

ANÁLISE DO TRATAMENTO JURÍDICO SOBRE O INVESTIMENTO ESTRANGEIRO NO PRÉ-SAL A PARTIR DA EXPERIÊNCIA DO CAMPO DE EXPLORAÇÃO LIBRA

ANALYSIS OF THE LEGAL TREATMENT ABOUT THE FOREIGN INVESTMENT IN THE PRE-SALT FROM THE EXPERIENCE OF THE LIBRA FIELD EXPLORATION

Jahyr-Philippe Bichara¹

Rodrigo Ribeiro Vitor²

RESUMO

Busca o presente artigo demonstrar como o Brasil se posiciona em relação ao investimento estrangeiro internacional, tão importante à concretização do esperado desenvolvimento da exploração e produção de petróleo oriundo das áreas de pré-sal e de áreas estratégicas. Para tanto, num primeiro momento são feitas considerações sobre o investimento estrangeiro no país, analisando os principais conceitos e a regulamentação desse investimento. Na sequência, são abordadas as principais características do modelo regulatório no Brasil criado para a exploração do pré-sal e de áreas estratégicas, destacando-se as principais diferenças em relação ao modelo válido para as demais áreas de exploração. Feitas essas considerações, passa-se à fase de integração e aplicabilidade entre o quadro regulatório acerca do investimento estrangeiro e o cenário regulatório do pré-sal e de áreas estratégicas, a partir da experiência do campo LIBRA, a fim de que haja a possibilidade de identificar a existência, ou indícios de existência, de limitações ao ingresso desse importante capital no país. Ao final, conclui-se que certas obrigações legais e contratuais aplicadas à exploração e possível produção de petróleo do campo LIBRA implicam em limitações ou em certas medidas desestimulantes ao ingresso desse capital estrangeiro no Brasil.

PALAVRAS-CHAVE: Investimento estrangeiro. Tratamento jurídico. Pré-sal.

ABSTRACT

This article search demonstrate how Brazil treat the foreign investment, so important to materialize the expected development of the exploration and production of oil arising from of the pre-salt and strategic areas. For this, at first, are made considerations about foreign investment in the country, analyzing the main concepts and the regulation of such investment.

¹ Jahyr-Philippe Bichara, Doutor em Direito Internacional pela Université de Paris I (Pantheon-Sorbone). Professor de Direito Internacional da UFRN.

² Rodrigo Ribeiro Vitor, mestrando em Direito Constitucional pela UFRN.

In sequence, are presented the main characteristics of this Brazilian regulatory model created to pre-salt and strategic areas exploration, highlighting the main differences when compared with the model utilized to others areas exploration. given these considerations, passes to phase of the integration and applicability between regulatory framework about the foreign investment and the regulatory conditions of the pre-salt and strategic areas, from the LIBRA oil field experience, so that be possible identify the existence, or evidences of the existence, of limitations for inflow of this important capital. Finally, it is concluded that certain legal and contractual obligations applied to the exploration and possible production of oil in the LIBRA field imply certain limitations or in discouraging actions the entry of this foreign capital in Brazil.

KEYWORDS: Foreign investment. Legal treatment. Pre-salt.

1. INTRODUÇÃO

Com a descoberta de abundantes reservas de petróleo nas áreas conhecidas como pré-sal, na costa brasileira, uma série de expectativas foram criadas em torno dos potenciais benefícios que essa riqueza poderia trazer ao Brasil. A partir daí, buscou-se a criação de um novo regime de exploração e produção que propiciasse ao Estado maior participação nos lucros dessa atividade econômica, culminando com a criação do regime de partilha de produção.

No entanto, para levar a cabo o aproveitamento dos recursos do pré-sal, que demanda dezenas de bilhões de reais em investimentos, o país necessita do ingresso de capital estrangeiro direto. Assim, torna-se necessário compreender o que abrange esse capital internacional direto e como o Brasil se posiciona no plano internacional em termos de tratamento, proteção e promoção desse investimento.

Feito isso, torna-se possível compreender como foi configurada a nova estrutura regulamentar do setor de exploração e produção de petróleo para o pré-sal e, a partir da análise da experiência da licitação do campo de LIBRA, o primeiro campo de pré-sal outorgado pelo regime de partilha de produção, como ela influencia no tratamento jurídico, na proteção e na promoção do investimento estrangeiro direto.

2. CONSIDERAÇÕES SOBRE O INVESTIMENTO ESTRANGEIRO NO BRASIL

De acordo com um estudo sobre o monitoramento do investimento estrangeiro da UNCTAD (Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento)³, de janeiro de 2014, os fluxos de investimento estrangeiro direto (IED) para a América Latina e Caribe aumentaram 18% em 2013, o quarto ano consecutivo de aumento, atingindo um fluxo de aproximadamente 294 bilhões de dólares. Apesar de uma diminuição do fluxo de desse investimento para o Brasil de 3,9% em relação ao ano anterior, o país continua a figurar como maior receptor na América Latina, com 47% do total de investimento estrangeiro direto, contando com uma significativa parcela do investimento em valores absolutos, em torno de 63 bilhões de dólares norte-americanos.

O cenário apresentado acima traz a dimensão da importância do investimento estrangeiro direto para a economia brasileira. No entanto, algumas conceituações acerca desse instituto, bem como o conhecimento do arcabouço jurídico que o envolve são condições para que se compreenda melhor a tratativa jurídica dada pelo país ao investimento estrangeiro direto.

2.1 Conceitos

Ao se abordar a temática relacionada ao investimento estrangeiro é necessário que se façam algumas distinções conceituais para que se evite uma compreensão equivocada daquilo que o envolve.

Inicialmente, é importante registrar que o investimento, por si só, é um instituto próprio da economia, mas que requer uma abordagem jurídica a fim de que se estabeleçam certos padrões de tratamento, de proteção e de promoção dos mesmos. Dentro do conceito econômico, pode-se apontá-lo como uma atividade econômica realizada no presente para melhorar ou aumentar as possibilidades de ampliação de ganhos futuros (DIAS, 2010), estejam essas possibilidades dentro ou fora do país de propriedade desse capital.

Sendo uma criação inerente à área econômica, no âmbito jurídico, na tentativa de regulamentá-lo, uma série de definições se seguiu, até mesmo em decorrência de uma gama

³ United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD). **Global Investment Trends Monitor, No. 15, January 2014**. Disponível em: <http://unctad.org/en/pages/newsdetails.aspx?OriginalVersionID=687&Sitemap_x0020_Taxonomy=UNCTAD%20Home;#6;#Investment%20and%20Enterprise;#1618;#Investment%20Trends%20and%20Policies%20Monitors>. Acesso em: 10 jun. 2014.

considerável de instrumentos jurídicos internos e externos existentes, incluindo a distinção entre investimento interno e investimento internacional. Para o direito, tal diferenciação é fundamental para que se aplique o tratamento jurídico adequado a cada espécie.

Em termos gerais, pode-se apontar que o investimento internacional, ou estrangeiro, é aquele que se origina de um investidor de um determinado país que aplica seu capital em outro país e o investimento nacional aquele que decorre de um investidor do próprio país que o receberá. Mas o fato é que existem outros critérios importantes para diferenciar e se estabelecer efetivamente a classificação adequada do investimento quando à sua origem. Assim, ao se analisar o investimento estrangeiro realizado por uma pessoa física, serão utilizados critérios como a nacionalidade ou mesmo o domicílio para definir se o investimento realizado ou a realizar será mesmo estrangeiro ou não. Já em se tratando de pessoas jurídicas, critérios como o local de sua constituição, de sua sede ou o lugar de controle da empresa podem ser utilizados como referência para definir se o investimento será tratado como estrangeiro ou nacional (DIAS, 2010).

Outro critério diferenciador importante para fins jurídicos é saber se o investimento é direto ou indireto. Sucintamente, o investimento indireto é aquele realizado por um investidor que não pretende estabelecer um vínculo duradouro com a instituição que receberá o capital, pois sua finalidade é obter lucro apenas com o recurso financeiro, alocando-o onde haja uma indicação de que o ganho será maior e num intervalo de tempo menor. Já o investimento direto é aquele realizado pelo investidor que aceita obter o lucro num intervalo maior de tempo, não pela simples alocação do recurso financeiro, mas a partir da transformação desse recurso financeiro em bens de produção. Portanto, podem ser apontados como elementos diferenciadores entre investimento direto e investimento indireto a durabilidade e o modo de obtenção do retorno (lucro).

Como visto, as características para se diferenciar as espécies de investimento servem para igualmente diferenciar a tratativa jurídica ou a proteção ou estímulo que se dará a esse capital, mas, pela diversidade de instrumentos que se dispõem a disciplinar o tema, se mostra mais adequado utilizar o conceito de investimento a partir do instrumento legal que seja objeto da análise a cada caso.

Como exemplo de conceituação entre investimento direto e indireto, pode-se apontar a distinção trazida pelo "Manual de Balanços de Pagamentos"⁴ do Fundo Monetário Internacional (FMI). No ponto 359 do referido manual trata-se o investimento direto como aquele que vai refletir a intenção de um residente em estabelecer um vínculo duradouro com uma determinada empresa de outro país, bem como sua intenção de exercer certa influência na própria gestão dessa empresa. Já no ponto 367 do mesmo instrumento há um indicativo de que essa influência é objetivamente constatada quando há a propriedade de 10% da empresa pelo investidor. A seu turno, um investimento indireto é tratado no manual como investimento de portfólio e, no ponto 367, há uma definição que o aponta como sendo aquele que se compõe de ações e debêntures representativas de participação de capital ou de dívida e também outros instrumentos financeiros e derivativos.

No âmbito nacional, a lei que disciplina a aplicação do capital estrangeiro e as remessas de valores para o exterior, Lei nº 4.131/1962, considera que o capital estrangeiro compreende os bens, máquinas e equipamentos entrados no Brasil sem dispêndio inicial de divisas, e que sejam destinados à produção de bens ou serviços, bem como os recursos financeiros ou monetários, introduzidos no país, para aplicação em atividades econômicas, desde que, em ambas as hipóteses, pertençam a pessoas físicas ou jurídicas residentes, domiciliadas ou com sede no exterior. Da disposição trazida pela lei brasileira, nota-se uma conceituação sobre investimento estrangeiro mais ampla que aquela trazida pelo Fundo Monetário Internacional, reforçando a afirmação de que mais prudente é utilizar a conceituação trazida por cada instrumento normativo ou contratual analisado.

2.2 A regulamentação do investimento estrangeiro

Uma característica marcante na regulamentação do investimento estrangeiro é a complexidade normativa, fruto da incapacidade dos Estados em criarem um sistema internacional acerca do tratamento jurídico, da proteção e da promoção dos investimentos por meio da celebração de um marco normativo único.

Essa complexidade é observada, tanto no que se refere à diversidade de padrões para o estabelecimento de conceitos básicos, como o “investimento” e “investidor”, quanto no que diz respeito às diferentes formas de regulamentação, com leis provindas do direito consuetudinário, de acordos bilaterais, regionais e multilaterais, de atos unilaterais de Estados

⁴ International Monetary Fund (IMF). **Balance of payments manual**. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/pubs/ft/bopman/bopman.pdf>>. Acesso em: 11 jun. 2014.

e instituições internacionais e também de resoluções de organismos internacionais. Mais grave ainda é que nem sempre essa diversidade regulamentar é construída de maneira uniforme, sintonizada e complementar.

É bem verdade que várias tentativas de se criar um instrumento multilateral de tendência universalizante para regulamentar o investimento estrangeiro foram feitas, sobretudo na década de 1990 (ZERBINI, 2003), mas sempre travaram ante a intransigência dos países desenvolvidos, defensores de maior liberalização, e dos países em desenvolvimento, afeitos a um maior controle condicional desses investimentos no âmbito interno. Nesse sentido, cita-se a tentativa de constituição do Acordo Multilateral de Investimento (MAI) a partir da atuação da Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) que, contando com a atuação e influência dos países desenvolvidos, em 1995 chegou a elaborar uma minuta para esse acordo, prontamente rejeitada quando de sua revelação aos países subdesenvolvidos, justamente pela contraposição dos interesses entre eles (FONSECA, 2010). Também merece destaque a criação da Agência da Agência Multilateral de Garantia do Investimento (MIGA), em 1985 pela celebração da Convenção de Seul, de iniciativa do Banco Mundial, e que conta com 175 membros, dentre eles o Brasil. Essa agência tem por finalidade a promoção do investimento privado estrangeiro nos países em desenvolvimento pela concessão de garantias aos investidores de países membros contra riscos não comerciais.

No âmbito da Organização Mundial do Comércio (OMC) algumas tentativas se converteram em instrumentos que, de maneira direta ou indireta, estabeleceram certas regras multilaterais acerca do investimento estrangeiro. Dentre esses instrumentos, é possível apontar o Acordo sobre Medidas de Investimentos Relacionadas ao Comércio (TRIMs), que contempla algumas medidas não discriminatórias aos investimentos relacionados a bens, e o Acordo Geral sobre Comércio de Serviços (GATS), que aborda medidas de liberalização do comércio de serviços entre os países membros.

Também é possível registrar as tentativas de elaboração de acordos regionais que tratassem do investimento estrangeiro, algumas bem sucedidas, como a que se deu a partir do Tratado de Roma, de 1957, culminando com a criação da Comunidade Europeia e sua ampla visão de integração entre as nações integrantes, bem como outras não tão bem sucedidas, como os Protocolos de Colônia e de Buenos Aires, de 1994, no âmbito do MERCOSUL. O primeiro tratando dos investimentos realizados por investidores originários de um membro no

território de outro membro do bloco e o último tratando dos investimentos realizados por investidores originários de Estados não-membros do Mercosul em países do bloco. Ambos não foram ratificados pelo Brasil.

Outro instrumento de regulamentação dos investimentos estrangeiros é o acordo bilateral de proteção e promoção de investimento (BIT), ou Acordo de Promoção e Proteção Recíproca de Investimentos (APPRI), pelo qual há uma tratativa direta entre dois Estados para favorecer o investimento. O Brasil chegou a assinar 14 desses acordos, mas tendo em vista uma resistência por parte do Congresso Nacional, nenhum desses acordos foi ratificado.

Contudo, ao menos no caso brasileiro, a principal fonte regulamentar do investimento estrangeiro provém dos seus atos unilaterais, mais especificamente os instrumentos normativos internos destinados à tratativa do tema.

Na Constituição Federal de 1988 o artigo que trata diretamente desse tema é o 172, mas que remete à lei a disciplina do capital estrangeiro, limitando-se a traçar algumas diretrizes como a prevalência do interesse nacional e o incentivo ao reinvestimento. Ainda na Carta Magna, outros dispositivos podem ser apontados como mantenedores de uma relação indireta com os investimentos estrangeiros. É o caso do art. 4º, inciso V, que dispõe que o Brasil, nas suas relações internacionais, tratará os Estados com igualdade, bem como de seu parágrafo único, que aponta que o Brasil buscará, dentre outras espécies de integração entre os povos da América Latina, a econômica. No mesmo sentido, os incisos XXII, XXIII e XXIV do art. 5º, relacionados à propriedade, à sua função social e à possibilidade de desapropriação. Também merece ser citado o art. 170, que trata de estabelecer certos princípios da ordem econômica, além da retirada do art. 171 do texto constitucional pela emenda nº 6, de 1995, que previa a possibilidade de tratamento privilegiado a empresas de capital nacional.

Já no plano infraconstitucional, merece destaque a já citada Lei nº 4.131/1962, o principal instrumento jurídico a regulamentar os investimentos estrangeiros no país, uma vez que disciplina a aplicação do capital estrangeiro e as remessas de valores para o exterior, além de estabelecer outras providências correlacionadas, como a definição da própria obrigatoriedade do registro, junto ao BACEN, de todas as operações envolvendo o capital estrangeiro, como condição essencial para que o mesmo goze de proteção e garantia de acesso ao câmbio e de retorno ao país de origem.

Complementando a referida lei, não se pode olvidar do Decreto nº 55.762/1965, nem mesmo das Resoluções nº 2.689, de 26/01/200, nº 3.844, de 23/03/2010, oriundas do Conselho Monetário Nacional e da Circular do Banco Central do Brasil, nº 3.689, de 16/12/2013.

3. CARACTERÍSTICAS DO MODELO REGULATÓRIO BRASILEIRO PARA O PRÉ-SAL E ÁREAS ESTRATÉGICAS

Feitas as considerações conceituais e regulamentares acerca do investimento estrangeiro, abre-se a possibilidade de passar a compreender as principais características de um dos setores da economia que atualmente demanda a maior parcela desse capital estrangeiro no país, o setor de exploração e produção de petróleo. Essa alta demanda é fruto, sobretudo, das descobertas de reservas de petróleo das áreas chamadas de pré-sal.

O termo pré-sal refere-se a um conjunto de rochas localizadas em águas ultraprofundas de grande parte do litoral brasileiro, com potencial para a geração e acúmulo de petróleo. Convencionou-se chamar de pré-sal porque forma um intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal, que em certas áreas da costa atinge espessuras de até 2.000 metros. O termo pré é utilizado porque, ao longo do tempo, essas rochas foram sendo depositadas antes da camada de sal. A profundidade total dessas rochas, que é a distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal, pode chegar a mais de 7 mil metros. A região denominada pré-sal encontra-se localizada na Plataforma Continental Brasileira, estendendo-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, numa área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de interpretações geológicas, mas poderão ser alterados com a obtenção de novos dados de poços que vierem a ser perfurados e a aquisição de novos dados sísmicos⁵. Estimativas para o pré-sal brasileiro variam de 70 a 100 bilhões de barris de óleo equivalente (boe)⁶ e seriam suficientes para colocar o Brasil no ranking dos 10 maiores produtores de petróleo.

⁵ Ministério de Minas e Energia. **Pré-Sal: Perguntas e Respostas**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/menu/pre_sal.html>. Acesso em: 11 jun. 2014.

⁶ Portal Brasil. **Novas reservas estão em fase inicial de exploração**. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/novas-reservas-estao-em-estagio-inicial-de-exploracao>>. Acesso em: 11 jun. 2014.

De um modo geral, pode-se apontar que no Brasil, desde 1953, prevalece o monopólio da União sobre o petróleo. Nesse ano foi criada a Lei nº 2.004, que dispunha sobre a política nacional do petróleo, definia as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo e instituía a Petrobras como instrumento para exercício exclusivo do monopólio estatal (BARBOSA, 2002). Na Constituição, esse monopólio surgiu de maneira expressa a partir de 1967, mais precisamente no seu art. 162, sendo que, após a emenda de 1969 passou a constar no art. 196. Na década de 1970 o país passou a utilizar os chamados "contratos de risco" com empresas brasileiras e estrangeiras na exploração de petróleo a fim de prestarem tais serviços à Petrobras no exercício do monopólio, pelos quais estas empresas fariam jus à sua remuneração por meio na participação dos resultados obtidos (BUCHEB, 2007). Já na Constituição de 1988 o tema é tratado de maneira mais ampla. Dispõe o art. 20, incisos V e IX, que são bens da União os recursos naturais da plataforma continental (localização do pré-sal), bem como os recursos minerais, inclusive os minerais, assegurando-se aos Estados, distrito Federal e Municípios participação nos resultados de sua exploração, conforme parágrafo 1º do mesmo artigo. Também, além do art. 176 da mesma Constituição de 1988, trata de maneira clara acerca do monopólio da União sobre o petróleo o art. 177, que em 1995, pela emenda Constitucional nº 9, veio flexibilizar esse monopólio, admitindo-se a possibilidade da União contratar com outras empresas, além da própria Petrobras, sejam privadas ou estatais, a realização das atividades de pesquisa, exploração, produção, refino, importação, exportação e transporte relacionadas ao petróleo e gás natural.

Com a flexibilização do monopólio estatal sobre o petróleo, em 1997 foi criada a Lei nº 9.478, também conhecida como Lei do Petróleo. Dentre tantos pontos abordados na referida lei, destacam-se a criação do Conselho Nacional de Política Energética, órgão consultivo junto à Presidência da República, a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), entidade autárquica especial com a finalidade de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, além do próprio estabelecimento do regime de concessão para outorga do direito de exploração e produção do petróleo.

O modelo de concessão, surgido nos Estados Unidos no século XIX, mas que sofreu diversas modificações ao longo do tempo, tem sido adotado quando há grande risco exploratório. Neste caso, o óleo retirado pertence à empresa que o extrai e a União recebe, no caso brasileiro, o bônus de assinatura, os royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área. É, portanto, um modelo pelo qual a União, titular dos direitos

sobre o petróleo e o gás natural, concede a uma ou mais empresas nacionais ou estrangeiras o direito exclusivo de explorar e produzir hidrocarbonetos, por sua conta e risco, tornando-se proprietárias do óleo e gás produzidos e podendo deles dispor livremente, observando, contudo, as regras do contrato e os mecanismos de taxaço aplicáveis (BAIN & COMPANY; TOZZINFREIRE ADVOGADOS, 2009).

Com a descoberta das reservas do pré-sal na costa brasileira em 2007, surgiram discussões referentes a possíveis aperfeiçoamentos no regime jurídico-regulatório de exploração e produção de petróleo e gás natural em vigor no Brasil, a fim de que fosse possível sua aplicação nas novas outorgas relacionadas a essa nova área de exploração. Assim, em 2008 foi criada uma comissão interministerial para estudar o tema e apresentar uma proposta à Presidência da República, tendo concluído sua finalidade em agosto de 2009.

O novo modelo proposto foi o regime de partilha de produção, posteriormente consagrado na Lei nº 12.351/2010. É importante notar que esse novo regime não eliminou o regime de concessão, que continua a ser utilizado para a outorga de blocos de maior risco exploratório. Assim, cabe ressaltar que, nos termos do art. 2º, inciso VIII, da Lei nº 9.478/1997, será o Conselho Nacional de Política Energética quem definirá quais blocos serão outorgados sob o regime de concessão ou de partilha de produção, mediante apoio técnico da ANP. Também é importante destacar que o regime de partilha de produção poderá ser aplicado pelo Conselho Nacional de Política Energética não só às áreas classificadas como pré-sal, mas também a outras áreas classificadas como "áreas estratégicas", aquelas consideradas de interesse em prol do desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, e que também se caracterize pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos.

O regime de partilha de produção, surgido na Indonésia, na década de 1960, inverteu a lógica da propriedade do petróleo extraído, antes de titularidade da empresa concessionária, passando-a para o Estado. Desta maneira, o Estado deixa de ser remunerado por meio de royalties e outras espécies de tributos pelo direito outorgado às empresas pela exploração e produção exclusiva, já que o petróleo extraído passa a ser de propriedade do Estado e parte do mesmo entregue à empresa como remuneração por suas atividades e pelo risco da exploração e produção (BAIN & COMPANY; TOZZINFREIRE ADVOGADOS, 2009).

A partir dos conceitos trazidos pela própria Lei nº 10.351/2010, o contrato de partilha de produção é definido como o regime de exploração e produção de petróleo no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.

Portanto, a primeira parcela da remuneração que um investidor faz jus no regime de partilha de produção é o chamado "custo em óleo", definido como sendo a parcela da produção de petróleo 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.

A segunda parcela da remuneração percebida pela empresa ou consórcio outorgado é o chamado "excedente em óleo", ou "profit oil", que é a parcela da produção de petróleo 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, nos casos de blocos terrestres, a participação de até 1% sobre o volume de produção aos proprietários de terra.

Quanto aos royalties, compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, a lei define que após o pagamento do preço correspondente do mesmo pela empresa ao governo, a ela caberá a apropriação do volume correspondente do petróleo produzido.

Cabe ainda destacar, a partir da Lei nº 10.351/2010, que o regime de partilha adotado pelo Brasil prevê que a Petrobras será, em qualquer bloco outorgado, a única operadora do mesmo, devendo possuir em qualquer consórcio que se interesse em participar de um processo licitatório, ao menos 30% do capital total, conforme disposto nos artigos 4º, 20º e 10º, inciso III, alínea "c", da referida lei.

Por fim, não se pode deixar de abordar outra importante característica do modelo de partilha de produção adotado pelo Brasil, com possíveis impactos no tratamento do investimento estrangeiro na exploração e produção de petróleo do pré-sal e áreas estratégicas, a criação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Petróleo Pré-Sal S.A. (PPSA), prevista em diversos dispositivos ao longo da Lei nº 12.351/2010, para 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. Vale ressaltar que a PPSA foi efetivamente criada pela Lei nº 12.304/2010 e Decreto nº 8.063/2013, que estabelece seu estatuto e, dentro de sua função de gestora dos interesses da União, deverá integrar qualquer consórcio vencedor para exploração de blocos do pré-sal ou de áreas estratégicas.

No Brasil, esse regime de contratação de partilha de produção foi adotado pela primeira vez na licitação do bloco denominado LIBRA, cujo leilão ocorreu em dezembro de 2013.

4. O TRATAMENTO JURÍDICO DO INVESTIMENTO ESTRANGEIRO NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO CAMPO LIBRA

No Brasil, esse regime de contratação de partilha de produção foi adotado pela primeira vez na licitação da área denominada LIBRA, conhecida como 1ª Rodada de Partilha de Produção, cujo leilão ocorreu em outubro de 2013, conforme autorização dada pela Resolução nº 4, de 22 de maio de 2013, do Conselho Nacional de Política Energética.

O bloco LIBRA encontra-se localizado na bacia sedimentar de Santos, abrangendo uma área de 1.547,76 km². Nesse campo devem ser produzidos entre 8 e 12 bilhões de barris de petróleo nos próximos 35 anos. Ao atingir seu pico, estima-se que alcançará 1,4 milhão de barris por dia e 40 milhões de metros cúbicos de gás natural, com 25 milhões de metros cúbicos diários sendo ofertados ao mercado. Apenas como referência, a produção total do País em 2013 situou-se próxima a 2,1 milhões de barris diários de petróleo, de maneira que Libra representará, no seu pico, 67% de toda a produção atual do Brasil. Outra estimativa indica que R\$ 270 bilhões serão arrecadados com royalties e R\$ 368 bilhões com a

parcela correspondente ao "excedente em óleo"⁷, além de investimentos estimados de R\$ 181 bilhões de reais ao longo de 35 anos para o desenvolvimento do projeto⁸.

O resultado dessa 1ª Rodada de Partilha e Produção culminou no êxito da proposta ofertada pelo único consórcio participante, formado pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), com 40% de participação, ou seja, 10% além do percentual mínimo definido em lei, a anglo-holandesa Shell Brasil Petróleo Ltda, com 20% de participação, a francesa Total S.A., também com 20% de participação, além das chinesas CNPC International Ltd e CNOOC International Limited com 10% de participação, cada uma. Isso quer dizer que o desenvolvimento comercial do projeto, envolvendo as fases de exploração e produção, contará com 60% de capital pertencente a empresas estrangeiras. Esse consórcio garantiu à União uma participação no "excedente em óleo" de 41,65%, ou seja, o percentual mínimo ora estabelecido no item 4.3 do edital de licitação. Também garantiu o recebimento pela União do bônus de assinatura fixado pela Resolução nº 5, de 25 de junho de 2013, do Conselho Nacional de Política Energética, no valor de R\$ 15 bilhões de reais.

A partir das informações atinentes ao campo LIBRA, tem-se a dimensão da importância do investimento estrangeiro para que o desenvolvimento da exploração e produção no pré-sal seja uma realidade. Ainda assim, certos pontos regulamentares e contratuais podem ser apresentados como limitadores ou, no mínimo, desestimuladores à aplicação do investimento estrangeiro direto no pré-sal.

Não se pode perder de vista que a criteriosa avaliação do risco do investimento em um determinado país é de fundamental importância para que o projeto objeto do investimento obtenha êxito. Na indústria petrolífera, o denominado populismo energético, que nos últimos anos se constatou com maior vigor em países produtores de petróleo da América Latina, tem gerado um ambiente de incertezas e de temor por parte dos investidores, muitas vezes alvo de governos populistas que se firmam atacando o capital estrangeiro, visto como um mero explorador do Estado, causador dos males sociais dentro do país, mas que ao mesmo tempo se utilizam dos recursos advindos da exploração do petróleo para sustentar um projeto social inconsequente e que não tem condições de se manter. Disso decorre o processo de

⁷ Portal Brasil - Ministério de Minas e Energia. **Nota sobre o Pré-Sal e o Campo de Libra**. Disponível em: < <http://www.brasil.gov.br/governo/2013/10/nota-sobre-o-pre-sal-e-o-campo-de-libra>>. Acesso em: 11 jun. 2014.

⁸ Portal Brasil - Agência Brasil. **Leilão de Libra, maior reserva do pré-sal, ocorre nesta segunda (21)**. Disponível em: < <http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2013/10/leilao-de-libra-maior-reserva-do-pre-sal-ocorre-nesta-segunda-21>>. Acesso em: 11 jun. 2014.

enrijecimento da regulação no setor, principalmente o energético. Nesses casos, constatou-se ter ocorrido efetivamente um declínio dos investimentos estrangeiros e da inserção de novas tecnologias no setor, culminando com uma diminuição da oferta de energia no país (RIBEIRO, 2011).

Inicialmente é possível apontar que o consórcio vencedor de LIBRA será administrado pelo chamado Comitê Operacional. De acordo com o art. 21 da Lei nº 12.351/2010, cabe a este comitê definir o planejamento da exploração, a declaração de comercialidade do bloco, os programas anuais de trabalho e produção, a análise e aprovação do orçamento, a supervisão das operações e a contabilização e aprovação dos custos realizados, dentre outras importantes atribuições. No entanto, os investidores estrangeiros responsáveis por 60% do investimento praticamente não têm qualquer poder de decisão dentro desse comitê. Isso ocorre porque a mesma lei estipula que a PPSA, que não realizará nenhum investimento no desenvolvimento do projeto, indicará 50% dos seus componentes, inclusive o seu presidente que, de acordo com o art. 25, terá poder de veto e voto de qualidade.

Outro ponto de controle sobre o retorno do capital investido ocorre com base na cláusula 5.4 do contrato de concessão, quando indica que o contratado, a cada mês, poderá recuperar o Custo em Óleo respeitando o limite de 50% (cinquenta por cento) do valor bruto da produção nos dois primeiros anos de Produção e de 30% (trinta por cento) do valor bruto da produção nos anos seguintes, dentro de cada Módulo da Etapa de Desenvolvimento. Após o início da produção, caso os gastos registrados como Custo em Óleo não sejam recuperados no prazo de 2 (dois) anos, a contar da data do seu reconhecimento como crédito para o contratado, o limite será aumentado no período seguinte para até 50% (cinquenta por cento), até que os respectivos gastos sejam recuperados. No entanto, de acordo com o parágrafo 6º, do artigo 1º, da Resolução nº 5, de 2013, do CNPE, e cláusula 5.6 do contrato, os custos que ultrapassem esses limites serão acumulados para apropriação nos anos subsequentes, sem atualização monetária. Ainda pior a cláusula contratual 5.7 que prevê que eventual saldo positivo da conta Custo em Óleo ao final do prazo contratual não gerará indenizações ou restituições aos contratados. Vale ressaltar que o Custo em Óleo compreende os gastos realizados pelos contratados na área do contrato, aprovados no Comitê Operacional e reconhecidos pela Gestora, a PPSA.

Também pode ser citado o privilégio dado à empresa nacional na composição e na posição do consórcio, no caso, a Petrobrás S.A., que tem seus méritos por ter atuado na descoberta desse campo, e que deveria ser remunerada por isso. No entanto, garantir à estatal uma participação mínima, não só nesse, mas em qualquer outro consórcio, e defini-la como operadora única do bloco, pode ser um ponto a destacar o tratamento não isonômico do capital internacional em relação ao capital nacional. Nesse sentido, não parece descabido falar-se numa eventual inversão do princípio da igualdade quando se mantém resquícios de um ultrapassado modelo monopolista no setor de petróleo que vigorou até 1995, salientando-se a já referida retirada do art. 171 do texto constitucional, que sustentava a possibilidade dessa discriminação em favor do capital nacional.

Outro ponto que pode ser objeto de reflexão, em termos de tratamento do investimento estrangeiro, está disposto na cláusula contratual 21.11, combinada com o art. 32 da Lei 10.351/2010, que trata das hipóteses de devolução da área a partir das hipóteses previstas, e que dispõe que essa devolução não implicará obrigação de qualquer natureza para a União, nem conferirá ao contratado qualquer direito de indenização pelos serviços e bens, uma vez que se considera que, quanto aos investimentos realizados até o momento de devolução, haverá apenas reversão. Frise-se que não há menção ao fato de bens que eventualmente não estejam amortizados, nem em relação a essa reversibilidade, no sentido de se estabelecer os bens que seriam vinculados, próprios ou afetos à execução do serviço objeto do contrato e aqueles que não se encaixassem nesse critério e, portanto, não seriam reversíveis.

Já em relação ao retorno dos investimentos oriundos do estrangeiro para o campo LIBRA, não foram encontradas restrições quantitativas, que vede ou dificulte o retorno desse investimento ao país de origem, prevalecendo a regra geral adotada pelo país, quanto ao dever de registro do investimento no BACEN e o pagamento de imposto de renda. Há sim um incentivo ao reinvestimento, pela não aplicação de imposto de renda suplementar em diferentes patamares. Apenas algumas restrições são admitidas ao retorno do investimento na hipótese de iminência ou grave desequilíbrio no balanço de pagamentos, quando o BACEN poderá limitar a remessa de lucros a 10% ao ano sobre o capital e rendimentos registrados.

5. CONCLUSÃO

Em síntese, é possível concluir que a descoberta de petróleo nas áreas de pré-sal no Brasil produziu uma transformação significativa na regulamentação sobre a exploração e produção desse petróleo, que nessas áreas, passou a ocorrer mediante a celebração de contratos de regime de partilha de produção, mais atrativos aos interesses da União, detentora desse monopólio.

Esse novo modelo, aplicado a partir da experiência da outorga do campo de LIBRA, evidenciou o quanto a implementação e o desenvolvimento de projetos como esse demanda capital não estatal e, especificamente no caso de LIBRA, investimentos diretos estrangeiros. No entanto, certas obrigações legais e contratuais aplicadas a LIBRA indicam a existência de certas limitações ou certas medidas desestimulantes ao ingresso desse capital estrangeiro, que se reforçam a partir da posição brasileira de evitar assumir compromissos internacionais relacionados ao tratamento jurídico, proteção e promoção de investimentos estrangeiros.

Evidentemente, essas possíveis limitações não representam questões pacificadas, mas indicam que devem ser melhor analisadas, a fim de que não se passe ao investidor estrangeiro a noção de que há no Brasil uma regulamentação rígida e hostil ao capital internacional e, desde modo, tornem-se frustradas as promissoras expectativas criadas em torno do pré-sal brasileiro.

REFERÊNCIAS

BAIN & COMPANY; TOZZINIFREIRE ADVOGADOS. **Relatório I - Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural**. São Paulo, 2009. ISBN 978-85-62690-03-7 e ISBN 978-85-62691-02-7.

BARBOSA, Alfredo Ruy. VALOIS, Paulo (Org.). **Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002.

BUCHÉB, José Alberto. **Direito do Petróleo: a regulação das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2007.

DIAS, Bernadete de Figueiredo. **Investimentos Estrangeiros no Brasil e o Direito Internacional**. Curitiba: Juruá, 2010.

FONSECA, Karla Closs. **Investimentos Estrangeiros: Regulamentação Internacional e Acordos Bilaterais**. Curitiba: Juruá, 2010.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. Direitos dos Investimentos e o Petróleo. **Revista da Faculdade de Direito da UERJ**, Rio de Janeiro, v.1, n.18, p.1-37, 2010. ISSN: 2236-3475.

ZERBINI, Eugênia C. G. de Jesus. **O regime internacional dos investimentos - sistema regional, multilateral, setorial e bilateral**: balanço da década de 1990, seguido do estudo de dois casos - o Mercosul e o projeto da ALCA. São Paulo: Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo, 2003. 250 f. Tese (Doutorado em Direito). Programa de Pós Graduação em Direito da Universidade de São Paulo, 2003.