patrimoniais e receitas correntes.

apenas aos estados e municípios produtores que tenham jazidas exploradas nos seus domínios, como estabelece o parágrafo 1º do artigo 20 da Constituição. No entanto, pugnar pela inconstitucionalidade da repartição igualitária dos royalties no pré-sal é ouvidar os demais dispositivos constitucionais que proclamam a igualdade regional; que o pré-sal se situa há pelo menos 2 km de qualquer Estado ou município e que o art. 20, §1º, da CF assegura que os Estados e municípios produtores receberão parcela ou compensação financeira, mas não limita que os demais entes também o façam.

3.2 Crítica à sistemática adotada para auferir a medição do volume de produção

O Decreto 2.705/1998 conceitua como volume de produção fiscalizada (art. 3º, inciso X) a soma das quantidades de petróleo ou de gás natural, relativas a cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, que tenham sido efetivamente medidas nos respectivos pontos de medição da produção, sujeitas às correções técnicas de que trata o art. 5º do Decreto.

Em seu capítulo III, o mesmo diploma estabelece a sistemática adotada para viabilizar a medição do volume de produção, afirmando que a partir da data de início da produção de cada campo, o volume e a qualidade do petróleo e gás natural produzidos serão determinados periódica e regularmente nos pontos de medição da produção, por conta e risco do concessionário, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no respectivo plano de desenvolvimento, e observadas as regras específicas emanadas da ANP sobre periodicidade da medição; procedimentos a serem utilizados para a medição dos volumes produzidos; frequência das aferições, testes e calibragem dos equipamentos utilizados e providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros, para determinação da exata quantidade de Petróleo e Gás Natural efetivamente recebida pelo concessionário.

A situação brasileira muito se assemelha à encontrada nos Estados Unidos que possibilitou o trágico acidente com o poço da British Petroleum no primeiro semestre de 2010, assim comentada em reportagem do Le Monde Diplomatique - Brasil:

Durante a investigação pública sobre a explosão da Deepwater Horizon, os americanos ficaram chocados ao se inteirar de que ‘não existe nenhum tipo de vigilância’ às plataformas de petróleo. (...) O capitão da marinha costeira, Hung Nguyen, tentou resumir da seguinte forma; as regras são ‘concebidas segundo os critérios da indústria, fabricadas pela indústria, aplicadas pela mesma indústria sem supervisão do governo durante a construção ou manutenção’(...)”.

De forma que é possível perceber a inteira responsabilidade da empresa concessionária em fornecer informações cruciais não somente para a cobrança das participações governamentais baseadas na produção, a saber, os royalties e

as participações especiais, justamente aquelas mais rentáveis, como também para a segurança das atividades.

4 ANÁLISE DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS EM ESPÉCIE

4.1 As participações governamentais no modelo de concessão

O artigo 45 da Lei 9.478/97 enumera quais são as participações governamentais existentes no modelo de concessão adotado pelo Brasil, as quais devem estar previstas ainda no edital de licitação e no contrato de concessão. São elas: bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área. Apenas as últimas são obrigatórias, conforme atesta o §1º do referido artigo.

4.1.1 Bônus de assinatura

O bônus de assinatura pode ser entendido como o lance que cada concorrente oferece em um leilão para arrematar o bem leiloado. Em termos técnicos concernentes às rodadas de licitação para exploração e produção em um determinado bloco, o bônus de assinatura é um pagamento ofertado na proposta feita pela empresa licitante para obtenção da concessão, sendo um dos critérios para avaliação das propostas. Em suma, é uma quantia fixa em dinheiro paga pelo concessionário para obtenção da outorga dos direitos exploratórios. O objetivo principal dessa participação é recuperar os custos governamentais decorrentes do processo licitatório. Tal participação pode ser dispensada, conforme redação do art. 45, §1º; no entanto, eles somente não foram exigidos pela ANP para os blocos outorgados à Petrobrás (BUCHEB, 2007, p. 105).

O regramento do bônus de assinatura encontra-se no art. 46 da Lei do Petróleo, no qual se atesta que o valor mínimo do bônus de assinatura será estabelecido no edital e que deverá ser pago no ato da assinatura do contrato, e no art. 9º do Decreto 2.705/98. Pode-se afirmar que tal participação está incluída no risco exploratório, visto que o concessionário a paga sem saber ao certo se conseguirá produzir no bloco. A arrecadação do bônus de assinatura referente às nove rodadas de licitações de blocos exploratórios e as duas rodadas

de licitações de áreas inativas de acumulação marginal, totaliza R\$ 5,541 bilhões⁵.

4.1.2 Royalties

Os royalties são a participação governamental mais comentada pela mídia nacional. A origem da palavra remonta ao inglês “*royal*”, relativo ao rei, e constituem uma compensação financeira ordinária devida à União, estados e municípios pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural que incide sobre a produção mensal de petróleo e gás natural.

De acordo com o art. 47 da lei 9.478/97, os royalties devem ser pagos mensalmente com relação a cada campo a partir da data de início da produção comercial de cada um deles. O art. 3º, inciso IV do Decreto 2.705/98 explicita o conceito de pontos de medição da produção, nos quais será realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido em cada campo, bem como onde o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes à produção. Tais pontos devem ser obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão

O pagamento dos royalties pode ser caracterizado como uma obrigação flexível, posto que variável de acordo com a produção medida em cada mês. Além disso, do ponto de vista daqueles que recebem tal pagamento, é um direito condicionado por depender de uma condição que é a declaração de comercialidade⁶ e o início efetivo da produção (COSTA, 2009, p. 243).

O Brasil arrecadou R\$ 7,9 milhões em royalties em 2009⁷, montante que ressalta a importância da compreensão dos cálculos para se chegar ao valor dos

⁵ Consolidação das participações governamentais – 2009. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=518>>

⁶ A declaração de comercialidade é um requisito essencial para o início da produção: “Pela vontade do legislador brasileiro e atendendo às melhores práticas da indústria do petróleo e gás natural, após a Declaração de Comercialidade emitida pelo concessionário e antes da fase de produção, há a etapa denominada de Desenvolvimento, a qual, como imperativo desta Lei, é prevista no Contrato de Concessão. Exige-se um Plano de Desenvolvimento preparado de acordo com a proposta apresentada na licitação (...). Superando a fase intermediária de aprovação e implantação do Plano de Desenvolvimento, vê início a fase de produção e terá de duração de 27 anos (...)” (COSTA, 2009, 187 e 188).

⁷ Consolidação das participações governamentais – 2009. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=518>>

royalties e do controle da destinação desses valores. De acordo com o art. 12 do Decreto 2.705/1998, para se chegar aos valores em reais devidos por uma empresa concessionária a título de royalties, seria preciso conhecer apenas a porcentagem da produção mensal que será destinada ao pagamento dessa compensação financeira (alíquota prevista no contrato de concessão), o volume total da produção daquele campo e o preço de referência adotado no mês de apuração para se chegar aos royalties devidos em um mês.

Para tanto, o cálculo seria o seguinte: tirar-se-ia a alíquota porcentual do volume total de produção e multiplicar-se-ia o resultado pelo preço de referência⁸. No entanto, o cálculo feito pela ANP é um pouco mais complexo, por envolver não apenas o preço de referência do petróleo, mas também o do gás natural, que na maior parte das vezes é produzido conjuntamente.

Assim, para se obter o valor dos royalties, é preciso recorrer inicialmente aos artigos 7, 8 e 12 do Decreto 2.705/98 e aos dispositivos da Portaria da ANP nº 206/2000 para que se possa obter o valor da produção em reais. O valor da produção será determinado pela soma dos valores correspondentes à produção de petróleo e de gás natural no campo em um determinado mês. De forma que é preciso multiplicar o volume da produção de petróleo pelo preço de referência do petróleo no mês de apuração e o volume do gás natural do campo pelo preço de referência do gás natural no mês de apuração e somar os dois resultados. O seguinte quadro fornecido pela ANP com as fórmulas matemáticas utilizadas para os cálculos facilita a compreensão:

- 1) Valor da produção = V petróleo X P petróleo + V gn x P gn
- 2) Royalties = Alíquota x Valor da produção

Onde:

Royalties = valor decorrente da produção do campo no mês de apuração, em R\$

Alíquota = percentual previsto no contrato de concessão do campo

V petróleo = volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração, em m³

P petróleo = é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³

P gn = preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³

Fonte: elaboração da autora.

⁸ Se a alíquota for de 10%, o total da produção for x e o preço de referência for y, tem-se que os royalties seriam calculados de acordo com a seguinte fórmula: $(10\% \times X) \times y$

Com o valor da produção, passa-se para a obtenção dos percentuais desse valor que deverão ser convertidos em favor da sociedade brasileira como compensação financeira ordinária (royalties). A regra geral está inscrita no art. 47 da Lei do Petróleo, segundo o qual a empresa concessionária deve pagar dez por cento da produção de petróleo ou gás natural a título de royalties. Não obstante, o §1º desse dispositivo prevê a possibilidade da ANP levar em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, e reduzir, no edital de licitação correspondente, o valor dos royalties de dez por cento sobre a produção estabelecido no *caput* deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção. O parágrafo seguinte do mesmo artigo direciona para um ato regulamentador do Poder Concedente o estabelecimento de critérios para o cálculo do valor dos royalties, o que foi feito pelo Decreto 2.705/98.

A partir do exposto, é possível perceber que os royalties possuem íntima relação com a lucratividade do concessionário, ao contrário do que dispõem certos doutrinadores⁹ porque o preço de referência adotado pela ANP toma por base justamente o preço médio no mercado de um barril.

Sobre os royalties, é preciso ainda discutir as formas de sua distribuição. A Lei 9.478/97, em seus artigos 48 e 49, a parcela do valor do royalty, previsto no contrato de concessão, que representar cinco por cento da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do artigo anterior, será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Já com relação à parcela do valor do royalty que exceder a cinco por cento da produção, a distribuição será disciplinada pela própria Lei do Petróleo. Surge, assim, o primeiro critério que deve ser auferido quando da distribuição dos royalties, o da porcentagem da alíquota, o qual determina se essa distribuição se dará nos moldes da Lei 9.478/97 e do seu decreto regulamentador ou nos moldes da Lei 7990/89 e do respectivo Decreto 01/1991.

Com relação à parcela superior a 5%, cuja distribuição é disciplinada pela Lei 9.478/97 e pelo Decreto 2.705/98, surge outro critério, a saber, o da

⁹ Em sua brilhante obra “Comentários à Lei do Petróleo”, p. 244, Maria D’Assunção Costa afirma que os royalties são “um encargo que tem como característica principal a incidência no resultado da produção, independentemente da lucratividade do concessionário”.

localização da lavra. De forma que se a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres, a distribuição será a prevista nas alíneas do art. 49, inciso I:

- 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; (...) ¹⁰.

Já se a lavra ocorrer na plataforma continental, a parcela superior a 5% será distribuída conforme as alíneas do inciso II, art. 49:

- 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 ¹¹.

Por força do §1º do art. 49, no mínimo 40% do total de recursos destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia possuem aplicação vinculada a

¹⁰ A redação dessa alínea foi alterada pela Lei nº 11.921/2009.

¹¹ Redação dada pela Lei nº 11.921, de 2009.

programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico das regiões Norte e Nordeste, incluindo as respectivas áreas de abrangência das Agências de Desenvolvimento Regional.

Com relação à parcela de 5% ou menos, a Lei 7.990/89 e o Decreto 01/91 também distinguem a lavra realizada em terra e na plataforma continental. Se a lavra se der em terra, 70% do valor dos royalties deverá ser repassado para os Estados Produtores; 20%, para município produtores; 10% para os municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

No entanto, se a lavra ocorrer na plataforma continental, esses valores passam a ser de 30% para os Estados confrontantes com poços; 30% para municípios confrontantes com poços; 20% para o Comando da Marinha; 10% se destina ao Fundo especial para estados e municípios e 10% para os municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

A queima de gás em *flares*, em prejuízo de sua comercialização, assim como a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos pela empresa concessionária (Lei do Petróleo, art. 49,§3º).

4.1.3 Participações Especiais

As participações especiais são compensações extraordinárias pagas ao governo em caso de grande volume ou grande rentabilidade com relação a cada campo da concessão (art. 50, Lei 9.478/97). A arrecadação dessa participação é trimestral as alíquotas para determinação da participação especial são aplicadas sobre a receita líquida (art. 50, § 1º, Lei 9.478/98)

O art. 22 do Decreto 2.705/98 informa sobre as alíquotas progressivas que devem ser calculadas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural. A receita líquida é obtida deduzindo-se da receita bruta os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor (§ 1º do art. 50 da Lei nº 9.478/1997). As alíquotas da participação especial variam conforme a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada, sendo que os parágrafos do artigo 22 do Decreto

2.705/1998 trazem tabelas que dispõem sobre o volume de produção trimestral fiscalizada, a parcela a deduzir da receita líquida trimestral e a alíquota que deve incidir a título de participação especial, a qual pode chegar a 40%.

Interessante anotar dois pontos acerca dessas compensações extraordinárias. O primeiro deles é que se encontra em discussão no Poder Judiciário os critérios adotados pela ANP para fixar o montante das participações governamentais. O segundo é que tais participações produzem receita igual ou superior à dos royalties¹², mas não são debatidas com o mesmo fervor pela mídia nacional.

4.1.4 Pagamento pela ocupação ou retenção da área

A Lei do Petróleo não foi suficientemente clara em seus artigos 51 e 52, ocasionando confusão entre a participação governamental inscrita no primeiro desses artigos e o pagamento feito aos proprietários da terra, insculpido no segundo.

Ora, a redação do art. 51 informa que se trata do “pagamento devido pelos concessionários aos proprietários do solo em virtude da ocupação ou retenção da área”, mas em verdade tal participação, que é obrigatória, é repassada à União, a qual nem sempre é a proprietária do solo. Nascimento (2007) esclarece esse impasse ao afirmar que se trata de uma participação governamental devida em razão da retenção (no momento em que se assina o contrato de concessão) ou efetiva ocupação (fases de exploração e produção) das áreas licitadas, inclusive porque tal participação é devida a partir da assinatura do contrato de concessão, conforme disposto no art. 28 do Decreto 2.705/1998.

Essa participação governamental pode ser compreendida como uma espécie de aluguel devido pela área e é composta por uma parcela anual fixa relativa aos metros quadrados ocupados, a qual deve ser paga mesmo se não houver descoberta de petróleo, como pode ser subsumido do art. 28, §2º, do Decreto 2.705/98, o qual dispõe que os valores unitários, em reais por quilômetro quadrado ou fração da área de concessão, adotados para fins de cálculo do pagamento pela ocupação ou retenção de área, serão fixados no edital

¹² Consolidação das participações governamentais - 2009. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=518>>

e no contrato de concessão, sendo aplicáveis, não apenas às fases de produção, mas também às de exploração e desenvolvimento (RIBEIRO, 2007, p. 384).

A arrecadação pela Ocupação ou Retenção de Área, proveniente dos pagamentos realizados pelos concessionários, totaliza o valor de R\$ 1.375 milhões entre 1998 e 2009. O art. 16 da Lei do Petróleo confere uma destinação vinculada ao pagamento pela ocupação ou retenção de área, a saber, o financiamento das despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas na lei ora comentada.

Já o art. 52 da Lei do Petróleo traz uma participação devida a terceiros, isto é, aos efetivos proprietários do solo, sendo formada por uma parcela que varia de acordo com a produção equivalente, visto que corresponde a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP. Os proprietários arrecadaram 75,43 milhões em 2009.

4.2 As participações governamentais nos blocos localizados na área de pré-sal

Recentemente, a Petrobras descobriu óleo de excelente qualidade no pré-sal, intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal. Tendo em vista que não há risco na exploração desse óleo, em 2010 o Poder Executivo iniciou o processo legislativo ao enviar quatro projetos de lei a fim de que seja construído um novo marco regulatório para a exploração e produção de petróleo nessa camada e nas demais áreas estratégicas, baseado no modelo de partilha de produção.

De acordo com a redação original do Projeto de Lei 5.938/2009, esse novo modelo abrangeria como participações governamentais apenas os bônus de assinatura os royalties, além da participação de terceiros quando o bloco se localizasse em terra.

Por ser uma matéria extremamente controvertida, complicada ainda mais com emendas que inovavam a distribuição dos royalties, os deputados federais observaram ao fim do projeto que a compensação financeira (indenização) devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios e a órgãos da administração direta, prevista no art. 20, §1º, da Constituição Brasileira, não

deveria ser abordada naquele projeto e sim por meio de proposição legislativa específica. Propuseram ainda que até o estabelecimento das novas regras pertinentes à matéria, fosse aplicada a atual distribuição dos royalties e da participação especial estabelecida na Lei nº 9.478, de 1997, aos novos contratos sob o regime de partilha. De forma que o Projeto de Lei seguiu para o Senado sem especificar a matéria inclusive como forma de adiantar as votações.

No entanto, o Senado incorporou o texto desse projeto ao do projeto de lei da Câmara nº 7/2010 (nº 5.940/2009, na Casa de origem), enfrentando as questões que os deputados federais preferiram postergar. Assim, previu-se a participação especial para as áreas localizadas no pré-sal já contratadas sob o regime de concessão e, graças à emenda Pedro Simon, previu-se ainda a distribuição igualitária dos royalties entre os Estados e Municípios brasileiros, cabendo à União compensar os Estados e Municípios que sofrerem redução de suas receitas em virtude desta lei.

De acordo com o projeto de lei da Câmara nº 7/2010, que segue do Senado para a Câmara dos Deputados, as áreas já licitadas do pré-sal irão continuar sendo exploradas sob o regime de concessão e deverão pagar todas as contribuições relativas a tal modelo, inclusive as participações especiais. Já as áreas que ainda não foram licitadas se submeterão ao regime de partilha da produção, sujeitas a bônus de assinatura, a royalties e a pagamento de 1% do valor da produção de petróleo ou gás natural aos proprietários da terra onde se localiza o bloco.

Ainda sobre as participações governamentais nas áreas do pré-sal e demais áreas estratégicas, há que se mencionar que no tocante à cessão onerosa à Petrobrás, dispensada a licitação, do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, em áreas não concedidas localizadas no pré-sal, autorizada pela lei 12.276/2010, subsiste o pagamento de royalties (art. 5º da prefalada lei).

A mais recente lei (Lei 12.304/2010) que trata do assunto foi publicada em dois de agosto de 2010. Ela foi promulgada para autorizar o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A., ou aenas Pré-Sal Petróleo S.A. ou PPSA. Tal empresa irá gerir os contratos de partilha de produção celebrados pelo

Ministério de Minas e Energia e os contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União (art. 2º da referida Lei). Quanto às participações governamentais, seu art. 7º, inciso I, determina que constituirão recursos da PPSA rendas provenientes da gestão dos contratos de partilha de produção, inclusive parcela que lhe for destinada do bônus de assinatura relativo aos respectivos contratos.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao analisar a disciplina jurídica das participações governamentais na hodierna indústria de petróleo e gás natural brasileira, o presente trabalho pôde constatar a necessidade de se compreender precipuamente os diversos modelos jurídico-regulatórios de exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como o regime dominial dos bens públicos como forma de subsidiar as discussões acerca das participações governamentais.

Com relação aos aspectos gerais das participações governamentais, restou claro que a discussão que se mostra como mais relevante atualmente acerca da natureza jurídica dessas participações não reside mais em saber se elas possuem natureza tributária ou não, mas sim identificar tais compensações financeiras patrimoniais dentro das categorias do Direito Financeiro. Além disso, se mostrou extremamente importância para a contabilização das participações e para a segurança nacional modificar as formas de auferir a medida das produções de cada poço ou campo.

Já no tocante às participações governamentais em espécie, os pontos mais polêmicos se encontram nas participações especiais; no pagamento pela ocupação ou retenção de área e na distribuição dos royalties no novo marco regulatório para as áreas do pré-sal e demais áreas estratégicas.

6 REFERÊNCIAS

BARBOSA, Alfredo Ruy. A natureza jurídica da concessão para exploração do petróleo e gás natural. Jus navigandi.

BUCHÉB, José Alberto. **Direito do petróleo**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2007.

COSTA, Maria D'assunção. **Comentários à lei do petróleo.** São Paulo: Atlas, 2009.

COMPANY, Bain & ADVOGADOS, Tozzini Freire. **Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás.** São Paulo: BNDES, 2009.

MORAES, Alexandre de. Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural . **Jus Navigandi**, Teresina, ano 6, n. 52, nov. 2001. Disponível em: <<http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=2426>>. Acesso em: 25 jul. 2010.

NASCIMENTO, Arthur Bernarndo Maia do. **As participações governamentais na indústria do petróleo e gás natural brasileira.** 2007. 106 f. Graduação (Monografia) - Ufrn, Natal, 2007.

PINHEIRO, Marilda Rosado de Sá. **Direito do petróleo: as joint ventures na indústria do petróleo.** Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

SHERIFE, Khadija. A impunidade das petroleiras. **Le Monde Diplomatique Brasil**, p. 16-17. 00 jul. 2010.

WIMMERS, Frederico Jorge Calixto; VITALE, Luciene Garcia. **Natureza da Compensação Financeira sobre a Exploração Mineral.** Jus Navigandi, Teresina, ano 8, n. 360, 2 jul. 2004. Disponível em: <<http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=5413>>. Acesso em: 29 jul. 2010.