

Economic Analysis of Law Review

Segurança Energética e Regimes Jurídicos Regulatórios no Segmento de E&P do Setor de Hidrocarbonetos

Energy Security and Regulatory Legal Regimes in the E&P Segment of the Hydrocarbon Sector

Carolina Leister ¹

*Escola Paulista de Política, Economia e
Negócios -UNIFESP*

José Raymundo Novaes Chiappin ²

*Faculdade de Economia, Administração e
Contabilidade -USP*

RESUMO

O objetivo do presente artigo é analisar os regimes jurídicos regulatórios vigentes hodiernamente no segmento de E&P do setor de hidrocarbonetos no país, quais sejam, aquele introduzido pela Emenda Constitucional Nº 09/1995 e o novo regime apresentado quando da descoberta do pré-sal, trazido pelas Leis Nº 12.351/2010, 12.304/2010 e 12.276/2010. A principal tese pugnada aqui milita em favor da manutenção simultânea dos dois regimes jurídicos exploratórios. Essa tese é defendida sob o argumento de que a manutenção dos dois regimes permite ao Estado hospedeiro maior flexibilidade tanto para operar em áreas de altos ou baixos riscos exploratórios, quanto para ajustar sua política energética a esse recurso natural finito que ora se comporta como commodity, ora como recurso estratégico, tudo isso sob o crivo de garantir segurança energética para o país, bem como fomentar, através desse recurso estratégico, sua política industrial.

Palavras-chave: Segurança Energética. Regimes Jurídicos Regulatórios para o Segmento de E&P do Setor de Hidrocarbonetos. Contrato de Concessão. Contrato de Partilha de produção. Recurso Estratégico.

JEL: K12; K23; Q48

ABSTRACT

The purpose of this article is to analyze the current legal regulatory regimes in the E&P segment of the hydrocarbon sector in the Brazil namely, that introduced by Proposal for Constitutional Amendment No. 09/1995 and the new regime introduced when the pre-salt was discovered, brought by Laws Nº 12.351/2010, 12.304/2010 and 12.276/2010. The main thesis challenged here militates in favor of the simultaneous maintenance of the two exploratory legal regimes. This thesis is defended on the grounds that the maintenance of the two regimes allows the host State greater flexibility both to operate in areas of high or low exploratory risks and to adjust its energy policy to this finite natural resource that now behaves as a commodity, now as a strategic resource, all under the scrutiny of guaranteeing energy security for the country, as well as fomenting, through this strategic resource, its industrial policy.

Keywords: Energy Security. Regulatory Legal Regimes for the E & P Segment of the Hydrocarbon Sector. Concession contract. Production Sharing Agreement. Strategic Resource.

R: 04/01/18 **A:** 19/03/18 **P:** 31/05/19

¹ E-mail: Carolina.Leister@unifesp.br

² E-mail: Chiappin@usp.br

1. Contextualização Da Proposta

No dia 20 de setembro de 2013, o jornal FOLHA DE SÃO PAULO publicou, como sua reportagem de capa, a seguinte chamada “Leilão do pré-sal fica sem 4 gigantes e frustra governo” (Soares e Cruz 2013). Ali, os jornalistas PEDRO SOARES (Rio) e VALDO CRUZ (Brasília) apontam a frustração do governo quanto ao número de interessados em participar do leilão no campo de Libra sob os auspícios do novo marco regulatório para o pré-sal, em particular, em razão da ausência de quatro concorrentes de peso na indústria de hidrocarbonetos, as norte-americanas EXXONMOBIL e CHEVRON e as inglesas BP e BG³. Das onze empresas interessadas em participar do leilão do referido campo, seis delas, segundo os jornalistas, são estatais. Ainda, das empresas privadas, apenas duas grandes no setor, SHELL e TOTAL⁴. O diagnóstico quanto à frustração pelo Planalto e pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (doravante ANP) apontado pelos jornalistas pode corresponder mesmo aos fatos, mas é difícil supor que o governo tenha se surpreendido pelas razões a seguir apresentadas.

Na comparação entre os dois regimes regulatórios vigentes hodiernamente no ordenamento pátrio para o setor de hidrocarbonetos, verifica-se que cada qual é adotado para áreas exploratórias distintas, ou dentro do pré-sal e outras áreas consideradas estratégicas ou fora destas⁵. Para essas últimas vige o regime jurídico regulatório incorporado à Constituição Federal pela Emenda Constitucional Nº 9/1995 (doravante EC Nº 9) e Lei Nº 9.478/1997, pautado nos contratos de concessão; doutra via, para as áreas do pré-sal, além de outras consideradas estratégicas, submete-se à regência de um novo marco regulatório, aquele trazido pelas Leis Nº 12.351/2010, 12.304/2010 e 12.276/2010 (estas, por sua vez, já modificadas por outras normativas como a *v.g.*, Lei Nº 13.365/2016, Lei Nº 13.679/2018). O novo marco regulatório, elaborado após as descobertas do pré-sal brasileiro, foi duramente criticado por estudiosos no setor (Bastos e Sena 2010; Leite 2014; Ferreira 2013), segundo os quais o marco então vigente, desde que alterada a forma de cálculo das participações especiais, permitiria ao governo

³ Inobstante a interpretação de seu malogro, vozes em contrário sustentam que o leilão foi um sucesso (Oliveira, Pereira e Jaeger 2013).

⁴ Com a compra da BG Group pela Royal Dutch Shell, esta última se tornou a maior parceira da PETROBRAS, dando acesso à 25% das reservas de LULA, além da Shell já possuir 20% da área de LULA (Reuters 2015).

⁵ Em sentido estrito, podemos mesmo afirmar que são três os regimes jurídicos regulatórios vigentes no ordenamento pátrio para o segmento *upstream* do setor de hidrocarbonetos, quais sejam: (i) aquele que envolve o contrato de concessão, trazido à lume pela EC Nº 9/1995 e Lei Nº 9.478/1997; (ii) aquele cuja tratativa pode ser encontrada nas Leis Nº 12.351/2010 e Nº 12.304/2010; e, finalmente, (iii) a cessão onerosa para a PETROBRAS, que dispensaria a licitação, prevista na Lei Nº 12.276/2010.

WATT NETO, *exempli gratia*, defende a ideia de que a Lei Nº 12.351/2010 – ao admitir uma plêiade de possibilidades, *viz.*, contratação direta da PETROBRAS sem licitação, ou ainda figurar a PETROBRAS como vencedora única nas licitações, ou ainda, a associação desta com outras International Oil Companies (doravante IOCs), além de uma série de obrigatoriedades específicas do regime nacional, *viz.*, a figuração da Petrobras como operadora única, sua associação obrigatória no consórcio com no mínimo 30% de participação neste, a presença, nesta associação, de outra estatal para gerir os contratos, a PPSA – engendrou a construção de um regime de exploração e produção de petróleo e gás natural híbrido, posto trazer elementos de vários modelos internacionais de E&P, como a partilha de produção, a *joint venture*, etc. (Watt Neto 2014). De se ressaltar que, com a aprovação da Lei Nº 13.365/2016, o quadro regulatório da Lei Nº 12.351/2010 sofreu alterações, notadamente desobrigando a PETROBRAS de atuar como operadora única nos contratos de partilha de produção, bem como retirando a exigência da estatal de participar do consórcio vencedor nessa modalidade de pactuação em, no mínimo, 30% do consórcio, mantendo, contudo, seu direito de preferência para fazê-lo ou não. De todo modo, essa última alteração legal não parece ter o condão de eliminar o monopólio de fato exercido pela PETROBRAS.

endogeneizar parcela maior dos ganhos oriundos do pré-sal. Naturalmente, caso a análise se prenda à componente meramente fiscal, não há argumento que fundamente a alteração do marco regulatório instituído pela EC Nº 9, a modificação ensejando mormente um aumento da insegurança jurídica do setor, que resta mundialmente combalido em razão da instabilidade política e social vigente nas principais áreas produtoras. Para esses estudiosos a índole das alterações dos marcos regulatórios evoca questões meramente distributiva.

Sem meandros, o advento do novo marco regulatório para as áreas do pré-sal e outras consideradas estratégicas não se justifica pela via fiscal, se nada mais senão essa dimensão estiver sendo levada em conta na análise comparativa entre os dois marcos regulatórios, mesmo porquê os custos de transição de um regime a outro podem ser altos, especialmente no que concerne à segurança jurídica do setor, como apontam analistas. PESSÔA, na mesma FOLHA DE SÃO PAULO, publicou, em 29 de setembro de 2013, coluna na qual trata da questão *sub examine*. Cito, *in verbis*:

“[...] a base de incidência da partilha é a mesma da participação especial. É nesse sentido que podemos afirmar que, do ponto de vista tributário, os dois regimes são equivalentes. Sempre há uma alíquota da participação especial que reproduz a fração do excedente de óleo que será partilhada.

Não foi, portanto, para aumentar a receita pública que gastamos todo o tempo repensando a lei e criando um novo marco regulatório para tomar o lugar de algo que estava funcionando bastante bem.

Para entendermos com mais profundidade o objetivo do governo em alterar o marco regulatório, temos que abordar outras diferenças, além das fiscais” (Pessoa 2015)⁶.

Inobstante, como pretendemos pugnar aqui, a presença predominante de estatais no leilão de Libra consagra um novo paradigma – talvez mesmo vetusto, mas certamente obliterado após à acomodação dos países consumidores de petróleo que se seguiu aos choques de petróleo de 1973 e 1979 – que deve reger o marco regulatório pátrio aprovado mais recentemente em 2010, qual seja esse paradigma, a necessidade de se garantir a segurança energética pelos países, notadamente os grandes importadores de petróleo (Oliveira 2009).

Oportuniza-se, pois, definir segurança energética. BAUMANN, que pretende discutir o significado multidimensional do termo, afiança que segurança energética tem sido definida na literatura simplesmente como “oferta confiável a um preço razoável” (Baumann 2008), embora seu texto traga a preocupação de avaliar uma pletora de dimensões do conceito de segurança energética. De se ressaltar, a este respeito, reportagens nos últimos anos tornando públicos, pelo ex-agente de inteligência americano EDWARD SNOWDEN, vários aspectos dos programas de inteligência norte-americanos e ingleses acerca da vigilância eletrônica de outros países, em especial do Brasil, e neste, com particular ênfase sobre as atividades desenvolvidas pela PETROBRAS, podendo mesmo indicar que a espionagem industrial entre países é uma realidade,

⁶ No mesmo sentido entende SÁ RIBEIRO, *in verbis*:

“A garantia de maiores receitas é menos clara do que a maior participação no controle da exploração de hidrocarbonetos, considerando-se a enorme importância estratégica da exploração e produção de óleo e gás para os países produtores. A meta de assumir um papel ativo na condução destas atividades tornou-se uma importante arma política e econômica. Com esta nova ferramenta, muitos países produtores desenvolveram novas políticas públicas” (Sá Ribeiro 2014, 487).

notadamente quando se trata de recursos naturais finitos, *commodities*, que auferiram o *status* de recurso estratégico^{7, 8}.

Dessarte, o papel que a segurança energética exerce no âmbito das relações internacionais, evidenciando, inclusive, o recrudescimento das relações entre Ocidente e Oriente Médio por recursos estratégicos escassos (Barreto 2005)⁹, como advogaremos aqui, constitui-se em pano de fundo na contextualização da modificação e da manutenção simultânea dos dois regimes jurídicos regulatórios no ordenamento pátrio hodierno para o setor de hidrocarbonetos, mormente em se considerando que, *ut supra dixit*, por uma análise meramente fiscal, e por mor da garantia da segurança jurídica do setor, justificar-se-ia a vigência do regime regulatório único que tem sua tratativa prevista na EC Nº 9, e, *ex vi legis*, Lei Nº 9.478/1997. Na parelha oposta, retorquimos que o paradigma envolvendo a busca dos países por segurança energética, quer dizer, sua necessidade de garantir o controle de estoques sobre este recurso estratégico, suscitou a introdução de um novo regime regulatório para o setor (Carneiro 2015). No Brasil, este controle pode ser proporcionado pelo novo regime regulatório para o setor de hidrocarbonetos, aquele engendrado pelas Leis Nº 12.351/2010 (*ut supra dixit*, esta alterada pela Lei Nº 13.365/2016), e também as Nº 12.304/2010 e Nº 12.276/2010¹⁰.

Em um artigo de 2008, FRIEDMAN trata desse novo paradigma geopolítico em plena vigência do novo patamar de preços auferido pelo barril de petróleo, U\$ 130,00 (Friedman 2008). Malgrado, o preço do barril do *brent* regrediu à aproximadamente U\$ 30,00¹¹, de modo que alguns

⁷ O Brasil não tem estado desatento à questão da espionagem industrial como indicaram CASSIO VECCHIATTI, da DESEG/FIESP, ROBERT FRIZERO BARROS, DAVID BERNANDES e JULIO DO AMARAL BÜSCHEL, oficiais de inteligência da ABIN, RITA DE CÁSSIA PINHEIRO MACHADO, do INPI e JULIANA VIEGAS, da ABPI, no Seminário ‘Segurança da Propriedade Imaterial da Indústria’ ocorrido na Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (doravante FIESP) em 28.07.2010.

⁸ Inobstante esse paradigma e o *status* estratégico auferido pelo petróleo no mundo moderno, nossa abordagem não se peja de considerar o fato de que esse recurso natural escasso ora se comporta como recurso estratégico, ora como simples *commodity*, i.e., ora o preço do barril excede os U\$ 100,00, ora cai para aproximadamente U\$ 30,00. **A volatilidade do preço dessa commodity-recurso estratégico, juntamente com os riscos envolvidos em sua exploração, justificam a manutenção simultânea dos dois regimes jurídicos regulatórios no ordenamento jurídico pátrio, tese esta que defenderemos aqui. Ou seja, o ordenamento pátrio deve manter condições para adaptar-se tanto à importância estratégica desse recurso quanto da possibilidade de esse vir a ser substituído por novas fontes.**

⁹ Consultar também a obra que trata das tensões internacionais derivadas da questão do petróleo que se desenvolveram durante a primeira década do século XXI (Lins 2011).

¹⁰ Sob esta perspectiva, a energia obtida via hidrocarbonetos pode ser entendida tanto como um bem público quanto como uma *commodity*. Inobstante, se de um lado não se constitui em mera *commodity*, *ex vi* sua relevância em toda a cadeia produtiva de um país, caracterizando-se mais como bem público, proporcionando externalidades positivas para todos os setores da economia, por outro, não pode ser simplesmente estocada tanto porque é recurso finito, quanto pelo fato de que fontes energéticas alternativas estão sendo pesquisadas em todo mundo, mesmo no Brasil. Para outros, como FRIEDMAN, petróleo e grãos não apenas são *commodities* estratégicas, mas, mais do que isso, são *commodities* geopolíticas, pois, segundo ele, *in verbis* (tradução livre do inglês por esta autora): “Todas as nações os requerem e uma mudança no preço ou em sua disponibilidade enseja mudanças nas relações dentro e entre as nações” (Friedman 2008).

Sendo assim, justifica-se o ressurgimento do “nacionalismo de recursos” (Fuser 2008).

¹¹ Em fevereiro de 2016, o menor preço foi atingido em 11/02/2016, custando o barril de petróleo *Brent* futuro o valor de U\$ 30,06 (Fusion Media 2017).

analistas já o preferem tratar, mais uma vez, como simples *commodity*¹². Ao contrário do que se poderia esperar, os preços do óleo cederam, em certa medida, em razão da ampliação americana na produção de gás de xisto (*shale gas*)^{13, 14}. A despeito de estiolar a dependência americana da instável região do Oriente Médio, a extração do gás de xisto envolve controvérsias de não somenos importância¹⁵ entre os analistas, quais sejam: sendo custoso o processo de extração do xisto, a queda nos preços do petróleo pode terminar não compensando economicamente essa extração (de xisto)¹⁶. Além de custosa, conveniente registrar, sua extração, realizada através da técnica de fraturamento hídrico guarda relação de prejudicialidade com danos ecológicos não insignificantes, de modo a ser proibido em alguns países, *e.g.*, o consumo maciço de água (outro recurso sujeito à escassez) no processo de extração do gás de xisto, a produção de resíduos poluentes passíveis de contaminar subsolo e lençóis freáticos, e, mormente, a relação entre a extração do gás de xisto e o aumento de terremotos nos Estados Unidos¹⁷. A volatilidade dos preços dessa *commodity* mantém-se ainda hoje: em 2018 o barril de *brent* chega a atingir U\$ 82,00, mas no início de abril de 2019, recua para aproximadamente U\$ 71,00.

Referidas ilações parecem indicar que ora o petróleo se comporta como recurso estratégico, ora como mera *commodity*, em razão da volatilidade dos preços que o barril de petróleo apresenta no mercado no curto prazo. Essa volatilidade é uma resposta às muitas condições enfrentadas por esse mercado, tanto aquelas que impactam diretamente o mercado de petróleo, incluindo novas tecnologias para sua exploração (caso da prospecção em águas profundas e ultra-profundas), a descoberta de novas reservas (*e.g.*, o pré-sal), o comportamento estratégico dos países produtores¹⁸, *etc.*, bem como daquelas referentes aos mercados relativos a outras fontes energéticas, como o caso da exploração mais intensiva do gás de xisto, do advento de tecnologias de aproveitamento de energias limpas e/ou renováveis, dentre outras condições.

¹² No fechamento desse artigo, em 29 nov. 2017, o preço do barril de petróleo *Brent* futuro havia alcançado os U\$ 62,63 (Fusion Media 2017).

¹³ Nesse sentido, ver, *e.g.*, do G1: “Entenda a queda do preço do petróleo e seus efeitos” (Globo 2015).

¹⁴ Mais recentemente, outras razões têm se somado na derrubada dos preços do petróleo, em particular, a derrubada das sanções ao Irã, cujo petróleo passa a entrar no mercado, a desaceleração econômica da China, grande consumidora de *commodities*, além da retração econômica mundial, bem como a recusa dos países da OPEP em reduzir a produção de petróleo, isto com intuito de desestimular a produção de gás de xisto nos EUA, cuja extração é mais cara. A este respeito, ver, *exempli gratia*, “Por que o preço do petróleo caiu tanto? Veja perguntas e respostas” (Alvarenga e Trevisan 2016) na página do G1 em São Paulo. A queda atual decorre, em particular, do posicionamento da Arábia Saudita que se recusa a reduzir a produção de petróleo justamente no intuito de retirar do mercado os produtores americanos do gás de xisto.

¹⁵ Consoante, *e.g.*, analistas da *PricewaterhouseCoopers* (Duz 2013).

¹⁶ A este respeito consultar reportagem: “Queda do preço do petróleo pode afetar mais o xisto que o pré-sal, diz especialista: Presidente do IBP afirmou que a produção de xisto deixa de ser viável quando o dólar recuar abaixo de 60 dólares; no caso do pré-sal, o piso é de 45 dólares” (Abril Mídia 2014).

¹⁷ Ver, *verbi gratia*, “Extração de gás de xisto causou terremotos em Ohio” (Dayara 2013).

¹⁸ *Ut supra dixit*, a recusa dos países da OPEP em reduzir a produção para forçar o aumento de preço do petróleo decorre do posicionamento da Arábia Saudita, que, assim, pretende tirar do mercado da produção do *shale gas*, que possui maior custo de produção. Desta forma, o patamar mais baixo do preço do petróleo assumido ao longo da década decorre, em certa medida, de um comportamento puramente estratégico por parte dos produtores.

Parecem indicar, outrossim, a impossibilidade de superação do paradigma da segurança energética no curto prazo, ainda que indique que esse paradigma não vigora absoluto ao longo do tempo. A relevância assumida pelos direitos difusos no mundo jurídico contemporâneo – aqueles direitos que ligam pessoas indeterminadas por um liame de fato, notadamente no que tange a questões ambientais e no tocante a recursos naturais finitos, casos diretamente relacionados ao mercado de petróleo –, apontam no mesmo sentido. Ademais, como salienta FRIEDMAN, a ascensão da China como grande consumidora de recursos naturais, e, em especial sua busca por segurança energética – bem como segurança alimentar, como admoesta o autor –, a despeito da queda nos preços do petróleo, parecem contraditar a recondução do petróleo à figura de mera *commodity*, ainda que, *ut supra dixit*, a volatilidade dos preços do barril de petróleo no mercado de curto prazo pareça apontar em direção contrária. O empréstimo concedido pela China à PETROBRAS, apesar desta se apresentar combatida por mor da Operação Lava Jato (Lima e Soares 2015), bem como o aumento de seus investimentos em recursos energéticos na América Latina relatado na grande imprensa (Carneiro 2015), indicam que a questão da segurança energética não profligou e o tema resta candente¹⁹. O Brasil, *viz.*, triplicou a exportação de petróleo para a China, que se tornou sua principal compradora (Agostini e Fagundes 2015).

Teoricamente, como não se peja FUSER de afirmar, as teorias das relações internacionais (doravante RIs) têm reputado pouca atenção à questão dos recursos energéticos nas relações entre os países (Fuser 2008). Apontando para a limitação das teorias realistas de RI para explicar a reação dos países periféricos dotados desses recursos às tentativas de controle dos mesmos pelos países centrais, o autor defende a importância que aqueles (os países periféricos) têm assumido geopoliticamente em razão de figurarem, em muitos casos, como os detentores dos recursos energéticos. Regra geral, segundo FUSER, as teorias realistas e o institucionalismo liberal no âmbito das RI sustentam, em uma interpretação *lassa*, que a questão energética pode ser equacionada via cooperação, através das interdependências de mercado (portanto, pela via do mercado)²⁰, posição que, segundo HAGE, parece ter sido assumida pelo governo de FERNANDO HENRIQUE CARDOSO (Hage 2008), criando um vácuo político-institucional que pudesse permitir a viabilização do planejamento do país no setor energético²¹.

Para FUSER, são KEOHANE e NYE quem apontam para o conflito, e não para a cooperação, que pode advir de referida questão. Dentro da perspectiva do conflito, é KLARE, e não HUNTINGTON, quem, segundo FUSER, apresenta o fator chave no manejo do hodierno *choque das civilizações*: a disputa por recursos naturais. Consoante suas ilações, essa é a real justificativa para o coevo embate entre americanos e muçulmanos, antes que a diversidade cultural, como pugnava HUNTINGTON. KLARE aquilata que há três elementos que reforçam a disputa por recursos energéticos, quais sejam, a globalização, o crescimento populacional e a urbanização. Como essas tendências só fazem medrar na sociedade capitalista contemporânea, tornando-se irreversíveis, pugnamos em favor da incorporação do paradigma da segurança energética no debate jurídico que enleia a análise dos dois marcos regulatórios jurídicos no segmento de exploração e produção (doravante E&P) da indústria de petróleo e gás natural (doravante IPGN) no Brasil.

¹⁹ Os investimentos chineses no setor energético foram adiantados por FRIEDMAN, no seu artigo de 2008, *ut supra*.

²⁰ Fora da literatura das relações internacionais, SÁ RIBEIRO, no âmbito do direito do petróleo, tem sido uma das autoras a adotar uma solução mais cooperativa para o setor (Sá Ribeiro 2014).

²¹ De se ressaltar que a Constituição Federal de 1988 elege o setor de petróleo e gás natural como estratégico para o país, daí justificando o monopólio da União sobre diversos segmentos do setor (*ut art. 177, I, CF/1988*).

FUSER fala da oposição entre países hospedeiros e empresas transnacionais no setor energético (Fuser 2008). Ao ensejo dessa ocorrência fática, essa oposição alberga, no mundo jurídico, dois regimes, segundo ele: aquele da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (doravante OPEP) e outro decorrente da agenda liberal. Advogamos aqui que essa oposição se reverbera, outrossim, nos dois marcos jurídicos regulatórios vigentes hodiernamente para a IPGN no Brasil, bem como os contratos ínsitos a esses regimes, a concessão e a partilha de produção, a primeira representando os interesses da agenda liberal, e uma proposta de solução da questão energética dos países *ad libitum* às leis de mercado, o último, aquele dos países hospedeiros, que atribuem ao Estado papel proeminente no planejamento e na solução da questão da segurança energética, adonando-se de parcela dos recursos *in natura*. De mais a mais, no primeiro regime a propriedade dos hidrocarbonetos explorados passa a pertencer ao concessionário²², ao passo que no segundo, ela permanece nas mãos do Estado, possibilitando a ele garantir referida segurança. A decisão sobre a regulamentação do setor energético, aqui o segmento E&P da IPGN, guarda relação inelutável com seu controle, se carreado pelo mercado ou intentado pelo Estado. Tratemos a questão com mais vagar no próximo tópico.

2. Segurança Energética E Regimes Jurídicos Regulatórios

Como sói esperar, apontando para a segurança energética como paradigma da nova era geopolítica, FRIEDMAN discorre sobre o panorama envolvendo potenciais ganhadores e perdedores com a alta dos preços do petróleo²³, indicando que ganham os países exportadores e perdem os importadores²⁴, suscitando, outrossim, que a capacidade de controlar a exportação de petróleo – quando exportar e para onde exportar –, poderá ser traduzida em poder político (Friedman 2008). Malgrado, consoante o autor, ganhadores reais dessa alta de preços serão aqueles capazes de gerar caixa sem gastá-lo todo em necessidades domésticas, caso da Arábia Saudita. A par das exortações de FRIEDMAN, reputamos que o paradigma da segurança energética requer a definição de importantes balizas a serem arrostadas no âmbito da regulação do setor de hidrocarbonetos em um país exportador, quais sejam, a possibilidade de detenção de sua propriedade (dos hidrocarbonetos explotados, não apenas a titularidade daqueles enterrados²⁵), e, *ipso facto*, o controle sobre sua vazão no mercado internacional, com o visio de auferir melhores preços – política adotada pela OPEP anteriormente (Ferreira 2013, 179) – bem como a capacidade de o país exportador fazer bom uso da riqueza amealhada com sua venda, sem se valer do vitando expediente de despejar sua renda integralmente no mercado interno. O

²² A possibilidade de transferir a propriedade do petróleo explorado ao concessionário prevista na Lei Nº 9.478/1997 foi objeto de ampla controvérsia, e de, pelo menos, duas Ações Diretas de Inconstitucionalidade (doravante ADIs), as ADIs 3.273-9/DF e 3.366/DF. Discuti essa primeira alhures (Leister 2016).

²³ Como dito alhures, ainda a hodierna tendência de queda dos preços do barril de petróleo, fruto da volatilidade dos preços desse recurso no curto prazo, não é razão suficiente para desconsiderarmos sua relevância estratégica, embora referida volatilidade deva ser incorporada como premissa em favor de **nossa tese pela manutenção dos dois regimes jurídicos regulatórios no setor de petróleo**.

²⁴ O inverso ocorre no caso da baixa de preço do petróleo, ganham os importadores e perdem os exportadores, situação vivida hodiernamente, onde ganha, v.g., a Índia (importadora de petróleo) e perdem, por exemplo, Venezuela e Rússia (exportadoras de petróleo e gás).

²⁵ A despeito da solução do STF, que julgou constitucional o art. 26 da Lei Nº 9.478/1997 na ADI 3.273-9/DF, artigo este que versa sobre a possibilidade de a União transferir a propriedade do petróleo extraído por mor do contrato de concessão, anuindo, o então Ministro Eros Roberto Grau, que o referido bem é de natureza dominial, portanto, desafetado ao exercício de um serviço público e passível de transferência para o particular (Mesquita 2013, 70).

equacionamento desse problema se constitui no ovo de Colombo da regulação jurídica do setor de hidrocarbonetos.

Precipuamente, nos avizinhamos dessa questão admitindo que as condições do segmento de E&P *ex ante* e *ex post* à descoberta de reservas de hidrocarbonetos no pré-sal autorizam a emergência, primeiro, do regime jurídico regulatório para o segmento que envolve o contrato de concessão, instituído entre 1995-1997, segundo, do novo regime jurídico regulatório, que açambarca o contrato de partilha de produção, perfilhado em 2010, ainda que com as alterações promovidas pela Lei Nº 13.365/2016. Sem descurar das balizas projetadas adrede, uma questão ancilar insurgente dessa alteração de circunstância – a descoberta de reservas no pré-sal brasileiro – concerne à redução dos riscos exploratórios nessas regiões, e outras que podem vir a ser consideradas estratégicas justamente em razão desse baixo risco²⁶, vis-à-vis outras regiões brasileiras, onde o potencial de risco exploratório assoma-se maior²⁷.

Oportuno, então, apreciar essa análise sob o viés do *tradeoff* envolvendo riscos exploratórios, de um lado, e a propriedade dos hidrocarbonetos, de outro, posto que esse balanço modifica, de forma percutiente, o poder de barganha que possuem o país hospedeiro (e suas estatais) e as empresas transnacionais envolvidas na E&P da IPGN. Por conseguinte, sob a diáde risco exploratório *versus* propriedade dos hidrocarbonetos, esposamos a hipótese de que quanto maior o risco exploratório, menor o poder de barganha do país hospedeiro, recaindo maiormente o poder de barganha sobre as transnacionais do setor de E&P, que, sujeitas ao maior risco, requererão como contrapartida a integralidade da propriedade sobre os hidrocarbonetos explorados, constituindo-se essa estratégia na forma de endogeneizar o risco assumido pelas transnacionais no *preço* do contrato firmado com o país hospedeiro. No contrapé, quanto menores os riscos exploratórios, maior poder de barganha é franqueado ao Estado e suas estatais, podendo este exigir parcela (ou a integralidade) da propriedade do carbonífero extraído, como o faz, respectivamente, no contrato de partilha de produção, quando divide a propriedade com a empresa transnacional ou consórcio privado, ou no contrato de serviço, quando o Estado mantém a propriedade sobre o hidrocarboneto explorado, pagando em moeda pelo serviço prestado pela empresa ou consórcio operador.

A indústria do petróleo e gás natural pode ser dividida nos seguintes segmentos: (i) *upstream*, que trata das atividades de exploração e produção do petróleo e gás natural; (ii) *midstream*, que envolve as atividades de transporte e refino; (iii) *downstream*, consiste na distribuição

²⁶ Na tentativa de delimitar as áreas que serão objeto de contrato de partilha de produção, antes que de concessão, o Ministério de Minas e Energia, em cartilha publicada para sanar dúvidas a respeito do Pré-sal, define, na questão 16, *outras áreas consideradas estratégicas* como sendo (as áreas) *que apresentem baixo risco exploratório e alto potencial para a produção de hidrocarbonetos* (República Federativa do Brasil 2009, 10, questão 16).

No mesmo sentido: “As chamadas “áreas estratégicas” correspondem às regiões de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos” (Gomes *et al.* 2009, 09, nota 03).

Em última instância, a determinação de uma área como estratégica é ato do Poder Executivo fundamentado na evolução de estudos geológicos da área a ser explorada, considerando riscos exploratório, geológico, de extração, *etc.* A proposição da área como sendo estratégica é atribuição do Conselho Nacional de Política Energética, *ut art.* 9º, V, da Lei Nº 12.351/2015. Nesse sentido, explana o sítio Governo do Brasil, ligado à Presidência da República Federativa do Brasil.

²⁷ Adotamos o termo risco, que é o utilizado na literatura afim, mas talvez o correto seria tratarmos esses riscos como *incerteza*, visto que o desconhecimento dos eventos a ocorrer é subjetivo, mais do que objetivo.

dos derivados de petróleo e gás (Fernandes e Araújo 2003). Nosso foco inicial recairá sobre o primeiro deles, o segmento de E&P ou segmento *upstream*. Inobstante, em se fazendo necessário, abordaremos os outros segmentos, em particular por força da tônica do setor em prol da integração vertical de toda a cadeia produtiva de hidrocarbonetos. Dentro desta temática, *a principal tese a ser perfilhada neste trabalho milita em favor da manutenção dos dois regimes jurídicos regulatórios para o setor de hidrocarbonetos no país, inobstante as críticas relativas à insegurança jurídica que referida simultaneidade poderia acarretar, críticas estas outrora ventiladas aqui, mas que deverão ser consideradas de maneira mais exauriente ao longo deste texto*. Consoante esta tese, e premissa da mesma, escudamos, outrossim, *a tese de que a manutenção simultânea dos dois regimes legitima-se quando são consideradas variáveis exógenas aos marcos regulatórios, servindo essas variáveis, em particular aquela da segurança energética (propriedade sobre os hidrocarbonetos) e do risco exploratório envolvido (para além das características da região explorada, da espécie de hidrocarboneto encontrado e a volatilidade de seus preços no mercado²⁸), como metaregras para a escolha de um ou outro regime jurídico regulatório para o setor*.

É cediço na literatura *ius publicista* as críticas tecidas ao restrito portfólio de contratos (administrativos ou não) disponíveis para que o Estado venha a pactuar com a iniciativa privada, afirmando que são poucas as modalidades disponíveis para a Administração Pública, quando, em contrapartida, inúmeros são os objetos desses contratos. O número restrito de modalidades contratuais disponíveis à Administração Pública, de um lado, e a imensidão de objetos os quais a Administração Pública tem que atender e executar, de outro, tende a enrijecer sua forma de contratar com o setor privado, tornando os aditamentos tão frequentes que tem o cariz de convolar o objeto e, *ipso facto*, o contrato original, caracterizando violação das alterações legais admissíveis consoante art. 65 da Lei Nº 8.666/1993. Caso a função do Estado ficasse restrita à defesa dos direitos individuais, como queriam as teorias liberais, talvez as modalidades contratuais disponíveis à Administração Pública fossem mesmo suficientes. Malgrado, devendo ofertar, outrossim, direitos sociais, suas funções amplificam-se. Isto é ainda mais verdadeiro quando, por disposição constitucional, *ut art. 3º*, são franqueados ao Estado uma miríade de importantes objetivos a serem equacionados, *in verbis*:

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.

²⁸ Durante a feitura deste trabalho, nos deparamos com várias mudanças ocorridas no âmbito da geopolítica do petróleo, modificações essas que se resvalam na seara econômica, dando ensejo à grande volatilidade nos preços do petróleo. Para fazer frente a essa volatilidade de preços que é reflexo não apenas do equilíbrio da oferta e demanda, mas da estratégia dos países envolvidos nesse mercado, é que defendemos a manutenção simultânea dos dois regimes jurídicos regulatórios, visto que ora o petróleo se comporta como *commodity*, ora como recurso estratégico.

Nesse sentido, uma das últimas notícias proveniente da geopolítica do petróleo é relativa a tentativa da Arábia Saudita de aumentar seu *market share* na exportação do petróleo, visando conter o crescimento da participação no mercado exportador do Iraque, Indonésia e Irã. Ao adotar essa posição estratégica com o intuito de recuperar sua posição no mercado internacional, a Arábia Saudita, e *ipso facto*, a OPEP, deixará de atuar como um estabilizador nos preços do petróleo, provocando a queda e uma (ainda) maior volatilidade em seus preços (Azevedo 2017).

Suas tarefas tornam-se tão (*quicá* mais) relevantes que aquelas liberadas e capitaneadas pela iniciativa privada. Por mor desses objetivos, admite-se aqui que o portfólio de contratos disponibilizados à Administração Pública deveria ser amplificado, passando esta a se socorrer de um maior rol de modalidades a serem desenhadas pelo legislador. Inobstante, os asseclas da segurança jurídica admoestam justamente em sentido contrário, quer dizer, alegando que um maior número de contratos pode ensejar insegurança jurídica. Na abordagem aqui preconizada, admite-se que a segurança jurídica não pode ser arrimada a princípio supremo, sustentando valor *de per se*, devendo, antes, figurar como mera regra instrumental, endossada quando a consecução de outros valores puder ser melhor satisfeita por meio de referida segurança²⁹. No setor de petróleo, *ut supra dixit*, e ainda, considerando sua inserção em nossa matriz energética, deve-se admitir à Administração Pública esposar um maior rol de contratos, colocados à sua disposição para fazer frente aos desafios enfrentados interna e internacionalmente relativamente a uma dimensão chave para qualquer país, a segurança energética. Por conseguinte, *defendemos a tese em favor da manutenção do duplo regime jurídico regulatório para o segmento upstream do setor de petróleo por mor de sua importância estratégica e para fazer frente aos desafios enfrentados, possibilitando dar-lhe maior adaptabilidade às contingências dessa dimensão, a segurança energética (e não, por incúria, a mera segurança jurídica, como pretendemos avaliar aqui), bem como as repercussões das decisões tomadas no âmbito da matriz energética nacional tomada como um todo*.

Sob o paradigma da segurança energética, *ut supra dixit*, basicamente duas tendências no âmbito da literatura das relações internacionais se fazem sentir, quais sejam, uma segundo a qual o acesso às fontes de energia é fonte de conflito entre os Estados, podendo mesmo dar ensejo a guerras entre eles, e outra vocacionada a considerar que a segurança energética implica em cooperação, senão global ao menos regional, entre os países (Baumann 2008, 05). Para além do âmbito externo, internamente o setor de hidrocarbonetos, assim como todo o setor energético, exige um planejamento estratégico da parte do Estado e dos governos (Serra 2011). Por conseguinte, preconizamos ser erro nefando a tratativa dos regimes jurídicos regulatórios do segmento de E&P através, exclusivamente, da álea do mercado – ainda quando a queda dos preços do barril de petróleo pareça apontar para seu comportamento como *commodity* –, em razão da importância assumida por este bem na cadeia produtiva de qualquer país, e isso não é diferente para o Brasil, de modo que este recurso não pode ser tratado senão como recurso estratégico, ainda que contemperamentos permitam incorporar variáveis contingenciais de mercado à regulamentação desse setor³⁰.

Em decorrência desta sua importância estratégica, o Estado mantém esse mercado sob suas peias, quer intervindo direta e monopolisticamente, reservando exclusivamente para si este mercado, *in casu*, durante todo o período em que a PETROBRAS, empresa estatal, operou em regime de monopólio, quer atuando de maneira indireta, pela via da agência reguladora do setor, a ANP, flexibilizando o monopólio da PETROBRAS, ou ainda, quer combinando esses dois modelos de atuação sobre esse mercado, *verbi gratia*, no modelo de partilha de produção, onde a PETROBRAS passa a ser a única operadora na prospecção e produção das áreas do pré-sal e outras consideradas estratégicas, viabilizando-se, contudo, sua associação a outras empresas privadas transnacionais ou a empresas estatais de outros países³¹.

²⁹ Isso porque o *status quo* não necessariamente significa mais justiça ou maior eficiência.

³⁰ ALEXANDRE DOS SANTOS ARAGÃO alega que há uma tendência pendular no tratamento do petróleo ora como *commodity*, ora como recurso estratégico do país (Aragão, 2011, 63).

³¹ Como afirmado supra, a Lei Nº 13.365/2016, retirou a exclusividade de operação do pré-sal pela PETROBRAS, mas manteve seu direito de preferência tanto na operação exclusiva quanto na participação do consórcio nas

3. O Tradeoff Risco Versus Propriedade Dos Hidrocarbonetos

Insuscetível de ser encontrado um melhor regime regulatório *in re ipsa* para o setor de hidrocarbonetos, oportuniza-se a elaboração de uma abordagem que permita a construção de regimes jurídicos regulatórios que possam ser calibrados para melhor atender as condições empíricas encontradas no setor, sejam essas condições históricas, econômicas, sociais, *etc.*, bem como da possibilidade de compatibilizar as decisões tomadas no setor com outras envolvendo toda a matriz energética nacional, e, finalmente, elaborar um regime jurídico regulatório mais afeito à satisfação dos objetivos imputados ao setor público por nossa Carta Magna. Para tanto, pretende-se aqui desenhar um mecanismo para proceder a esta análise no qual os contratos de E&P, incluindo o contrato de concessão, o de partilha de produção e o contrato de serviços, podem ser representados em um espaço unidimensional no qual a variável de análise dos referidos contratos figurará sendo a variável risco. Nesse particular, colocamo-nos ao lado de CAMERON, para quem as diferenças legais desses contratos na indústria de IPGN não podem se sobrepor a uma análise mais funcional dos mesmos (Cameron 1988).

Cada contrato de E&P pode ser representado nesse espectro da seguinte forma, quanto maior o risco alocado para a parte que contrata com o governo, maior deverá ser sua contrapartida (remuneração), no limite, quando o contratado suporta todos os riscos do empreendimento, em regra no contrato de concessão, a remuneração auferida, no contrapé, é toda a propriedade dos hidrocarbonetos. Em sentido inverso, no contrato de serviço, o risco para o contratado é zero, pois ele é remunerado unicamente pelo serviço prestado, e independente da descoberta ou não de reservas de hidrocarbonetos. Como não suporta riscos, o contratado, igualmente, não obtém a propriedade dos hidrocarbonetos, apenas uma remuneração em dinheiro pelo serviço executado.

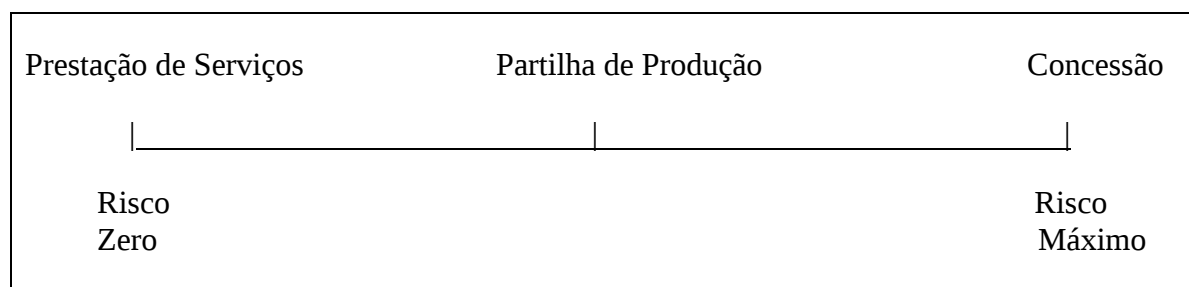


Figura 1 – Espectro de Contratos de E&P

Como meio termo, temos o contrato de partilha de produção, onde os riscos são compartilhados, e *ipso facto*, a propriedade do hidrocarboneto também o é. Desta feita, teríamos, nessas três modalidades contratuais, três regimes endógenos de propriedade: na concessão, o regime é lockeano, a propriedade se adquire com a especificação³², no contrato de serviço, o regime é hobbesiano, a propriedade depende e é mantida nas mãos do Estado, e, por derradeiro, na partilha de produção, o regime de propriedade é alcançado por um acordo entre as partes,

áreas do pré-sal e outras estratégicas, isso porque com os conhecimentos que a estatal possui relativamente à geologia do território brasileiro, acredita-se aqui que deverá manter seu monopólio de fato, de modo que poderá participar em todos os empreendimentos com grande potencial de retorno, a não ser que ingerências políticas de natureza liberalizante modifiquem a política da empresa, caso, *v.g.*, da tentativa do então presidente da PETROBRAS, Pedro Parente, de vender parte de suas subsidiárias e retirar-se de algumas atividades desenvolvidas pela empresa na cadeia produtiva energética, bem como do âmbito de atuação internacional.

³² Acerca da especificação, BOBBIO comenta, *in verbis*: “a especificação, isto é, a transformação de um objeto, mediante o trabalho individual nele investido para chegar a um produto substancialmente diferente – a estátua feita com o bronze ou o mármore, o vestido com a lã, o vinho com a uva” (Bobbio 1997, 193).

como previsto por PUFENDORF³³. Como nos apresenta BOBBIO, a propriedade em LOCKE constitui um direito natural, em HOBBS um direito positivo que só existe em razão do Estado, e, em PUFENDORF a propriedade é fruto de uma convenção social entre as partes, *i.e.*, um contrato³⁴.

Com base na proposta *supra*, adotamos a tese de que concessão, prestação de serviços e partilha de produção são apenas formas diversas de se calibrar o *tradeoff* risco e propriedade³⁵, não havendo razão para considera-los espécimes absolutamente diversas e estanques de contratos de E&P. Destarte, nossa proposta incorpora a crítica de CAMERON acerca das análises sobre os contratos no setor de E&P, procurando empreender a uma análise funcional dos mesmos, considerando parâmetros comuns a eles, em vez de suas distinções jurídicas. Nesse sentido, pugnamos a tese de que esses contratos não são senão combinações convexas entre risco e propriedade. E, ainda, dentro de nossa acepção, defendemos que o contrato de partilha, por ser o meio termo entre os contratos *puros* de concessão e serviços, localizados nos extremos desse espaço unidimensional, dispõe de maior flexibilidade permitindo maior eficiência no calibramento do *tradeoff* entre risco e propriedade³⁶. Ainda, impende ressaltar, essa abordagem é mais condizente com outras teses, a saber: (i) de que as decisões traçadas no setor de hidrocarbonetos devem ser tomadas considerando todo nosso portfólio de energia, quer dizer, nossa matriz energética *in toto*; (ii) de que, *ut supra dixit*, devem ser mantidos os dois regimes jurídicos regulatórios para o segmento *upstream* do setor de hidrocarbonetos; (iii) de que, ressalte-se uma vez mais, o Estado deve dispor de um portfólio de contratos, em vez de um único contrato para o segmento, para cumprir de forma mais eficiente seu objeto.

CUNHA avalia que a adoção de um regime misto de regulação na E&P da IPGN no Brasil decorre, primordialmente das variações no risco exploratório e geológico que podem ser encontradas em nosso território (Cunha 2013, 94). Nesse sentido, áreas do pré-sal parecem apresentar um baixo risco exploratório e geológico, pois as chances de se obter petróleo da atividade de E&P, como sói esperar, parecem ser grandes nessa área, adido ainda à possibilidade

³³ *Ibidem*, p. 189 *et sequentia*.

³⁴ Segundo SÁ RIBEIRO, *in verbis*:

O PSC inverteu a lógica da propriedade do hidrocarboneto explorado, antes de titularidade da International Oil Company (IOC), passando-a para o Estado. Assim, o Estado não mais seria remunerado por meio de *royalties* e tributos pelo direito outorgado às IOCs, pela exploração exclusiva desta riqueza mineral, mas, ao contrário, o hidrocarboneto extraído passaria a ser de propriedade do Estado, parte do mesmo sendo entregue à IOC, como remuneração por suas atividades e pelo risco da exploração e produção (Sá Ribeiro 2014, 489).

³⁵ Nesse particular, concordamos com ROEMER, para quem, a análise econômica do direito e a perspectiva neoinstitucional ampliar a forma como “*a estrutura dos direitos de propriedade e os custos de transação afetam os incentivos e o comportamento econômico*” (Roemer, 2001, p. 42).

³⁶ ABBAS GANDHY e CYNTHIA LIN comentam, nesse sentido, que o contrato de partilha de produção, ao compartilhar a propriedade sobre os campos e o petróleo explorado entre as companhias estatais de petróleo e as companhias internacionais de petróleo, apresenta maior eficiência sob a perspectiva de maximização dinâmica de lucros do que nos contratos de serviços, onde as companhias internacionais não adquirem a propriedade do petróleo e são remuneradas por um valor prefixado no contrato. Dessa forma, por compartilharem ambas, a empresa estatal e a(s) companhia(s) internacional(is) a ela associada tanto do risco quanto da propriedade do petróleo, um maior nível de eficiência no ritmo de exploração pode ser auferido (Gandhi e Lin 2014). Essa análise coaduna-se com nossa perspectiva de que, sendo um meio termo entre os contratos de concessão e serviço, o contrato de partilha de produção pode ser mais flexível e eficiente que as outras duas modalidades puras.

do petróleo descoberto existir em grandes volumes e ser de boa qualidade (óleos leves). Diversamente, em outras regiões, os riscos exploratório e geológico podem ser muito mais altos.

Registre-se, inclusive, que a literatura tem justificado a adoção de contratos de concessão quando os riscos exploratório e geológico são altos, ao passo que indica o contrato de partilha de produção (ou mesmo o contrato de serviços) quando esses riscos são baixos³⁷. A este respeito, comenta SILVEIRA, *in verbis*:

“[Acerca do contrato de concessão] Nesse tipo de contrato as taxas exploratórias são menores pois desta forma atraem o investimento considerado de risco. Assim as empresas assumem o risco visando uma remuneração maior. Caso as taxas exploratórias fossem elevadas o governo correria o risco de não atrair os investidores, pois teriam um retorno menor para um elevado risco.

[...]

[Sobre o contrato de partilha de produção] As empresas que atuam nessas áreas se dispõem a repartir a produção com o governo, e assim, receber menos lucro, pois, os riscos atrelados a exploração nessas áreas são menores. Dessa forma, esse regime só é viável em regiões de baixo risco, caso contrário o investidor irá exigir um retorno maior” (Silveira 2013, 06-07).

A lógica segue-se: como o risco é maior, o Estado precisa criar um esquema de incentivo para atrair o interesse do particular, para que este desenvolva as atividades de E&P naquela região, literalmente criando o mercado para o segmento *upstream* da IPGN; quando as chances de ser encontrado petróleo em grandes quantidades forem altas, são indicados os contratos de partilha de produção, visto que, neste caso, o risco é baixo, e, portanto, o Estado possui maior poder de barganha, podendo abocanhar parcela do óleo produzido, em vez de transferi-lo todo para o particular (caso as chances de ser encontrado petróleo na região forem quase certas, justificar-se-ia, inclusive, o contrato de prestação de serviço, onde o particular receberia sua remuneração em dinheiro, não em óleo, caso, *e.g.* da Venezuela, que adota tais contratos na região do Orinoco (Machado e Triches 2011), além do Kuwait, Irã, Iraque, México, Equador e Turcomenistão, regiões sabidamente ricas em hidrocarbonetos³⁸. Nessa seara, a propriedade sobre os hidrocarbonetos é o incentivo a contrabalançar uma maior imputação de riscos: quanto maior o risco, mais se concede da propriedade dos hidrocarbonetos, no limite, toda a propriedade do bem explorado; em sentido inverso, quanto menores os riscos, maior a divisão da propriedade dos hidrocarbonetos com o Estado hospedeiro.

Urge mencionar, outrossim, segundo BARROS, SCHUTTE E PINTO (Barros *et al.* 2012), que a propriedade sobre os hidrocarbonetos³⁹ rende à empresa que o detém o acesso às fontes de

³⁷ Consoante, entre outros, a Nota Técnica n. 129 emitida pelo DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS, em outubro de 2013.

³⁸ Alguns analistas têm desenvolvido posição diametralmente oposta a essa análise: quando os riscos exploratórios forem altos, o Estado deve suportar maior parte desses riscos, visto possuir maior capacidade para disseminar os riscos para toda a sociedade; inversamente, quando os riscos forem baixos, estes poderão ficar alocados para o particular, que possui, em tese, menos capacidade para difundir-los. Inobstante esse raciocínio, convém atentar para o fato de que hodiernamente, com o desenvolvimento do mercado de capitais e o mercado financeiro mundial, talvez seja o mercado, e não o Estado, o agente econômico a dispor de maior capacidade para suportar os riscos, disseminando-os mais eficientemente.

³⁹ Por aí, estamos entendendo que a propriedade sobre os carbonetos é um incentivo mais poderoso que uma remuneração em pecúnia, pois oferece ao contratado oportunidade de auferir maior lucro manipulando a venda do bem no mercado conforme o preço, estratégia essa adotada anteriormente pela OPEP.

financiamento necessário ao aporte de capital para o desenvolvimento das atividades de E&P⁴⁰. Resta, então evidente que caso uma empresa ou consórcio saia vencedora de um leilão, e se a área envolvida for região localizada no pré-sal, onde os riscos exploratório e geológico são parcos, o acesso a fontes de financiamento fica, de muito, facilitado⁴¹. Do lado dos financiadores, realizar um contrato com essa empresa ou consórcio pode significar a celebração de um contrato lastreado, *in casu*, lastreado por um bem, o petróleo, ainda que enterrado⁴². Na parelha oposta, realizar um contrato de financiamento com empresas ou consórcio vencedor de um leilão para desenvolverem a atividade de E&P em uma área envolvendo grandes riscos exploratório e geológico representa, *ipso facto*, realizar um contrato sem lastro em um bem de relevância estratégica ímpar que é o petróleo. Sem meandros, é com base nessa lógica que a PETROBRAS foi capitalizada, capitalização esta realizada de dois modos.

Primus, por meio da imputação a ela, sem licitação, da cessão onerosa até o limite de 05 bilhões de barris de petróleo, *ut* Lei N° 12.276/2010. *Secundus*, por meio da obrigação da participação de ao menos 30% da PETROBRAS no consórcio vencedor, nos casos dos leilões envolvendo blocos do pré-sal e áreas estratégicas, além da determinação desta ser a operadora única nessas áreas⁴³. No primeiro caso, a capitalização é facilmente verificada: atribuir 05 bilhões de barris de petróleo à PETROBRAS a torna proprietária desse recurso estratégico, de modo a facilitar-lhe a obtenção de financiamento⁴⁴. No segundo caso, inobstante, a forma de financiamento da PETROBRAS é internalizada no consórcio, visto que, sendo operadora única, as demais consorciadas deverão participar no consórcio apenas com o capital⁴⁵, de modo que pugnamos aqui ser esta uma forma de financiar indiretamente as atividades desenvolvidas pela PETROBRAS. Em ambos os casos, portanto – cessão onerosa e formação de consórcio com a PETROBRAS para firmar contrato de partilha de produção –, trata-se de trazer de volta o Estado para controlar e desenvolver as atividades do segmento de E&P da IPGN, aqui sempre através da PETROBRAS, proposta essa em consonância com o objetivo da segurança energética pleiteado aqui⁴⁶.

⁴⁰ Como comentado por KLOH, *in verbis*:

“A aquisição do título da propriedade facilita o investimento e a ampliação do mercado, porque o título permite que as propriedades sirvam de garantia para acessar os mercados de capitais” (Kloh, 2019).

⁴¹ Nesse caso, embora a propriedade do petróleo enterrado não permita criar exatamente um mercado para esse bem, o óleo enterrado serve de lastro para os contratos de financiamento.

⁴² Nesse sentido, a PETROBRAS apresenta seu relatório de reservas provadas em 2015.

⁴³ Inobstante as alterações previstas na Lei N° 13.365/2016.

⁴⁴ Como posteriormente a PETROBRAS encontrou muito mais do que 5 bilhões de barris nos poços perfurados sob o regime de cessão onerosa, iniciou-se um conflito envolvendo a União, que pretendia leiloar esse excedente *versus* a PETROBRAS, que sustentava que o excedente lhe cabia à título de indenização pela baixa no preço do barril de petróleo. A contenda foi solucionada em 09 de abril de 2019, quando a União aceitou ressarcir a empresa no montante de US\$ 9 bilhões para poder leiloar o óleo excedente encontrado naquela região.

⁴⁵ Outras empresas poderiam entrar no consórcio também por força da tecnologia desenvolvida por ela. Inobstante, como é cediço, a PETROBRAS possui a *expertise* necessária para operar em águas profundas e ultra-profundas, não tendo tanta necessidade de adquirir tecnologia com outras empresas.

⁴⁶ De se lembrar que enquanto a segurança energética das grandes potências pode ser auferida não pela propriedade dos recursos, mas antes pelo seu poderio militar, daí poder se valer de contratos de concessão, o Brasil, que não

Dessas ilações, tem-se que relativamente às reformas do setor efetuadas entre 1995 e 1997 com a EC Nº 9 e Lei Nº 9.478/1997, temos, em 2010, com as Leis Nº 12.351/2010, 12.304/2010 e 12.276/2010, o retorno do pêndulo, voltando agora a serem desenvolvidas as atividades no setor precipuamente por meio do Estado. Por óbvio, em razão das informações que a PETROBRAS adquiriu desde sua criação na década de 1950, relativas ao setor de O&G, embora seu monopólio tenha sido flexibilizado legalmente através das reformas de 1995-1997, na prática, manteve-se o monopólio de fato da PETROBRAS, posto que, em razão das informações que ela dispõe sobre as reservas nacionais, as demais empresas preferiam se associar à PETROBRAS na E&P dos carboníferos do que disputar com ela os leilões, visto que tinham consciência da assimetria de informações em favor da PETROBRAS e acerca de seu conhecimento sobre as reservas⁴⁷. Deste modo, caso a PETROBRAS não demonstrasse interesse em um dado bloco oferecido em leilão, as demais empresas entendiam sua conduta como indicativo de que o bloco não era promissor. Se essa premissa for verdadeira, a alteração promovida na Lei Nº 12.351/2010 pela Lei Nº 13.365/2016 não deverá alterar em grande medida o monopólio de fato da PETROBRAS, a não ser que, como temos visto ocorrer hodiernamente, ingerências políticas liberalizantes recaiam sobre a empresa.

Sob o novo regime regulatório, aquele envolvendo a partilha de produção, como temos instilado aqui, se a segurança energética figura como sendo o paradigma que norteia a IPGN, notadamente o segmento de E&P, é plausível que empresas estatais, e não empresas particulares preocupadas com o acesso ao financiamento, mas sim com a possibilidade de auferir a propriedade dos hidrocarbonetos com o fito de garantir referida segurança para seus países, é que venham a participar dos leilões envolvendo áreas do pré-sal internalizando o financiamento à PETROBRAS no contrato de consórcio⁴⁸, ⁴⁹. Isto foi oportunizado no leilão do Campo de Libra. Igualmente, assim tem entendido o DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS (doravante DIEESE), conforme Nota Técnica, *in verbis*:

“Entre as empresas inscrita para participar da licitação, a PETROBRAS é a única brasileira. Ademais, oito destas empresas têm o predomínio estatal de capital e três são da China (ainda que a Sinopec tenha feito uma fusão com a Repsol). [...]. Ou seja, a decisão das empresas estatais não está ligada somente à gestão econômica (obtenção de lucro, autonomia gerencial etc.), mas também à estratégia geopolítica de alcançar segurança energética” (DIEESE 2013, 13).

No mesmo sentido, este é o *leitmotiv* que justifica a adoção, na legislação pátria, do regime jurídico regulatório envolvendo o contrato de partilha de produção para as áreas do pré-sal, de modo que o país passará a se responsabilizar pela comercialização do petróleo auferido, dando

dispõe de poder militar internacionalmente relevante, deve garantir sua segurança energética no setor apenas por meio da propriedade dos hidrocarbonetos.

⁴⁷ É, inclusive, muito comum os profissionais da área afirmarem que a PETROBRAS dispõe de mais conhecimento geológico sobre o território do país do que a ANP.

⁴⁸ Registre-se que, no caso brasileiro, *e.g.*, a presença de estoque de hidrocarbonetos garante não apenas a oferta no mercado interno, mas mais do que isso, a IPGN alavanca toda sua cadeia produtiva industrial do segmento e responde por aproximadamente 13% do PIB do país hodiernamente (Petróleo Brasileiro S.A. 2014).

⁴⁹ Dentro da perspectiva da garantia da segurança energética, faz sentido apostar na integração energética da América do Sul, como aponta CAMPOS, integração esta, de um lado, já presente no mundo de fato através, *e.g.*, dos Acordos de Cooperação firmados por Brasil e Venezuela, e, de outro, no mundo das ideias, através de uma (por hora idealizada) construção de uma empresa de petróleo da América do Sul (Campos 2014, 315 *et sequentia*).

vazão contínua e controlada aos seus estoques no sentido de alavancar sua política industrial⁵⁰ (e.g., através da concessão de energia barata a preço subsidiado para a indústria, fomentando toda a cadeia produtiva envolvendo o setor de hidrocarbonetos, que respondeu por 13% do PIB em 2014, etc.), bem como permitir alcançar os melhores preços no mercado internacional. Comenta CUNHA, *in verbis*: “Agora ao invés de manter a sua parte da receita energética através de tributos, o Estado assume para si a responsabilidade de comercializar petróleo pertencente à União nos mercados internacionais” (Cunha 2013, 93).

Possibilita, ainda, por meio da manutenção da propriedade de parcela do petróleo explorado, garantir a segurança energética do país e sua autossuficiência em petróleo, como, *ut supra dixit*, foi a meta do país desde a criação da PETROBRAS em 1953, ainda mais em se considerando que o país não dispõe do poderio militar dos Estados Unidos ou de outros países europeus como instrumento para garantia de referida segurança energética, podendo fazê-lo, alternativamente, por meio do acesso a seus estoques, em vez de transferi-los para as companhias petrolíferas internacionais através de contratos de concessão, que agora permanecem restritos às regiões com maior risco exploratório. Por meio do acesso aos seus estoques pode, igualmente, fomentar toda a cadeia produtiva do país, bem como sua política industrial, dando-lhe mais flexibilidade tanto na contratação para o segmento de E&P quanto para fomentar sua política industrial.

4. A Relevância E A Necessidade De A Administração Pública Dispor De Um Portfólio De Contratos Para O Segmento Upstream Da IPGN

O princípio da legalidade é basilar ao Estado de Direito. Inobstante, pode apresentar acepções diversas quer se aplique ao setor público quer ao setor privado. No âmbito do setor privado, o princípio da legalidade é aquele da legalidade negativa e tem por propósito reforçar um outro princípio, aquele da autonomia da vontade. Pelo princípio da autonomia da vontade, o indivíduo é livre para realizar sua vontade, figurando aí a legalidade como restrição ao seu exercício da liberdade, ou seja, a legalidade negativa que se aplica ao particular é aquela do art. 5º, II, da CF 1988, segundo o qual *ninguém será obrigado a fazer ou deixar de fazer alguma coisa senão em virtude da lei*.

No que tange à teoria dos contratos, a autonomia da vontade é particularizada na liberdade de contratar, ou seja, na liberdade dos indivíduos de, por ato unilateral ou por concurso de vontades, *provocar o nascimento de um direito, ou para obrigar-se* (Orlando Gomes 2009). *A contrario sensu*, a aplicação da legalidade ao setor público, notadamente à Administração Pública, significa que esta somente pode fazer aquilo que a lei *determinar*, sendo esta a legalidade positiva. Se aplicada ao Poder Político, a legalidade implica na possibilidade de impor restrições ao agir, de modo que a conduta do Estado se justifica apenas quando respaldada pela lei, limitando tanto quanto possível sua atuação.

⁵⁰ Consoante definição do Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial (doravante IEDI), *in verbis*:

“Política industrial é um conjunto coordenado de ações, envolvendo setor público e setor privado, visando ampliar a competitividade da indústria. O objetivo final é impulsionar o crescimento econômico e o emprego do setor industrial. Assim, a política industrial é um componente de uma estratégia de fortalecimento da indústria e parte indispensável de uma política de desenvolvimento. A promoção da competitividade constitui o foco da política industrial praticada atualmente no mundo desenvolvido e em países que buscam promover seu desenvolvimento” (IEDI 2002, 02).

Nesse sentido, a legalidade opera como limite ao Poder Político, para evitar o abuso e o desvio de poder. Se no setor privado, a vontade autônoma figura sendo condição do contrato, de modo que um particular pode criar cláusulas contratuais segundo sua vontade, e desde que não defesas em lei, daí cabendo a distinção entre contratos típicos e contratos atípicos, os primeiros nominados e regulados por lei, os segundos inominados, porém não regulados na legislação, desde que suas cláusulas não contrariem-na (a lei); no âmbito dos contratos firmados pela Administração Pública, prevalece o princípio da legalidade estrita (Sundfeld 2006). No escólio de CARVALHO E SOUSA, *in verbis*:

“A forma do contrato administrativo pressupõe uma expressa autorização legal, em atendimento ao princípio da legalidade estrita. Em outras palavras, os contratos administrativos devem obedecer à forma prevista em lei, da qual não podem se desviar, até mesmo para manter os fins previstos no objeto a ser contratado: utilidade pública ou consecução de um serviço público” (Carvalho e Sousa 2012, 192-193).

Desta feita, as modalidades de contratos administrativos estão gizadas sobre os lindes da lei, podendo ser objeto desses contratos as obras, os serviços, as compras, as alienações, as concessões, as locações e as permissões.

Outrossim, as modalidades contratuais são escudadas por legislação, constituindo-se nos principais contratos administrativos aqueles de: (i) concessão; (ii) obra pública e prestação de serviço; (iii) fornecimento; (iv) gestão (Di Pietro 2009). Por óbvio, a necessidade de legislação para regular as modalidades de contratos administrativos se presta à garantia de submissão das atividades desempenhadas pela Administração Pública à lei, e, *ipso facto*, substituir a autonomia da vontade pela vontade da lei, que representa o interesse público.

Verifica-se, inobstante, que enquanto o particular dispõe de uma vasta gama de modalidades contratuais para fazer valer seu interesse, incluindo a possibilidade de criar contratos não regulados pela legislação, desde que não contrariem a lei, os contratos denominados atípicos, a Administração Pública, em contrapartida, fica adstrita às modalidades hauridas em lei. Mas se a gama de atividades imputadas pela Carta Magna ao Estado é, senão mais ampla, ao menos tão variada quanto àquelas desempenhadas pelos particulares, então, deveria dispor ele do mesmo instrumental para garantir a satisfação do interesse público.

Ainda, a complexidade do objeto contratual nos contratos administrativos é, não raro, muito maior que aquela dos contratos privados em razão de suas proporções e das necessidades a serem atendidas. Sem embargo, sendo as modalidades de contratos administrativos aquelas previstas em lei, o cabedal de meios para auferir o interesse público se mostra pouco flexível. Se não é possível à Administração Pública dispor livremente, como fazem os particulares, com o intuito de obter maior eficiência na sua atuação, urge criar legislação que permita disponibilizar um portfólio mais amplo de contratos os quais a Administração Pública possa lançar mão para garantir, da melhor forma possível, a satisfação do interesse público.

Essa é a proposta outrora defendida aqui, e que, para o segmento da E&P do setor de petróleo significa a defesa da manutenção dos dois regimes jurídicos regulatórios, e seus correlatos contratos (e *quicá*, a disponibilização de outras modalidades contratuais). Nesse particular, a possibilidade disponibilizada ao Estado de lançar mão ora do contrato de concessão, ora do contrato de partilha de produção a depender do risco exploratório e da área explorada, responde à sua busca por criar os incentivos adequados (desenhar mecanismos) para compatibilizar os interesses do regulador e regulado. Este último (regulado) pretende minimizar o risco exploratório nas atividades desenvolvidas nesse segmento, auferindo a maior quantidade possível do bem explorado visando, com ele, auferir lucro.

O Estado, em contrapartida, pretende, em um mundo de recursos naturais finitos e escassos, garantir a segurança energética de seu país, (e, de preferência) fomentando, através dela, o desenvolvimento da indústria nacional de maneira geral, como reza a Constituição Federal. Para que os incentivos possam ser compatibilizados, como requer a teoria do desenho de mecanismos, necessário se faz (segundo nossa perspectiva) contrabalançar risco e propriedade sobre os hidrocarbonetos explorados, de modo que, *ut supra*, quanto maior o risco envolvido na atividade de exploração e produção, maior deve ser o incentivo para atrair a iniciativa privada, no limite, concedendo a propriedade dos hidrocarbonetos explorados para o parceiro privado.

No contrapé, quanto menores os riscos exploratórios, menor a contrapartida necessária para atrair o interesse privado a investir recursos no segmento de E&P, portanto, maior o poder de barganha do Estado, de modo que poderá manter para si parcela da propriedade sobre os hidrocarbonetos explorados. Assim, devem subsistir contratos para o segmento da E&P da IPGN capazes de contrabalançar os riscos exploratórios com a propriedade dos hidrocarbonetos, permitindo ao Estado, cujo povo são os legítimos proprietários do petróleo enterrado, auferir a maior vantagem da exploração desse recurso finito, e, *ipso facto*, proporcionando da melhor forma possível a consecução do interesse público.

Ao adquirir a propriedade sobre parcela dos hidrocarbonetos nos contratos de partilha adotados em regiões de baixo risco exploratório, o Estado garante renda para as gerações futuras ao transformar, como pretende fazê-lo através do Fundo Social, um recurso finito em um potencialmente infinito, a educação, para além da possibilidade de garantir segurança energética para seu país mantendo parcela da propriedade sobre os hidrocarbonetos em suas mãos, possibilitando, inclusive, fomentar a indústria nacional. Por meio do princípio da justiça intergeracional pretende ainda tornar as decisões alocativas e distributivas interdependentes, como tive oportunidade de indicar alhures (Leister 2016).

Por derradeiro, mas não de somenos importância, a adoção de um portfólio de contratos responde à literatura da Análise Econômica do Direito e da Economia dos Contratos, que sustentam que os contratos mais eficientes são aqueles mais complexos e, *ipso facto*, ajustados ao seu objeto (Eggleston *et al.* 2000). No caso do Estado, *ut supra dixit*, suas tarefas são, em regra, de alta complexidade e grandes proporções, tornando a necessidade de se criar um portfólio de contratos quase uma obrigatoriedade. E dispor de um maior número de contratos para realizar um mesmo objeto, mas mais adaptado às contingências encontradas significa, outrossim, adaptar melhor as modalidades contratuais criadas para o segmento de E&P da IPGN a essas contingências, portanto, viabilizando a construção de contratos mais complexos e completos, prevendo as obrigações e os *payoffs* das partes contratantes em um número maior de estados futuros⁵¹.

Com base nessas considerações, e consoante nossa representação dos contratos para o segmento *upstream* – contrato de concessão, partilha de produção e de serviços – em um espaço unidimensional considerando o risco e a propriedade, podemos verificar que, por ser um meio termo entre os contratos de concessão e de serviço, o contrato de partilha de produção apresenta maior complexidade relativamente aos dois primeiros, de sorte a se mostrar mais flexível e adaptado que aqueles de concessão e o serviço⁵². Curiosamente a imprensa e os *experts* do setor

⁵¹ Segundo ZYLBERSZTAJN E SZTAJN a análise econômica dos contratos deve propiciar mecanismos para que os contratos permitam lidar com consequências não esperadas em sua execução (Zylbersztajn e Sztajn, 2005).

⁵² Nesse sentido, os contratos complexos não são senão combinações de contratos mais simples. Assim, um contrato de *leasing* ou arrendamento mercantil pode ser entendido como um contrato mais complexo que combina duas

fazem a crítica ao contrato de partilha de produção justamente por força de sua maior complexidade.

Mas é dessa complexidade nos contratos que a literatura da Análise Econômica do Direito e da Economia dos Contratos implicam uma maior eficiência, posto que maior a adaptabilidade do contrato na consecução de seu objeto. Há uma série de termos presentes no contrato de partilha de produção que exigem minucioso detalhamento, tais como *custo em óleo, excedente em óleo, etc.*, e que têm sido criticados, mas cujo cálculo, mais complexo, pode permitir tornar o contrato de partilha, uma modalidade contratual de sintonia mais fina que (na representação empreendida por nós dos contratos do segmento *upstream* em um espaço unidimensional) os contratos de concessão e serviço, portanto, mais afeito às contingências encontradas, e, pelo exposto, mais eficiente, como defende a literatura da Análise Econômica do Direito e a Economia dos Contratos.

Nesse sentido, como afirmamos alhures, o contrato de partilha de produção é uma combinação convexa dos contratos de concessão e serviço, portanto, mais complexo do que esses dois últimos, e, *ipso facto*, mais eficiente na sua capacidade de adaptação às contingências encontradas. Se na representação desses contratos em um espaço unidimensional, os contratos de concessão e serviço representam extremos no *tradeoff* entre risco e propriedade, o contrato de partilha de produção é uma combinação daqueles contratos, podendo melhor ajustar risco e propriedade, e, *ipso facto*, auferir maior eficiência ao responder de forma mais adequada às contingências encontradas.

Mas o que significa *complexidade* em um contrato? Segundo EGGLESTON *et alia*, complexidade é um conceito multidimensional que envolve ao menos três dimensões no contrato, quais sejam: (i) o número de contingências (*estados de mundo* ou *eventos futuros*) relevantes para definir as obrigações e o *payoff* das partes especificados no contrato; (ii) a variação no valor dos *payoffs* nessas contingências previstas; e, por derradeiro, (iii) o custo cognitivo para compreender esse contrato⁵³, ⁵⁴. E, segunda questão, quais as razões endossadas pelos economistas para que os contratos sejam complexos? Os autores apresentam ao menos três razões: (i) incerteza futura; (ii) dificuldade de monitoramento e assimetria de informações; (iii) para evitar responsabilidades relacionadas com políticas governamentais (*e.g.*, fato do príncipe e fato da Administração)⁵⁵.

No caso do regime jurídico regulatório do qual participa o contrato de concessão, como veremos, os encargos relativos aos riscos ficam maiormente carreados à concessionária, que aúfere, em contrapartida, toda a propriedade dos hidrocarbonetos explotados, pagando para o

modalidades contratuais mais simples, o contrato de compra-e-venda e o contrato de aluguel, ou ainda, compra-e-venda e financiamento.

⁵³ KAREN EGGLESTON *et alia* diferenciam contratos *complexos* de contratos *completos*. Enquanto os contratos complexos definem-se por essas três dimensões, a completude de um contrato, por outro lado, define um contrato que discrimina todas as contingências futuras (*estados de mundo* ou ainda *eventos futuros*) permitindo que uma terceira parte, externa ao contrato, seja capaz de identificar qual dessas contingências se verificou efetivamente. Na concepção dos autores, significa um contrato onde há informação perfeita. Assim definidos, parece-nos aqui que o contrato completo é uma das dimensões do contrato complexo, correspondendo à dimensão (i) (Eggleson *et alia* 2000).

⁵⁴ *Ibidem*.

⁵⁵ Regra geral, KAREN EGGLESTON *et alia*, afirmam que a teoria dos contratos requer contratos complexos por causa da presença de incerteza acerca do futuro, e, portanto, de um conjunto indefinidamente grande de eventos vindouros que poderiam influenciar o custo/valor e o resultado do contrato.

governo, além dos custos fixos (bônus de assinatura e pagamento por ocupação ou retenção de área), os *royalties* e as participações especiais. Quanto ao contrato de partilha de produção, diversamente, a propriedade dos hidrocarbonetos depende dos cálculos envolvendo o custo dos investimentos despendidos na realização do objeto do contrato e restituíveis em óleo, além do excedente em óleo definido segundo critérios prefixados no contrato e decorrente da produção descontado o custo em óleo.

Verifica-se desse breve arrazoado a maior complexidade do contrato de partilha, visto que esse, relativamente ao contrato de concessão, é capaz de elencar maior número de contingências, maior variação no pagamento dos *payoffs* devidos em cada contingência elencada no contrato, e, finalmente, maior custo cognitivo para compreensão do contrato. Se, por um lado, figura sendo mais complexo que o contrato de concessão, por outro lado, apresenta maior adaptabilidade às contingências encontradas, incluindo, *e.g.*, custos, condições de mercado, preço dessa *commodity*, *etc.*, fazendo do contrato de partilha mais complexo, porém mais eficiente⁵⁶. Uma análise mais pormenorizada das principais cláusulas dessas duas modalidades contratuais será efetuada oportunamente mais a frente. Inobstante, gostaríamos de enfatizar aqui, com base na abordagem da Análise Econômica do Direito e da Economia dos Contratos, que a maior complexidade do contrato de partilha relativamente ao de concessão não é, *de per se*, razão para realizar sua crítica, talvez antes, se preste como argumento em seu favor (sendo mais complexo, esse contrato identifica maior número de contingências (estados de mundo) e maior variação de *payoffs*, constituindo-se, portanto, em contrato mais eficiente). Nessa perspectiva, o contrato de partilha de produção afeiçoa-se maiormente à ideia de contrato perfeito da Análise Econômica do Direito, *i.e.*, de um contrato completo, como sustentam COOTER e ULEN, *in verbis*:

⁵⁶ A teoria dos contratos pretende modelar desenhos contratuais mais complexos, *i.e.*, contratos que diminuem incertezas (especificando um maior número de contingências possíveis) e criam esquemas de incentivos adequados para que as partes ajam de forma eficiente (promovem maior variedade de pagamentos de *payoffs* em função dessas diferentes contingências). Esses contratos figuram, segundo a teoria dos contratos, como mais eficientes, posto que mais adaptados a diferentes contingências. Um contrato complexo, consoante a teoria dos contratos, seria uma combinação de contratos mais simples.

Dentro de nossa perspectiva, que pretende representar contratos em um espaço unidimensional, contratos localizados nos extremos de um espectro unidimensional, seriam exemplos de contratos mais simples, e contratos complexos seriam localizados no centro do espectro.

Na perspectiva de KAREN EGGLESTON *et al.*, um contrato mais simples seria, *e.g.*, um contrato por hora, que localizaríamos em um extremo do espectro. Em outro extremo figuraria outro contrato simples, *e.g.*, o contrato por tarefa, e um contrato mais complexo poderia ser, *e.g.*, um contrato de taxa fixa (quantidade fixa) mais uma cobrança marginal (a taxa por hora), que é uma combinação de contratos mais simples, e que figuraria no centro do espectro de representação de contratos. Na literatura da teoria dos contratos esse contrato mais complexo é denominado de contrato de incentivo (Eggleston *et alia* 2000).

No exemplo dado por KAREN EGGLESTON *et alia*, um arquiteto cobraria um preço de reserva em torno de \$45 por hora e uma quantidade fixa de \$ 1.500 pela tarefa. Em nossa perspectiva, esse tipo de contrato é uma combinação dos dois contratos mais simples representados nos extremos do espectro, sendo construído para aumentar os benefícios de ambas as partes, diminuindo os riscos mencionados e criando incentivos para o cumprimento mais eficiente do contrato dado eventos futuros.

Segundo esses autores, essa estrutura contratual dos contratos complexos ou mistos como combinação de contratos simples considerados como extremos pode ser replicada e elaborada em várias áreas, *e.g.*, na área da advocacia, nos contratos de seguro de saúde, nos contratos de crédito, nos contratos com atores, nos contratos de *software*, e porque não, nos contratos na área de petróleo, onde os riscos e incertezas são inumeráveis.

“Um contrato perfeito é completo. Toda contingência é prevista; o risco associado a ela é alocado eficientemente entre as partes, todas as informações relevantes foram comunicadas, nada pode dar errado” (Cooter e Ulen, 2010, p. 229).

Pautado nesse arrazoado, verifica-se que nossa abordagem, que representa modalidades contratuais distintas em um espaço unidimensional, pode ser combinada com a perspectiva da teoria dos contratos, que toma contratos complexos como combinações de contratos mais simples (na nossa perspectiva, contratos simples figurando nos extremos do espectro e complexos no centro deste), e ainda, que considera contratos complexos mais eficientes que contratos mais simples. Da conjunção de nossa abordagem com aquela da teoria dos contratos apresentada nesta seção, podemos inferir duas importantes conclusões. *Primus*, que é mais eficiente manter um portfólio de contratos antes que um contrato único para o segmento *upstream* do setor de hidrocarbonetos, de modo que a depender das características geológicas (riscos), há um contrato mais adequado para a consecução do interesse público.

Secundus, que nossa representação funcional dos contratos como pontos de um espectro unidimensional – no qual esses contratos do segmento *upstream* figuram como diferentes combinações envolvendo o *tradeoff* entre risco e propriedade –, permite indicar que, representados como combinações risco *versus* propriedade, esses contratos admitem maiores ajustes às contingências encontradas, e, ainda, segundo a teoria dos contratos, que os contratos localizados no centro desse espectro unidimensional podem implicar em maior eficiência na realização do objeto do contrato – aqui o contrato de partilha de produção – relativamente aos contratos lotados em seus extremos (concessão e prestação de serviço).

5. Segurança Energética Como Paradigma Para Os Regimes Regulatórios Da IPGN

A defesa do petróleo como recurso estratégico tem sido empreendida por muitos teóricos na literatura das relações internacionais. No ambiente jurídico, essa proposta tem sido defendida por, entre outros, BERCOVICI, que se escora no pensamento produzido no âmbito da Comisión Económica para América Latina (doravante CEPAL) em defesa de seu posicionamento. Em apertada síntese, a CEPAL sustenta que o sistema econômico internacional se subdivide em dois grandes blocos, o centro, formado pelos países desenvolvidos, e a periferia, a qual pertencem os países em desenvolvimento ou subdesenvolvidos. As relações entre esses blocos se dão no sentido de que os últimos proveem os primeiros com produtos primários, ao passo que os primeiros comercializam produtos manufaturados.

Dessa interação surge o fenômeno nomeado *deterioração dos termos de troca*, uma vez que os produtos primários custam muito menos do que os manufaturados sendo produzida uma transferência de riqueza, da periferia em direção ao centro (Bercovici 2005). Para superar seu subdesenvolvimento, a CEPAL, que se caracteriza como uma abordagem desenvolvimentista, defende, para os países da periferia, a implementação de políticas de industrialização em substituição às importações, posicionamento diverso da superada abordagem das vantagens comparativas defendida por DAVID RICARDO, para quem os países deveriam produzir os bens nos quais fossem relativamente mais eficientes que os demais países.

Por esta teoria, os países da periferia deveriam exportar bens primários, ao passo que os países de centro se especializariam em produzir bens manufaturados. Se admitida, não haveria a possibilidade de superação, pelos países da periferia, de seu desenvolvimento, visto que sua riqueza seria transferida, no longo prazo, para os países de centro. Para reverter esse efeito, então, é que a CEPAL defende, para os países da periferia, o fomento à industrialização. O processo de

industrialização, na perspectiva da CEPAL coloca o Estado na linha de frente para capitanear políticas de industrialização. Consoante BERCOVICI, *in verbis*:

“O fato de o Estado estar envolvido no processo de transformação econômica significa que também está inserido no processo de acumulação de capital. O poder estatal assume a tarefa de criar riqueza e gerar novas capacidades produtivas além de estar diretamente envolvido nos conflitos sobre distribuição e bem-estar. A centralidade do Estado no processo de acumulação de capital no Brasil é incontestável, buscando expandir as forças produtivas e assegurar que as forças do mercado se estruturam da melhor forma possível. No caso brasileiro, as suas funções, antes limitadas à preservação do sistema econômico, atuando como regulador da produção e protegendo setores ameaçados por desajustes ou crises, são constantemente ampliadas para dinamizar e orientar a expansão e diversificação das forças produtivas, incentivando e realizando diretamente a criação de riqueza, transformando as estruturas econômicas e sociais do país” (Bercovici 2011, 25).

Esta política foi levada adiante maioritariamente durante a ERA VARGAS, tendo sido intentada mais adiante no governo DILMA ROUSSEFF⁵⁷. Se para os países subdesenvolvidos o Estado deve deter posição fundamental para angariar o desenvolvimento, impedindo a pura e simples adoção das forças de mercado para ensiná-lo, dar-se-ia o mesmo para o caso específico da indústria do petróleo. BERCOVICI faz crer que não, ou talvez melhor: consoante o autor, para esse setor, o papel do Estado se faz ainda mais importante do que em outros setores, e afirma mais, que para o setor de hidrocarbonetos não há como, em nenhuma circunstância, deixar atuar exclusivamente as forças de mercado⁵⁸.

O autor apresenta suas razões. Primeiramente, porque as rendas auferidas da exploração do petróleo precisam ter vazão controlada sob pena de serem dissipadas rapidamente. E explica: um Estado rico em petróleo, cuja maior fonte de renda são aquelas auferidas de sua extração, (aparentemente) não precisa(ria) se preocupar em fortalecer sua economia, visto que sua fonte de receita não provém da pujança de sua economia, mas antes, da extração e exportação daquele bem. Referidos Estados, nomeados *Estados rentistas* porque sobrevivem da renda do petróleo, (em princípio) não precisa(r) investir recursos em sua economia doméstica produtiva, em sua agricultura, indústria, comércio, serviços. BERCOVICI comenta, *in verbis*: “O fortalecimento da economia nacional não se reflete nos ganhos do Estado, ou um simples ‘luxo’ que, se desejar, o Estado pode comprar com as rendas obtidas do setor exportador de minérios” (Bercovici 2011, 31).

Segundo o autor, essa característica do setor petrolífero é chamada na literatura de *despotismo do petróleo*, que aponta para a independência desse setor relativamente ao restante da economia de um país. Desta forma, as rendas auferidas do setor de petróleo até podem dar ensejo a oportunidades. Mas podem, igualmente, trazer sérios riscos à economia nacional, dentre os quais, uma segunda razão aventada por BERCOVICI para evitar deixar esse setor ao sabor das leis de mercado, qual seja ela, a maldição dos recursos, que alude ao fato de que os países dotados de recursos naturais em regra apresentam um desempenho econômico inferior ao de outros países, carentes desses recursos. As explicações para tanto são, *primus*, o fato desses recursos não

⁵⁷ Acreditamos que enquanto o governo anterior ao de DILMA ROUSSEFF, o governo LULA, procurou estimular a demanda, criando mecanismos de crédito para que as classes mais baixas pudessem entrar no mercado, a seu turno, DILMA, no intuito de evitar a inflação que decorreria de uma excessiva demanda por essas classes, empreendeu uma política de estímulo à oferta através dos Programas de Aceleração do Crescimento (PAC) organizado por ela ainda como ministra no governo LULA.

⁵⁸ O peso do papel do Estado no setor petrolífero também é abordado em “O petróleo e gás: o papel do Estado. *Economia & Energia*” (Fantine e Alvim 2008).

precisarem ser produzidos, sendo apenas extraídos da natureza, *secundus*, o fato desses recursos serem finitos, portanto, passíveis de se exaurirem, daí o Estado não dispor de uma renda permanente, apenas temporária, *tertius*, a volatilidade no preço desses recursos, que impede um maior planejamento econômico de longo prazo, vindo inclusive, segundo BERCOVICI, a prejudicar outros setores da economia, que acabam consumindo as rendas do petróleo para equacionar as crises econômicas produzidas em função da volatilidade de seus preços.

Essas razões indicam, pois, consoante BERCOVICI, a necessidade de que um Estado rico em recursos naturais (particularmente os exauríveis) planeje, de maneira centralizada, sua economia, visto que são interdependentes as decisões de política econômica e o seu setor exportador, evitando, *verbi gratia*, a chamada doença holandesa (*dutch disease*), que é o efeito deletério produzido na indústria local – adveniente da valorização cambial produzida pelo afluxo das rendas do petróleo (e de outros recursos minerais) –, de um país rico nesses recursos. Tal circunstância decorre do fato de que a valorização cambial proporcionada pela exploração do petróleo torna sua moeda mais cara, prejudicando a competitividade de sua indústria relativamente à indústria de outros países, que, por sua vez, leva essa país à desindustrialização. Esse efeito é explicado ainda, segundo o autor pela atração do capital para a indústria extrativa daquele recurso no qual ela é rica, em detrimento do restante setor industrial daquele país (*resource movement effect*), e, também, pelo aumento da demanda, visto que sua população dispõe de renda para gastar, gerando inflação sem o correspondente aumento da oferta dos demais produtos (*spending effect*).

Inobstante, BERCOVICI adverte que na literatura afim, a desindustrialização não é um efeito automático da exploração das rendas do petróleo e recursos minerais. Ao contrário, essas rendas podem ser uma benção ou uma maldição, a depender do uso que é feito delas: caso haja um planejamento estratégico de longo prazo por parte do Estado no sentido de destinar esses recursos para o investimento, em vez do consumo, esse efeito não há de se produzir. Ainda, para evitar esse efeito, o Estado deve adotar uma política cambial e de balanço de pagamentos, não podendo deixar a taxa de câmbio variar ao sabor do mercado, devendo antes administrá-la o Estado para evitar a sobrevalorização de sua moeda através da imputação de uma maior tributação sobre o setor exportador e sobre as rendas desses recursos naturais exauríveis.

Desta forma, um Estado cuja receita principal seja a proveniente do setor mineral (petróleo incluso), deve tomar maior cuidado do que um Estado pobre nesses recursos, porque, segundo BERCOVICI, esse setor tende a produzir desorganização nos demais setores econômicos do país. Uma tentativa de evitar todos esses problemas por parte dos países produtores de petróleo foi objetivada no âmbito da OPEP. Consoante BERCOVICI, *in verbis*:

“O petróleo pode ser uma benção, e não uma maldição, mas, para tanto, não pode ser deixado às forças de mercado. O país precisa planejar como utilizar as novas fontes de renda, particularmente a renda externa adicional, para que a descoberta de petróleo não impeça ou destrua sua industrialização e gere o desemprego. Isto não ocorrerá como resultado automático das forças de mercado, mas apenas com planejamento e atuação deliberada do Estado” (Bercovici 2011, 32).

A despeito da produção de uma série de documentos legais no âmbito do direito econômico internacional como forma de garantir a soberania dos países sobre seus recursos naturais, os choques do petróleo levaram ao fortalecimento da doutrina monetarista e liberal, que pregam a diminuição do papel e das dimensões estatais, esquecendo-se de que nos países exportadores de minérios, *ut supra dixit*, o Estado, enquanto agente econômico, deve ser fortalecido, não minimizado. Dentro dessa perspectiva, e em função da preocupação dos países do centro com o suprimento desses recursos naturais exauríveis, tem sido adotada a perspectiva de que o setor energético deverá fluir ao sabor das leis de mercado, não dispondo esse setor de

um papel especial ou estratégico relativamente aos demais setores, constituindo-se esses recursos em meras *commodities*, não em recursos estratégicos. Segundo BERCOVICI essa abordagem acarreta, *in verbis*:

“Ao equiparar o petróleo a uma *commodity*, cujos preços são fixados pelo mercado internacional, a lógica de um planejamento estratégico para garantir o abastecimento futuro perde seu sentido” (Bercovici 2011, 50).

E continua, sem se deixar enganar:

“Na realidade, o petróleo mantém a sua especificidade completamente, que não permite que seja assimilado a uma *commodity*. O petróleo continua sendo uma “strategic commodity”, pois é vital para a economia moderna e é produzido, em sua maior parte, em regiões politicamente instáveis. Sua aquisição, produção e distribuição é decidida em termos políticos e militares, não de mercado. Não se pode esquecer dessa dimensão política e estratégica do petróleo, pois ela (assim como a da energia, em geral) surge das prioridades dos governos, não dos mercados” (Bercovici 2011, 50).

Em razão dessa sua importância estratégica, que a pauta internacional tem como uma de suas principais agendas aquela relativa à segurança energética, comenta o autor. Consoante BERCOVICI, a partir da literatura afim, a escassez do petróleo seria a principal causa de conflitos de âmbito internacional, coadunando-se à tese de MICHAEL KLARE (Klare 2002). E suas razões são claras, *verbi gratia*, a importância adquirida pelo petróleo na economia mundial, além de ser o maior negócio multinacional do globo e o bem mais negociado no mundo. Daí a importância do Estado na definição da política de exploração do petróleo e dos demais recursos minerais, não podendo deixar o setor de hidrocarbonetos ao sabor das regras de mercado. Desse arrazoado, verificamos o peso do papel do Estado relativamente à IPGN, não podendo este setor ser deixado ao encargo exclusivo do Mercado, devendo antes, serem conjugados os esforços dessas duas instituições, Estado e Mercado, para melhor promover o desenvolvimento eficiente desse setor.

6. Análise Comparativa Dos Dois Marcos Regulatórios

Tendo verificado que a promoção do setor de hidrocarbonetos deve ser intentada por ambos, Estado e Mercado, e uma vez que sustentamos que os diferentes contratos adotados no segmento *upstream* desse setor são modalidades de associação entre Estado e Mercado, ou ainda, entre país hospedeiro e empresas transnacionais, nesse tópico pretendemos promover uma análise mais pormenorizada das diferenças nas modalidades contratuais adotadas nos dois marcos regulatórios vigentes hodiernamente no país no que tange às duas dimensões consideradas neles, riscos de um lado, propriedade, de outro. 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, como contrapartida, compensa financeiramente o ente público pela E&P de um recurso finito através das participações dos *government-takes* (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 parcela da propriedade do petróleo explorado (*i.e.*, do bem *in natura*) a título de: (i) 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 (ii) 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 por qual razão interessaria ao ente público manter a propriedade dessa *commodity in natura*.

Verificamos a importância geopolítica da garantia de controle e independência, por nós veiculada em termos da garantia por segurança energética, sobre os recursos energéticos para a soberania e desenvolvimento de um país. Nesse mesmo sentido vem caminhando a jurisprudência do STF na ADI Nº 3.273-9/DF, pois, consoante seus ministros, esse recurso deixou de ser considerado simples *commodity* para ser elevado à categoria de recurso estratégico⁵⁹. Por mor de sua importância estratégica, faz todo sentido manter acesso a fontes de petróleo e gás natural no intuito de garantir a segurança energética para o país. Países como os Estados Unidos podem fazê-lo, se não restarem alternativas, por meio de seu poderio militar. O Brasil não possui poderio semelhante nem ao poder hegemônico, nem ao poder de outros países como China, Rússia e Alemanha, para garantir acesso às fontes. Sua alternativa é fazê-lo através da manutenção do acesso às fontes dentro de seus limites territoriais sob suas peias. Esta é a proposta fomentada pelo regime jurídico regulatório veiculado pela Lei Nº 12.351/2010, dentre outras do mesmo ano.

Certamente o país possui hodiernamente uma matriz energética mais diversificada. O petróleo, no entanto, ainda representa importante papel na matriz energética nacional e essa sua posição deve manter-se por um bom tempo. Quanto à importância econômica do petróleo frente às demais fontes de energia que compõem a matriz energética global, *ut supra dixit*, dois pontos merecem destaque: (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 essa fonte energética dispõe sobre as demais (Sauer 2011)⁶⁰. Por conseguinte, 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 (leia-se aqui, 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 energéticos⁶¹. Em síntese, países

⁵⁹ *Ut* Acórdão da ADI Nº 3.273-9/DF, p. 190, dentre outras.

⁶⁰ Sobre a distribuição assimétrica e rigidez locacional, ver também a obra “*Royalties* do petróleo, minério e energia: aspectos constitucionais financeiros e tributários” (Scaff, 2014,43 *et sequentia*).

⁶¹ 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. Inobstante, são animadoras as perspectivas coevas a respeito dos valores para o custo de produção do barril nas áreas do pré-sal, como relatado em reportagem da REDE BRASIL ATUAL, *in verbis*:

“Os custos de produção eram outra fonte de dúvida, por conta do desafio tecnológico. No começo, estimou-se que o pré-sal seria viável a US\$ 45 por barril. Nesta semana, a diretora de Exploração e Produção da PETROBRAS, Solange Guedes, informou que os números de viabilidade econômica caminham para valores bem

quem detêm a propriedade desse recurso natural, auferem, igualmente, poder político e poder econômico. Inobstante, perguntamo-nos na sequência se as rendas amealhadas 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 tamanha relevância na cadeia produtiva atual, a propriedade sobre o recurso é, ainda hodiernamente, fundamental, em particular na garantia da segurança energética para o país.

Por óbvio, não interessa meramente 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 petróleo⁶². Inobstante, a renda não pode ser entendida, outrossim, como a simples equação que traduza uma *commodity* em valor monetário⁶³. Essa perspectiva parece ter sido adotada por BASTOS e SENA, para os quais a instituição de um novo marco regulatório dispondo sobre contratos de partilha de produção traria apenas insegurança jurídica, visto que sob o marco regulatório vigente a partir da EC Nº 9/ 1995, onde estão previstos os contratos de concessão, seria admitido o aumento dos valores auferidos da E&P da IPGN por meio da alteração da forma de cálculo das participações especiais (alteração exemplificada pelos autores) (Bastos e Sena 2010).

Uma série de argumentos poderiam ser aventados acerca desta candente questão. Inobstante termos tratado de alguns deles ao longo deste trabalho, analisaremos nesse ponto de apenas um deles, que para nós parece ser de relevância 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 indústria nacional, reconstruindo toda a cadeia produtiva do país, de modo a não apenas evitar a desindustrialização (doença holandesa, também *dutch disease*), mas, ainda, *descommoditizar* a produção nacional, ou seja, passando a produzir e exportar não apenas *commodities*, mas bens de maior valor agregado⁶⁴. Não é outra, então, a razão para angariar por segurança energética, ou seja, através da segurança energética pretende-se fomentar a economia nacional.

menores, em torno de US\$ 9, graças à escala de produção maior e aos investimentos em tecnologia.

‘Nós podemos garantir que o pré-sal é viável com um custo de produção de nove dólares por barril. Se considerarmos que duas unidades de produção ainda não estão produzindo com sua capacidade total, o custo de produção será menor ainda. A eficiência operacional em torno de 92% contribuiu significativamente para atingirmos estes baixos custos’, afirmou” (Rede Brasil Atual 2015).

⁶² SCAFF, tratando dessa relevante questão, faz alusão a uma fábula contada por HANESSON, *in verbis*:

No Capítulo I, no tópico intitulado “Petróleo, gás e minério só dão uma safra”, foi descrita a fábula relatada por Rognvaldur Hanesson acerca de um pobre fazendeiro irlandês que encontrou turfa em sua propriedade e planejou sua exploração de forma racional, com nítida preocupação de que seus descendentes pudessem usufruir dessa riqueza. Ocorre que o preço da turfa desabou e seus descendentes o amaldiçoaram por não ter transformado desde logo aquele patrimônio em renda (Scaff 2014, 336).

⁶³ Sem falar na relevante questão acerca da definição do ritmo de exploração dos hidrocarbonetos.

⁶⁴ Verifica-se ter sido essa a estratégia adotada pelo governo VARGAS na criação de um mercado de petróleo nacional, notadamente sua oferta. Nessa estratégia, a verticalização tinha por propósito garantir que determinados segmentos lucrativos e menos arriscados do setor de hidrocarbonetos pudessem compensar aqueles segmentos mais arriscados e com necessidade de grande capital fixo inicial, notadamente a E&P.

Nessa perspectiva, evitaríamos o modelo agroexportador criado para o país desde o Brasil Colônia (Chiappin 2011). 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, como verificamos dos comentários de BERCOVICI acerca da abordagem da CEPAL que trata da deterioração dos termos de troca (Bercovici 2011, 25 *et sequentia*)⁶⁵. Para que evitemos nos tornar uma fazenda para China e outras grandes potências, poderemos, diversamente, adotar como estratégia o desenvolvimento de nossa cadeia produtiva nacional a partir da produção desse insumo de importância ímpar, o petróleo que, inclusive, *ut supra dixit*, responde por aproximadamente 13% da produção do PIB nacional. Torna-se, pois necessário, a manutenção, nas mãos do Estado, de parcela desse recurso *in natura*, no intuito de garantir a segurança energética, e, por aí, manter o controle sobre um insumo estratégico para a cadeia produtiva nacional.

E, ainda mais, com a promoção da integração vertical da 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, ampliando essa proposta, através da garantia do petróleo e seus derivados como insumos (segurança energética), o Estado poderia fomentar o desenvolvimento toda a indústria nacional⁶⁶. Ainda, se considerado que a maior parte da carga no país é transportada pela modal rodoviária, a importância do petróleo nessa logística torna esse recurso ainda mais importante no intuito de baratear o transporte da produção nacional.

Com base neste raciocínio, pugnamos aqui a ideia de que capitaneado pelo Estado, o desenvolvimento da IPGN, indústria esta que, como é cediço, envolve altos custos fixos, e que, por esta razão, pode ser levado adiante apenas por grandes corporações ou mesmo pelo Estado, permitiria converter altos custos fixos em baixos custos marginais, possibilitando a produção em massa de toda a indústria nacional, papel que nos Estados Unidos foi desempenhado pelas ferrovias (Moraes e Silva 2013, 36). Daí decorre a oportunidade única de o Estado dinamizar sua indústria através da garantia por segurança energética, e, por meio desta, da integração vertical da IPGN e de toda a cadeia produtiva nacional.

De sorte que, a regulação sobre a IPGN promovida pelo Estado, bem como a integração vertical dessa indústria, ensejaria a possibilidade de este impulsionar sua política industrial espalhando-se, *quicá*, para todos os setores da economia nacional. Segundo MORAES e DE PAULA E SILVA, este foi o modo adotado pelos Estados Unidos para substituir a agricultura pela indústria tanto na sua produção e quanto na exportação (Moraes e Silva 2013, 36). Vale ressaltar que essa estratégia é uma tentativa de *desbomogeneizar* esta *commodity*, o petróleo, que, por ser um bem homogêneo de *per se* como o são em regra as *commodities*, e *ipso facto*, por ter seu preço determinado

⁶⁵ A esse respeito, de se lembrar a contenda envolvendo o então presidente LULA, de um lado, e o CEO da Vale, ROGER AGNELLI, o primeiro criticando o segundo e requerendo que a empresa não apenas exportasse o minério bruto, mas produtos de maior valor agregado, posicionamento que acabou por levar à queda de AGNELLI (Nossa 2009).

⁶⁶ Nesse sentido, dentro da perspectiva desenvolvimentista apresentada por BERCOVICI, procurando superar uma concepção setorial das políticas públicas em prol de uma abordagem de desenvolvimento nacional. Consoante esse autor, *in verbis*: “Analisar o desenvolvimento por meio das políticas públicas só faz sentido se considerarmos o desenvolvimento nacional a principal política pública, conformando e harmonizando todas as demais” (Bercovici 2005, 175).

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, concedendo-lhes, esses últimos, poder de mercado para seus produtores, que adquirem a oportunidade de impor preço de maneira unilateral.

Registre-se que o maior valor agregado incorporado aos produtos depende da diferenciação ou *desbomogeneização* da produção e da economia. Nesse particular, o modelo de HOTELLING aponta para a relevância da diferenciação de produtos, e, ato contínuo, produzir, por meio da diferenciação, poder de monopólio (em estrutura de mercado de monopólio competitivo) (Hotelling 1929, 45 *et sequentia*). Explica-se. O investimento da indústria em diferenciação de produtos – incluindo-se nessa seara a diferenciação pela importante via da inovação tecnológica –, 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), que é tudo o que pretende uma empresa no intuito de aumentar sua margem de lucro.

Em contrapartida, mas justamente em razão do interesse privado dos produtores em angariar 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, *verbi gratia*, 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 –, na oferta de bens e serviços mais afeitos às particulares preferências dos consumidores⁶⁷ *etc.* 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*. Malgrado, aqui tal coerência entre o interesse privado e o público não decorre da atuação *automática* das *forças de mercado*, mas antes, apoiado pela garantia de segurança energética e do planejamento de uma política industrial fomentada pelo governo.

No caso do petróleo, essa diferenciação de produto implica na 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, revertendo a tendência apresentada pela CEPAL que nos coloca como país periférico. Mas, para além de alavancar o setor de hidrocarbonetos, uma política industrial calcada sobre esse setor poderia fomentar toda a cadeia produtiva a partir da IPGN, visto ser este setor composto 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 como, no mais, admoesta-nos MAZZUCATO ser tais

⁶⁷ Consoante proposta desenvolvida por esta autora em outra oportunidade (Leister 2011, 01-29).

tecnologias as desenvolvidas pelo mercado⁶⁸. Essas tecnologias chave visam solucionar problemas envolvendo gargalos tecnológicos⁶⁹.

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

“É imprescindível também evitar um ‘tratado de Methuem’ com a China e optar pelo desenvolvimento tecnológico e industrial e pela educação com 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” (Chiappin 2011, 05).

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 comparativas⁷⁰.

Atentando o país meramente à 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 estar centrada em uma política industrial de mais longo alcance, buscando selecionar as tecnologias chave que poderão alavancar todo o setor produtivo. Para tanto, o domínio de toda a cadeia produtiva da IPGN é essencial⁷¹. A este respeito, comenta CUNHA, *in verbis*:

⁶⁸ 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. STEINBRUCH tem se referido a um conceito de conteúdo semelhante que nomeia como *setores transversais*.

⁶⁹ Veja-se que essa abordagem não reduz o papel do Estado à produção de pesquisa de base, deixando a pesquisa aplicada para o setor privado. Antes, considera que o Estado cumpre papel relevante em ambas as pesquisas, de base e aplicada, desde que tratem de produzir tecnologias chave cujos benefícios se espalham para toda a economia nacional. Essa proposta, pois, complementa o arrazoado desenvolvido na obra “O estado empreendedor: desmascarando o mito do setor público *versus* o setor privado”. (Mazzucato 2014).

⁷⁰ Inobstante, NOGUEIRA, em sua tese de doutorado, nos apresenta uma abordagem metodológica de tomada de decisão com vistas à capacitação tecnológica do país para sua inserção internacional, que considera não apenas vantagens comparativas (critério de competência), mas, igualmente, um critério de redução de dependência econômica do país, privilegiando o desenvolvimento de tecnologias-chaves nas políticas industriais (Nogueira 2007).

De todo modo, como aludem TOLMASQUIM *et alia*, o Brasil possui vantagens comparativas no setor energético, visto dispor de reservas de recursos energéticos naturais a baixos custos relativos (Tolmasquim, Guerreiro e Gorini 2007).

⁷¹ SAYAD, em um pequeno artigo para a FOLHA DE SÃO PAULO, comenta o *leitmotiv* por trás da tese de que, a despeito da teoria de RICARDO, não devemos nos ater às nossas vantagens comparativas na construção de nossa política industrial, *in verbis*:

“A questão relevante nas discussões de liberalização de comércio é saber quais os produtos que queremos produzir, ainda que inicialmente sejam mais caros. E quem paga os custos de aprendizado e instalação de novas atividades” (Sayad 2006).

“Ademais, percebe-se que a escolha do contrato de partilha de produção visou garantir que a comercialização do óleo fosse levada a cabo não somente como uma commodity, mas também como uma reserva estratégica mundial e que possibilitasse ao Governo utilizá-la como política industrial” (Cunha 2013, 79).

FREITAS aponta que a integração vertical se constitui em uma das mais importantes estratégias empresariais do setor petrolífero (Freitas 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 médios⁷². Consoante a autora, *in verbis*:

“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 buscarem 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” (Freitas 2003, 22-23).

Uma das vantagens que podem ser auferidas do novo marco, conforme comentam BASTOS e SENA, 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 (Bastos e Sena 2010) (no caso da formação de consórcios), fortalecendo a integração vertical da IPGN no país. Essa aparentemente é tida como razão para justificar a participação obrigatória mínima de 30% da PETROBRAS nos consórcios formados para firmar o contrato de partilha de produção.

Inobstante, em razão de a PETROBRAS ter sido escolhida, consoante a Lei Nº 12.351/2010, como operadora única dessas áreas, e por mor de dispor presentemente de tecnologias desenvolvidas no âmbito da própria empresa ou através de parcerias com instituições públicas e privadas para exploração em águas profundas e ultraprofundas, *ut supra dixit*, essa razão parece não se sustentar para nosso caso⁷³. Nesse particular, parece-nos mais razoável sustentar que a participação mínima da PETROBRAS nos consórcios que firmarem contratos de partilha de produção diz respeito (como já adiantamos alhures) à tentativa de capitalização da empresa, que doutra forma não poderia arcar com os custos de exploração nas áreas do pré-sal. Outra condição dos contratos de partilha de produção, esta sim aparentemente mais condizente com a

⁷² Essa não é, inobstante, a única vantagem a ser auferida da integração vertical. Sobre a relação entre integração vertical e seu fomento à inovação tecnológica comentam JOSÉ BENEDITO ORTIZ NETO, ARMANDO JOÃO DALLA COSTA, *in verbis*:

“Em referência à integração vertical, a não observância de tal prática, pode ter um reflexo quase devastador na dinâmica tecnológica desta indústria ou setor. A priori, o primeiro autor a dar maior ênfase a esta causalidade, foi Frankel (1955), que ao estudar a economia inglesa em meados do século XX, encontrou uma forte correlação entre a baixa integração em algumas indústrias, especificamente a do aço, ferro e têxtil, como consequência da pouco-intensa difusão de inovações tecnológicas. Isto gerou perda de competitividade frente aos similares alemães e japoneses, no qual, se observava maior integração. Segundo o autor, este fato permitiu um maior número de inovações e, portanto, uma maior competitividade mercadológica” (Ortiz Neto e Dalla Costa 2007, 99).

⁷³ Como dissemos, essa lei foi alterada pela Lei Nº 13.365/2016, que revogou a obrigatoriedade de a PETROBRAS participar do consórcio vencedor nas áreas do pré-sal em ao menos 30% e de ser a operadora única na E&P dessas áreas.

escolha do contrato de partilha para as áreas do pré-sal e outras estratégicas alude ao conteúdo local mínimo⁷⁴, aqui, outra medida visando fortalecer 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.

Desse arrazoado, registre-se, por conseguinte, que a propriedade do petróleo, e, ato contínuo, a garantia de acesso às suas fontes (segurança energética), confere ao ente público o poder de realizar política industrial com o visio de promover diferenciação de produto e inovação tecnológica, 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, e, por aí, satisfazer os imperativos da segurança energética que o país exige para garantir seu desenvolvimento econômico e a promoção de toda sua cadeia produtiva.

Malgrado, agasalhamos ao longo desse trabalho, a manutenção dos dois regimes jurídicos regulatórios para o setor de hidrocarbonetos. O Estado, *ut supra dixit*, em regra não dispõe de uma miríade de contratos os quais possa lançar mão para aproveitar as diferentes oportunidades que se lhe avizinham. O Brasil até pouco tempo atrás não dispunha de reservas petrolíferas consideráveis, tendo tornado-se adequada a criação de regime regulatório e modalidade contratual para fazer frente a pouca atratividade do país ao empreendimento privado, aquele veiculado na EC Nº 9/1995 e Lei Nº 9.478/1997. Hodiernamente, com o pré-sal, sua condição é outra, tendo essa região se tornado atrativas para a iniciativa privada, de modo a propiciar a incorporação de um novo regime jurídico regulatório que conceda maior poder de barganha ao Estado, como o fez as Leis Nº 12.351/2010 (ainda que com as alterações promovidas pela Lei Nº 13.365/2016), 12.304/2010 e 12.276/2010. Inobstante, é conveniente a manutenção dos dois regimes jurídicos regulatórios no intuito de fazer frente a essas distintas realidades, em regra, áreas de maior risco exploratório, para as quais aplicar-se-ia o primeiro regime jurídico regulatório, e áreas de baixo risco exploratório, disciplinada pelo segundo regime jurídico regulatório. A respeito da eficiência angariada da manutenção do regime regulatório misto, e da possibilidade de adotar um portfólio de contratos no segmento *upstream* do setor de hidrocarbonetos, SILVEIRA comenta, *in verbis*:

“Nesse tipo de regime exploratório o país utiliza os regimes de partilha e concessão em áreas distintas, de acordo com o grau de risco que cada uma apresenta. Essa utilização só é justificável se o país possuir áreas diferentes com riscos geológicos bem distintos. Dessa forma, possível para o governo receber mais para cada área, sem correr o risco de não ser atraente para o investidor” (Silveira 2013, 08).

A manutenção do duplo regime jurídico regulatório oferece, desta forma, maior flexibilidade e capacidade adaptativa do Estado para fazer frente a outras contingências exógenas, como questões internacionais *lato sensu*, questões mundiais do mercado de petróleo, diversificação da matriz energética pátria incorporando novas fontes, fomento da política industrial do país, novas tecnologias que disponibilizam novas fontes energéticas ou dão novos usos a energias já utilizadas (*in casu*, a energia solar) *etc.* Não faz sentido, diante dessa miríade de contingências a manutenção de regime jurídico e modalidade contratual única, que apenas enrijece o *modus operandi*

⁷⁴ Quanto às regras de conteúdo local, consultar: “As regras de conteúdo local no contrato de partilha” (Macedo 2013).

estatal por força de princípios como legalidade e segurança jurídica, que não possuem qualquer valor *de per se*, sendo instrumentais para a consecução de outros valores-fins.

No que tange à assunção dos riscos, os operacionais incluindo exploratórios, geológicos e de engenharia, estes recairão maiormente, qualquer que seja o modelo contratual de E&P de petróleo e gás natural, 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.

Desta forma, riscos operacionais pertencentes à *alea* contratual, podem ser compartilhados no contrato de partilha de produção, sendo totalmente imputados ao contratado particular no contrato de concessão. No que tange aos riscos políticos, incluindo os regulatórios, em tese, *ut supra dixit*, deveriam ser suportados pelo ente público, uma vez que ele é que os deu causa, qualquer que seja o contrato de O&G, concessão ou partilha⁷⁵. 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 contratada⁷⁶. De todo modo, a literatura tem entendido que o contrato de partilha de produção embute maior risco político, por mor da maior complexidade desse regime e da modalidade contratual ínsita a ele, o contrato de partilha, mormente em razão da maior discricionariedade do ente público, inobstante tenhamos tentado mostrar aqui que referida discricionariedade oferece ao ente público maior flexibilidade e adaptatividade no seu atuar sem subverter o princípio da legalidade e da segurança jurídica.

Nessa toada, contratos mais complexos, como mostramos ser o caso do contrato de partilha de produção relativamente ao contrato de concessão (e também em referência ao contrato de serviço), podem engendrar maior eficiência, a despeito da discricionariedade poder ser, eventualmente, maior. 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 no contrato de partilha de produção parcela dos hidrocarbonetos explorado 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*.

Malgrado, 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,

⁷⁵ Essa assunção pode mesmo ser derivada da cláusula do equilíbrio econômico financeiro, ainda que se trate e uma álea extracontratual devida à Administração Pública.

⁷⁶ 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 foi, durante muito tempo, matéria constante noticiada pela imprensa internacional.

inobstante, 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 na sequência. Tal fato não significa que o ente público suporte esses riscos, antes ele o internaliza. Dessa forma, como procuramos advogar aqui, a manutenção do duplo regime jurídico regulatório para o segmento *upstream* do setor de hidrocarbonetos permite ao Estado fazer frente às diferentes modalidades de risco, e, em contrapartida, contrabalançá-lo com mais acuidade com os benefícios da exploração, *i.e.*, a propriedade dos hidrocarbonetos.

7. Conclusão

Este trabalho pretendeu apresentar uma abordagem que justifique a vigência dos dois regimes jurídicos regulatórios presentes hodiernamente no ordenamento pátrio para a etapa de exploração e produção, segmento *upstream*, da indústria de petróleo e gás natural. Para tanto, abordamos esses regimes sob o paradigma da segurança energética, que decorre, de um lado, da atual escassez de recursos naturais finitos, e, de outro, da importância estratégica que a indústria de hidrocarbonetos assumiu na economia capitalista, transformando-se, de uma *commodity* em um recurso estratégico de importância geopolítica para os países. Tendo em vista esse paradigma, tratamos da escolha do regime jurídico para o setor a partir do *tradeoff* incluindo, de um lado, o risco envolvido nesse segmento da referida indústria, e, de outro, a aquisição da propriedade dos hidrocarbonetos explorados.

Nessa perspectiva, foram apresentados os dois regimes jurídicos vigentes para o setor *upstream* no país, quais sejam, o contrato de concessão e o contrato de partilha de produção. No sistema jurídico pátrio, cada uma dessas modalidades contratuais é atribuída a áreas de riscos exploratórios distintos, quer dizer, baixo risco ou alto risco, respectivamente. Regiões de baixo risco exploratório são aquelas áreas em que a probabilidade de se obter petróleo são altas, adido ainda à possibilidade de o petróleo descoberto existir em grandes volumes e ser de boa qualidade (óleos leves). Regiões de alto risco são aquelas onde a probabilidade de se encontrar petróleo é menor, além deste poder ser em um pequeno montante que não justifique sua exploração e/ou ser de baixa qualidade. Para essas últimas áreas, apenas quando o petróleo alcança alto valor no mercado que compensa sua exploração. A literatura tem defendido que contratos de concessão são mais aptos a operar em regiões sob alto risco exploratório, pois ao conferir a propriedade do hidrocarboneto ao concessionário, cria um poderoso incentivo para que ele venha a investir nessas regiões contrabalançando os altos riscos envolvidos na atividade. No sentido oposto, contratos de partilha de produção tendem a ser adotados em regiões de baixo risco exploratório, pois como as chances de se obter petróleo em grande volume e boa qualidade fornecem um grande incentivo para que as empresas realizem investimentos, a propriedade poderá ser partilhada com o país hospedeiro ou suas estatais.

A justificativa em favor da manutenção desses regimes, *ut supra dixit*, tem como fulcro tornar as estruturas institucionais pátrias mais adaptadas: (i) de um lado, às díspares circunstâncias exploratórias encontradas, blocos envolvendo altos riscos exploratórios sendo explorados pelo regime calcado na Emenda Constitucional N° 9 e Lei N° 9.478/1997 e blocos com baixos riscos, por meio do regime disposto na Lei N° 12.351/2010, Lei N° 12.304/2010 e Lei N° 12.276/2010, e, (ii) de outro, na importância que a propriedade sobre os hidrocarbonetos passou a assumir para os países em razão do paradigma da segurança energética.

Procuramos defender, ainda, neste artigo a tese de que os contratos do segmento *upstream* no setor de petróleo, quais sejam, contrato de concessão, contrato de partilha de produção e contrato de serviço podem ser representados em um espaço unidimensional, considerando o *tradeoff* risco exploratório *versus* propriedade dos hidrocarbonetos. Com base na Análise

Econômica do Direito dos contratos, adotamos a ideia de que os contratos de concessão e de serviço são modalidades contratuais extremas e mais simples nesse espaço unidimensional, ao passo que o contrato de partilha é um meio termo entre ambos, apresentando elementos de um e outro contrato, ou seja, se caracteriza como uma combinação convexa entre os contratos de concessão e de serviços, figurando como um meio termo entre ambos, e caracterizando-se como um contrato mais complexo. Dessa sua complexidade, concluímos, permite-se uma maior adaptabilidade ao *tradeoff* entre risco e propriedade, relativamente aos contratos mais simples de concessão e de serviços, possibilitando imputar maior completude a este contrato, como quer a Análise Econômica do Direito, consoante, *v.g.*, COOTER e ULEN (2010).

8. Bibliografia

LEGISLAÇÃO

CONSTITUIÇÕES

BRASIL. CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL DE 1988.

EMENDAS CONSTITUCIONAIS

BRASIL. EMENDA CONSTITUCIONAL Nº 9 DE 1995.

LEIS

BRASIL. LEI Nº 8.666 DE 1993.

BRASIL. LEI Nº 9.478 DE 1997.

BRASIL. LEI Nº 12.351 DE 2010.

BRASIL. LEI Nº 12.304 DE 2010.

BRASIL. LEI Nº 12.276 DE 2010.

BRASIL. LEI Nº 13.365 DE 2016.

CONTRATOS

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. 2013. *Contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural*. Brasília: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwit4reNwOfXAhUElJAKHY22CcYQFggnMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.brasil->

rounds.gov.br/2Farquivos%2FEdital%2FEdital_Contrato%2FContrato_R11_06032013_Vfinal.docx&usg=AOvVaw1HPYATtmgCOpT8q7ZcWvD5.

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. s. a. *Contrato de Partilha de Produção para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural*. Brasília: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: http://www.brazil-rounds.gov.br/round_p1/portugues_p1/edital.asp.

OBRAS E ARTIGOS DE PERIÓDICOS

ARAGÃO, ALEXANDRE DOS SANTOS DE. 2011. “Aspectos constitucionais do Projeto de Lei”. Em LUIS CEZAR PAZOS QUINTANS (coord.). *Contratos de petróleo: concessão & partilha – propostas e leis para o Pré-sal*. Rio de Janeiro: Interciência.

BARRETO, CELSO ALBUQUERQUE. 2005. “Geopolítica do petróleo: tendências mundiais pós-Guerra do Iraque de 2003. Brasil: situação e marco regulatório”. Em MARILDA ROSADO DE SÁ RIBEIRO (Org.). *Estudos e pareceres – direito do petróleo e gás*: 01-28. Rio de Janeiro: Renovar.

BARROS, PEDRO SILVA, GIORGIO ROMANO SCHUTTE e LUIZ FERNANDO SANNÁ PINTO. 2012. “Além da autossuficiência: o Brasil como protagonista no setor energético”. Texto para Discussão (1.725): 01-91. Brasília: IPEA. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/TDs/td_1725.pdf.

BASTOS, RICARDO FAGUNDES e RICHARD ALMEIDA DE SENA. 2010. “Uma análise comparativa entre os modelos de concessão e de partilha do setor petrolífero”. Monografia de Graduação em Engenharia, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

BAUMANN, FLORIAN. 2008. “Energy Security as multidimensional concept”. *CAP Policy Analysis* (1). Munich: Munich University. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: [http://www.ssoar.info/ssoar/bitstream/handle/document/19624/ssoar-2008-baumann-energy security as multidimensional concept.pdf?sequence=1](http://www.ssoar.info/ssoar/bitstream/handle/document/19624/ssoar-2008-baumann-energy%20security%20as%20multidimensional%20concept.pdf?sequence=1).

BERCOVICI, GILBERTO. 2011. *Direito econômico do petróleo e dos recursos minerais*. São Paulo: Quartier Latin.

BERCOVICI, GILBERTO. 2005. *Constituição econômica e desenvolvimento: uma leitura a partir da Constituição de 1988*. São Paulo: Malheiros.

BERCOVICI, GILBERTO. 2005. “O estado desenvolvimentista e seus impasses: uma análise do caso brasileiro”. *Boletim de Ciências Econômicas* XV (47). Coimbra: Ed. Coimbra.

BOBBIO, NORBERTO. 1997. *Locke e o Direito Natural*. Brasília: Ed. Universidade de Brasília.

CAMERON, PETER. 1988. “The structure of petroleum agreements”. Em THOMAS W. WAEDELDE e NICKY BEREDJICK. *Petroleum Investment Policies*. Londres: Graham & Trotman.

CAMPOS, ADRIANA FIOROTTI. 2014. *Indústria do petróleo: desdobramento e novos rumos da reestruturação sul-americana dos anos 90*. Rio de Janeiro: Interciência.

- CARVALHO E SOUSA, GUILHERME. 2012. “A liberdade de contratar para a administração pública: a autonomia da vontade no contrato administrativo”. *Revista de Direito Administrativo* 260: 183-201. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/rda/article/viewFile/8834/7627>.
- CHIAPPIN, JOSÉ RAYMUNDO NOVAES. 2011. “As tecnologias das organizações sociais”. *Jornal Gente da FEA* 08 (68): 05. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: https://www.fea.usp.br/sites/default/files/gente-da-fea/pdf/pdf_1307474596.pdf.
- COOTER, ROBERT e ULEN, THOMAS. *Direito e Economia*. Porto Alegre, Bookman, 2010.
- CUNHA, HELOÍSA VALENÇA. 2013. “Contrato de partilha de produção: um novo marco regulatório no cenário petrolífero brasileiro”. *Direito E-nergia*, 08: 79-108. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <https://periodicos.ufrn.br/direitoenergia/article/download/5547/4941>.
- DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS. 2013. “Os modelos de exploração de petróleo no Brasil e as questões relacionadas ao surgimento do pré-sal: o debate sobre o Campo de Libra”. *Nota Técnica* (129). Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://www.dieese.org.br/notatecnica/2013/notaTec129LeilaoCampoLibra.pdf>.
- DI PIETRO, MARIA SYLVIA ZANELLA. 2009. *Direito administrativo*. 22ª ed. São Paulo: Atlas.
- EGGLESTON, KAREN, ERIC A. POSNER e RICHARD ZECKHAUSER. 2000. “The design and interpretation of contracts: why complexity matters”. *Northwestern University Law Review* 95 (01). Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: http://chicagounbound.uchicago.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2763&context=journals_articles.
- FANTINE, JOSÉ e CARLOS FEU ALVIM. 2008. “O petróleo e gás: o papel do Estado”. *Economia & Energia* XII (68). Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: http://ecen.com/eee68/eee68p/petroleo_estado.htm.
- FERNANDES, ELTON e RENATO S. B. ARAÚJO. 2003. “As mudanças no upstream da indústria do petróleo no Brasil e as tendências no posicionamento das operadoras do setor”. *XXIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção*: 01-07. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: http://www.abepro.org.br/biblioteca/ENEGEP2003_TR0702_1600.pdf.
- FERREIRA, ANTÔNIO LUÍS DE MIRANDA. 2013. “Problemas e inconsistências jurídicas do novo marco regulatório: A ótica dos princípios constitucionais da livre iniciativa, da economia de mercado e do direito comercial.” Em: FÁBIO GIAMBIAGI e LUIS PAULO VELLOZO LUCAS (Org.). *Petróleo: Reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro*, 179-199. Rio de Janeiro: Elsevier.
- FREITAS, KÁTIA REGINA DO VALLE. 2003. “As estratégias empresariais de cooperação e integração vertical: o caso da indústria de petróleo do Brasil”. Monografia de Bacharelado em Economia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- FRIEDMAN, GEORGE. 2008. “The geopolitics of \$130 Oil”. *Stratfor: Geopolitical Intelligence Report*. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <https://worldview.stratfor.com/article/geopolitics-130-oil>.

- FUSER, IGOR. 2008. “Os recursos energéticos e as teorias das relações internacionais”. Em JOSÉ ALEXANDRE ALTAHYDE HAGE (Org.). *A energia, a política internacional e o Brasil* v. 1, 105-127. São Paulo: Instituto Memória.
- GANDHI, ABBAS e C. -Y. CYNTHIA LIN. 2014. “Oil and gas service contracts around the world: a review”. *University of California, Davis*. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: [http://www.des.ucdavis.edu/faculty/Lin/service contracts review paper.pdf](http://www.des.ucdavis.edu/faculty/Lin/service%20contracts_review_paper.pdf).
- GOMES, CARLOS JACQUES VIEIRA, FRANCISCO EDUARDO CARRILHO CHAVES, PAULO ROBERTO ALONSO VIEGAS e PAULO SPRINGER DE FREITAS. 2009. “Avaliação da proposta para o Marco Regulatório do Pré-sal”. Texto para Discussão (64): 09, nota 03. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-64-avaliacao-da-proposta-para-o-marco-regulatorio-do-pre-sal>.
- GOMES, ORLANDO. 2009. Contratos. 26ª Ed. Rio de Janeiro: Forense.
- HAGE, JOSÉ ALEXANDRE ALTAHYDE. 2008. “O poder político na energia e relações internacionais: o difícil equilíbrio entre o direito e a busca de segurança do Estado brasileiro”. *Revista Brasileira de Política Internacional* 51 (1): 169-186.
- HOTELING, HAROLD. 1929. “Stability in competition”, *Economic Journal*, 39 (153).
- INSTITUTO DE ESTUDOS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL. 2002. “A política de desenvolvimento industrial: o que é e o que representa para o Brasil”. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: http://www.iedi.org.br/anexos_legado/4cfe53d30f0442c9.pdf.
- KLARE, MICHAEL T. 2002. *Resource wars: the new landscap of global conflict*. New York: Owl Books.
- Kloh, Gustavo. 2019. “Teoria Econômica da Propriedade e dos Contratos”. Em ARMANDO CASTELAR PINHEIRO, ANTÔNIO J. MARISTRELLO PORTO, PATRÍCIA REGINA PINHEIRO SAMPAIO. *Direito e Economia: diálogo*. 289-318, Rio de Janeiro, FGV Editora, 2019.
- LEISTER, CAROLINA. 2011. “Bens imateriais, Teoria dos Clubes e análise econômica do direito”. *Economic Analysis of Law Review* 2 (1): 01-29.
- LEISTER, CAROLINA. 2016. “A Regulação na indústria de petróleo: uma análise da regulação do segmento de E&P no país a partir do paradigma da segurança energética”. Tese de Doutorado em Direito, Faculdade de Direito, Universidade de São Paulo.
- LEITE, ANTÔNIO DIAS. 2014. *A energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Lexikon.
- LINS, HOYÊDO NUNES. 2011. “Goeconomia e geopolítica dos recursos energéticos no capitalismo contemporâneo: o petróleo no vértice das tensões internacionais na primeira década do século XXI”. *Anais do 3º Encontro Nacional Associação Brasileira de Relações Internacionais*. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000122011000200028&lng=pt&nrm=iso.
- MACHADO, LUÍS ANTÔNIO LICKS MISSEL e DIVANILDO TRICHES. 2011. “Análise dos modelos institucionais de regulação econômica da exploração do petróleo nos EUA, no Brasil, na Argentina, Venezuela e Arábia Saudita”. Texto para Discussão (043). Instituto de Pesquisas Econômicas e Sociais, Universidade Caxias do Sul.

- MAZZUCATO, MARIANA. 2014. *O estado empreendedor: desmascarando o mito do setor público versus o setor privado*. São Paulo: Portfólio-Penguin.
- MESQUITA, MYLLER KAIRO COELHO DE. 2013. “A reserva estatal de atividade econômica e a propriedade do petróleo e do gás natural”. *E-legis* 6 (11): 58-78. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://e-legis.camara.leg.br/cefor/index.php/e-legis/article/download/139/143>.
- MORAES, REGINALDO CARMELO e MATTÁ DE PAULA E SILVA. 2013. *O peso do Estado na pátria do mercado: os Estados Unidos como país em desenvolvimento*. São Paulo: Ed. Unesp.
- NOGUEIRA, ALEXANDRE AUGUSTO OTTATI. 2007. “Capacitação tecnológica como instrumento de desenvolvimento e de inserção internacional: o caso da tecnologia da indústria automobilística”. Tese de Doutorado em Integração da América Latina, Programa de Integração da América Latina, Universidade de São Paulo.
- OLIVEIRA, LUCAS KERR. 2009. “Segurança Energética no Atlântico Sul: análise comparada dos conflitos e disputas em zonas petrolíferas na América do Sul e África”. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <https://docs.google.com/viewer?a=v&pid=sites&srcid=ZGVmYXVsdGRvbWFpbnxzZWd1cmFuY2FlbmVpZ2V0aWNhGd4OjRlMGI0MjY2MGE0ZDZlbnQ>.
- OLIVEIRA, LUCAS KERR DE, PEDRO VINÍCIUS PEREIRA BRITES e BRUNA COELHO JAEGER. 2013. “O leilão de Libra, a geopolítica do Pré-Sal e as perspectivas para a inserção internacional do Brasil”. *Revista Mundorama*, 12 de novembro. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://www.mundorama.net/?p=15531>.
- ORTIZ NETO, JOSÉ BENEDITO E ARMANDO JOÃO DALLA COSTA. 2007. “A Petrobrás e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário”. *Revista Brasileira de Economia*, 61 (1): 95-109.
- REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. 2009. *Pré-sal: perguntas e respostas – perguntas mais frequentes sobre o marco regulatório do Pré-sal*: 10, questão 16. Brasília: Ministério de Minas e Energia, Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256544/Cartilha_prx-sal.pdf/e0d73bb0-b74b-43e1-af68-d8f4b18cb16c.
- ROEMER, ANDRÉS. *Introducción al análisis económico del derecho*. México, Fondo de Cultura Económica/Economía Contemporânea, 2001.
- SÁ RIBEIRO, MARILDA ROSADO DE. 2014. *Direito do petróleo*. 3ª ed. Rio de Janeiro: Renovar.
- SAUER, ILDO. 2011. “Prefácio”. Em PAULO CÉSAR RIBEIRO LIMA. *Pré-Sal: o novo marco legal e a capitalização da Petrobras*, p. IX-XXVII. Rio de Janeiro: Synergia.
- SCAFF, FERNANDO FACURY. 2014. *Royalties do petróleo, minério e energia: aspectos constitucionais financeiros e tributários*. São Paulo: Revista dos Tribunais.
- SERRA, RODRIGO VALENTE. 2011. “O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: dádiva ou maldição?”. Em ROSÉLIA P. PIQUET (Org.). *Mar de riquezas, terras de contrastes: o petróleo no Brasil*, v. 1, 141-159. Rio de Janeiro: Mauad.

- SILVEIRA, GUILHERME DA CUNHA. 2013. “O government take: análise econômica comparativa entre o regime de concessão e o regime de partilha de produção no Brasil”. Projeto de Graduação, 06-07, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- SUNDFELD, CARLOS ARI. 2006. *Fundamentos de direito público*. 4ª ed. São Paulo: Malheiros Editores.
- TOLMASQUIM, MAURÍCIO TIOMNO, AMILCAR GUERREIRO e RICARDO GORINI. 2007. “Matriz energética brasileira: uma prospectiva”. *Novos estudos - CEBRAP* (79), 47-69. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://www.scielo.br/pdf/nec/n79/03.pdf>.
- WATT NETO, ARTUR. 2014. *Petróleo, gás natural e biocombustíveis: doutrina, jurisprudência e legislação*, p. 48. São Paulo: Saraiva.

SITES

- ABRIL MÍDIA S.A. 2014. “Queda do preço do petróleo pode afetar mais o xisto que o pré-sal, diz especialista: Presidente do IBP afirmou que a produção de xisto deixa de ser viável quando o dólar recuar abaixo de 60 dólares; no caso do pré-sal, o piso é de 45 dólares”. *Veja*, 15 de dezembro. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://veja.abril.com.br/economia/queda-do-preco-do-petroleo-pode-afetar-mais-o-xisto-que-o-pre-sal-diz-especialista/>.
- ALVARENGA, DARLAN e KARINA TREVISAN. 2016. “Por que o preço do petróleo caiu tanto? Veja perguntas e respostas”. *G1*, 07 de janeiro. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://g1.globo.com/economia/mercados/noticia/2016/01/por-que-o-preco-do-petroleo-caiu-tanto-veja-perguntas-e-respostas.html>.
- AZEVEDO, JOSÉ SERGIO GABRIELLI DE. 2017. “Arábia Saudita muda a geopolítica do petróleo”. *Brasil Debate*. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://brasildebate.com.br/arabia-saudita-muda-a-geopolitica-do-petroleo/>.
- DAYARA, VANESSA. 2013. “Extração de gás de xisto causou terremotos em Ohio”. *Exame*, 05 de setembro. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://exame.abril.com.br/tecnologia/noticias/extracao-de-gas-de-xisto-causa-terremotos-em-ohio-diz-estudo>.
- DUZ, SERGUEI. 2013. “Petróleo de xisto: grandes esperanças, grandes problemas”. *Voz da Rússia*, 26 de fevereiro. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: http://br.sputniknews.com/portuguese.ruvr.ru/2013_02_26/Petroleo-de-xisto-grandes-esperancas-grandes-problemas/.
- FUSION MEDIA LIMITED. 2017. “Petróleo Brent futuros”. Acesso em 30 de novembro de 2017. URL: <https://br.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>.
- GLOBO COMUNICAÇÃO E PARTICIPAÇÕES S.A. 2015. “Entenda a queda do preço do petróleo e seus efeitos”. *G1*, 16 de janeiro. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL:

<http://g1.globo.com/economia/noticia/2015/01/entenda-queda-do-preco-do-petroleo-e-seus-efeitos.html>.

MACEDO, MARCELO MAFRA BORGES DE. 2013. “As regras de conteúdo local no contrato de partilha”. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_P1/Apresentacoes/partilha1_seminario_conteudo_local_mafra_17092013.pdf.

NOSSA, LEONENCIO. 2009. “Lula diz querer que a Vale 'exporte mais valor agregado’”. *O Estado de S. Paulo*, 16 de outubro. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL:

<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,lula-diz-querer-que-a-vale-exporte-mais-valor-agregado,451676>.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. 2014. “Participação do setor de petróleo e gás chega a 13% do PIB brasileiro”. Publicado em 17 de junho. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/participacao-do-setor-de-petroleo-e-gas-chega-a-13-do-pib-brasileiro.htm>.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. 2015. “Reservas Provadas de Petróleo e Gás Natural Recuperável no Brasil”. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/reservas-provadas>.

REDE BRASIL ATUAL. 2015. “Para Petrobras, produção e custos já mostram acerto do regime de partilha do Pré-sal: produtividade é maior do que se previa; calculava-se que os poços renderiam de 15 a 20 mil barris diários, mas a média está em 25 mil, chegando a 40 mil”. *Portal Brasil*, 12 de maio. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://www.redebrasilatual.com.br/economia/2015/05/para-petrobras-producao-e-custos-ja-mostram-acerto-do-regime-de-partilha-do-pre-sal-8528.html>.

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. 2011. “Entenda como funcionam os contratos para exploração do petróleo no Brasil”. *Portal Brasil*, 13 de dezembro. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/entenda-como-funcionam-os-contratos-para-exploracao-do-petroleo-no-Brasil>.

REUTERS. 2015. “Shell compra BG e vira maior sócia da Petrobras no Pré-sal”. *Portal Terra*, 08 de abril. Acesso em 29 de novembro de 2017. URL: <http://economia.terra.com.br/shell-compra-bg-e-vira-maior-socia-da-PETROBRAS-no-pre-sal,6b0a48fda689c410VgnCLD200000b1bf46d0RCRD.html>.

JURISPRUDÊNCIA

SUPREMO TRIBUNAL FEDERAL. ADI 3.273-9/DF.

SUPREMO TRIBUNAL FEDERAL. ADI 3.366/DF.

REVISTAS E JORNAIS DA IMPRENSA DE MASSA

- AGOSTINI, RENATA e ÁLVARO FAGUNDES. 2015. “Exportações de petróleo para a China sobem 260%: com aquisição recorde até maio, gigante asiático se torna principal comprador do produto brasileiro”. *Folha de São Paulo*: A-19, 09 de junho. Encontrado também na página eletrônica: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2015/06/1639589-neo-exportacoes-de-petroleo-para-a-china-sobem-260.shtml>.
- CARNEIRO, MARIANA. 2015. “Energia vira foco de investimento chinês na América Latina: País se abastece de matéria-prima na região e associa compras à exportação de produtos industrializados”. *Folha de São Paulo*: A-1 e A-5, 10 de maio. Encontrado também na página eletrônica: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2015/05/1627013-energia-vira-foco-de-investimento-chines-na-america-latina.shtml>.
- LIMA, SAMANTHA e PEDRO SOARES. 2015. “Petrobras toma crédito de U\$ 3,5 bi com a China: condições não foram reveladas mas podem ter contrapartidas”. *Folha de São Paulo*: B-5, 02 de abril. Encontrado também na página eletrônica: <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/mercado/214425-PETROBRAS-toma-credito-de-us-35-bi-com-a-china.shtml>.
- PESSÔA, SAMUEL DE ABREU. 2013. “O teste do marco do petróleo”. *Folha de São Paulo*: B-8, 29 de setembro. Encontrado também na página eletrônica: <http://www1.folha.uol.com.br/colunas/samuelpessoa/2013/09/1349148-o-teste-do-marco-do-petroleo.shtml>.
- SAYAD, JOÃO. 2006. “Ms. Kate”. *Folha de São Paulo*: A-2, 30 de janeiro. Encontrado também na página eletrônica: <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/opiniao/fz3001200607.htm>.
- SOARES, PEDRO e VALDO CRUZ. 2013. “Ausência de 4 gigantes surpreende ANP Norte-americanas ExxonMobil e Chevron e britânicas BP e BG não se inscrevem para explorar o campo de Libra”. *Folha de São Paulo*: B-1, 20 de setembro. Encontrado também na página eletrônica: <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/mercado/129888-ausencia-de-4-gigantes-surpreende-anp.shtml>.
- ZYLBERSZTAJN, DÉCIO e SZTAJN, RAQUEL. Direito e economia: análise econômica do direito e das organizações. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.