

AVALIAÇÃO DOS CRITÉRIOS PARA ATRAÇÃO DE INVESTIMENTOS NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Felipe Costa Araujo¹, Alexandre Bevilacqua Leoneti¹
fcaraujo@usp.br ; ableoneti@usp.br

¹Grupo de Pesquisa em Ciências da Decisão (www.integra.mat.br)
Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo
Av. Bandeirantes 3900, Ribeirão Preto 14040-900, Brasil

Abstract

Brazil has been passing through several legal and regulatory changes aiming to promote the economic, technological and scientific development of the entire oil and gas exploration and production (E&P) industry. The E&P market legislation is essentially defined by the regulatory framework adopted, known as legal-regulatory fiscal regimes. These regimes appear as the different options of the State to interact with the all the society sectors connected with the oil and gas E&P industry, especially the exploration companies. The companies are responsible for the allocation of the necessary investments to the resources exploration and production. It is a quite complex task to characterize and define the most appropriate legal-regulatory regime, where each sector seeks to defend distinct objectives and, consequently, utilizes different evaluation criteria. Evaluation criteria is characterized as a performance measure of a particular set of objectives for each of the sectors involved. It is important to investigate whether the currently legal-regulatory environment adopted in Brazil can be considered attractive when compared to other countries' regulatory frameworks, since there is a strong competition between the countries that holds the oil and gas reserves for the allocation of investment by the exploration companies. Therefore, the goal of this study is to identify, discuss and evaluate the most significant criteria to define the attractiveness of a legal-regulatory fiscal regime and contribute to the continuous development of the Brazilian regulatory framework.

1. Introdução

Desde o final do século XIX com os primeiros poços pioneiros até os dias atuais com a exploração em águas profundas, o Brasil busca desenvolver a indústria de E&P de petróleo e gás e maximizar a produção de recursos em território nacional. Nas últimas décadas, duas mudanças drásticas foram responsáveis por diversas modificações no mercado de E&P. A primeira mudança foi a quebra do monopólio da empresa estatal¹ brasileira (Petrobras) em 1997, com o início da utilização do regime de concessão através de leilões públicos e abertos a todas as empresas. A segunda mudança foi a utilização do regime de partilha de produção (PSC ou *Production Sharing Contract*), a partir de 2013, para as áreas consideradas estratégicas pelo governo brasileiro, especialmente a região do pré-sal. Portanto, atualmente, o Brasil conta com um sistema híbrido de concessão e partilha, por contar com regiões de características exploratórias distintas e a pluralidade dos regimes busca atender melhor a estas particularidades (TOMALSQUIN & PINTO JUNIOR, 2011).

De maneira geral, o regime de concessão alia uma forte estabilidade jurídico-regulatória com a transferência dos recursos para as empresas (CASELLI, 2012) e um baixo nível de controle governamental (BAIN & TOZZINI, 2009), sendo utilizado por países desenvolvidos, como EUA e Noruega, e países com instituições relativamente mais estáveis, como Rússia e Brasil. O regime de

¹ As empresas estatais são conhecidas como NOC (National Oil Company) e denominam a empresa petrolífera governamental de um país, como PDVSA na Venezuela e Petrobras no Brasil. Já as empresas multinacionais privadas de E&P como Shell, Exxon e BP são conhecidas pela sigla IOC (International Oil Company).

partilha de produção mantém a propriedade dos recursos com o Estado, além de elevada participação nas atividades operacionais e gerenciais e uma baixa autonomia por parte das empresas (JOHNSTON, 1994), sendo utilizado por países com instituições relativamente mais instáveis, como Indonésia e Nigéria (BAIN & TOZZINI, 2009; GOMES, 2009). Cabe-se destacar também outros dois regimes utilizados: (i) contrato de serviços, exploração é exclusiva do Estado, sendo que as empresas têm pouco ou nenhum acesso ao mercado de E&P (JOHNSTON, 1994), sendo adotado por países como Arábia Saudita e Irã, que já são grandes produtores e geralmente não têm um grande interesse em atrair outras empresas para atuar em seus territórios (BAIN & TOZZINI, 2009); (ii) Joint-Venture, formação de parcerias entre empresas exploradoras e governos (através das NOCs) para atuação em conjunto nos projetos de E&P, tendo na Venezuela seu principal exemplo (BAIN & TOZZINI, 2009).

É importante averiguar se o regime jurídico-regulatório brasileiro é considerado atrativo quando comparado com outros países, já que é possível identificar uma forte concorrência entre os países detentores de reservas petrolíferas para a alocação dos investimentos das empresas exploradoras (MANAF et al., 2016). As empresas exploradoras, especialmente as IOCs, possuem os recursos financeiros, além de elevada experiência e *know-how* para a exploração e produção dos recursos petrolíferos de maneira eficiente (JOHNSTON, 2007). Os países, assim como o Brasil, têm o desafio de buscar distribuir adequadamente as rendas geradas pela exploração dos recursos entre os governos e as empresas, visando encorajar os investidores e assegurar a otimização dos recursos. Portanto, o objetivo deste estudo é identificar, discutir e avaliar os critérios mais significativos para definir a atratividade de um regime e contribuir com o desenvolvimento do arcabouço regulatório brasileiro.

2. Referencial Teórico

Os países enfrentam um complexo dilema no momento de escolha do regime jurídico-regulatório entre a apropriação da parcela governamental da renda petrolífera e as condições de rentabilidade dos projetos (KJEMPERUD, 2003). É importante encontrar o regime jurídico-regulatório que atenda ao interesse nacional e mantenha o dinamismo do ambiente de negócios e empresarial (TOMALSQUIN & PINTO JUNIOR, 2011), ou seja, é imprescindível encontrar o balanço entre uma legislação que proteja os interesses nacionais com um ambiente de negócios de estimulação do desenvolvimento econômico. A própria natureza da exploração petrolífera, que leva a elevados gastos no início dos projetos e a um considerável período para início da entrada de receitas, dificulta ainda mais a busca de um regime adequado para atender os interesses dos governos e das empresas (NAKHLE, 2008).

Segundo Willigers (2009), a exploração dos recursos petrolíferos representa um conflito de interesse entre os governos e as empresas exploradoras. Os governos são responsáveis pela definição das regras e regulações, porém as empresas exploradoras são as responsáveis pelos investimentos realizados em projetos de E&P. Portanto, é imprescindível conhecer profundamente seus interesses para definir a atratividade de um sistema regulatório e garantir a atração de investimentos. Por exemplo, Johnston (2007) sintetiza os objetivos das empresas no momento de alocar seus recursos financeiros em: (i) probabilidades razoáveis de encontrar petróleo e gás em uma determinada região; (ii) grau de estabilidade jurídico-regulatória dos países; (iii) cláusulas contratuais com foco no retorno sobre o investimento de acordo com os riscos associados; (iv) possibilidade de adicionar as reservas encontradas em seus balanços financeiros; (v) capacidade de controle operacional e gerencial dos projetos e a alocação dos recursos. Nakhle (2008) e Tordo (2007) adicionam que as empresas também buscam sistemas tributários concisos, simples de entender e com baixos custos administrativos, além da divisão das rendas geradas de maneira mais progressiva. Estes objetivos podem ser medidos por meio de indicadores, também conhecidos como critérios de avaliação.

Os critérios de avaliação podem ser definidos como uma “medida de desempenho” ou uma “medida de eficiência” de acordo a um conjunto de interesses ou objetivos (KEENEY, 1992). Os critérios de

avaliação, também conhecidos como atributos, estão diretamente relacionados ao cumprimento de um certo objetivo, ou seja, cada objetivo necessita de um critério para medir e avaliar seu desempenho (ALMEIDA et al., 2015). Segundo Keeney (1992), os critérios de avaliação devem satisfazer às seguintes condições: (i) ser mensurável, incorporação de valores implícitos de julgamento; (ii) ser operacional, descrição direta das possíveis consequências de acordo a um determinado objetivo; e (iii) ser entendível, sem ambiguidade e redundância na descrição ou na interpretação das consequências.

Roy (1996) define que um critério de avaliação corresponde a estruturação do resultado das comparações em um eixo de significância bem definido associado à uma categoria de consequências consideradas. Em outras palavras, os critérios devem sintetizar as informações possíveis em um modelo de avaliação. Keeney (1992) e Almeida et al., (2015) dividem os critérios em basicamente duas grandes categorias: (i) critérios naturais, normalmente atributos quantitativos com uma interpretação bastante homogênea por todos os envolvidos, associados a um certo contexto e que envolvem um julgamento de valor, tais como: custo em unidades monetárias ou número de fatalidades por um período de tempo; (ii) critérios construídos, normalmente atributos qualitativos representados por uma escala com valores discretos e subjetivos usualmente adequados somente para o contexto construído, como por exemplo, na melhoria da imagem de uma determinada empresa no mercado.

3. Estabelecimento de critérios de avaliação

Diversos autores se dedicaram a buscar diferentes métricas para a identificação dos critérios mais adequados para avaliação da atratividade dos regimes, a se destacar: Manaf et al. (2016), Nakhle (2008; 2015), Daniel et al. (2008), e Tordo et al. (2010). Estes estudos buscaram estabelecer os critérios naturais e construídos mais importantes e significativos para a medição e quantificação da atratividade de um regime jurídico-regulatório. Manaf et al. (2016) busca englobar os critérios mais importantes através das percepções dos representantes do governo local, indústria de E&P e empresas de consultoria quanto ao ambiente de investimentos na Malásia. Este estudo visa auxiliar os governos na busca de desenhos regulatórios mais adequados aos envolvidos no mercado de E&P. Nakhle (2008; 2015) desenvolveu um estudo teórico semelhante incorporando diversos critérios de avaliação da performance e robustez de um regime jurídico-regulatório.

Em conjunto, os estudos realizados por Manaf et al. (2016) e Nakhle (2008; 2015) identificaram a seis critérios de avaliação em comum, melhor detalhados a seguir: (i) eficiência, medição da alocação gerada pela renda petrolífera na melhoria das condições socioeconômicas de cada país, sem a presença de desperdícios e processos desnecessários; (ii) neutralidade, busca por sistemas tributários mais neutros, normalmente com foco em estruturas progressivas baseadas nos lucros; (iii) equidade, habilidade de concentrar as tributações nos projetos mais valiosos e lucrativos; (iv) divisão dos riscos, correta distribuição entre governos e empresas de diversas fontes de riscos associados aos projetos de E&P; (v) estabilidade, perspectiva de riscos intangíveis associados com a previsibilidade e confiabilidade para investimentos de longo prazo característicos da indústria petrolífera; (vi) clareza e simplicidade, capacidade de manter o arcabouço regulatório o mais conciso e compreensível possível, ou seja, simples de entender e com custo acessível para gerenciar (MANAF et al., 2016; NAKHLE, 2008; 2015). Manaf et al. (2016) também detalha outros critérios de avaliação, como a transparência dos contratos e das licitações, o grau de certeza do país quanto a mudanças bruscas nas regulações, flexibilidade da regulação e grau de divisão dos lucros gerados nas atividades de E&P.

Os estudos realizados por Tordo et al. (2010) e Daniel et al. (2008) definem o conceito de neutralidade como a capacidade de um regime manter níveis bastante semelhantes de pré e pós-taxação dos investimentos realizados, tanto no curto quanto no longo prazo. Regimes progressivos normalmente baseados em lucratividade dos investimentos tendem a atingir melhores resultados de neutralidade do que os sistemas regressivos baseados em royalties e receitas brutas (TORDO et al., 2010). Daniel et al.

(2008) adiciona que a neutralidade é um importante instrumento fiscal do governo local, pois pode causar perturbações ou distorções nas decisões de investimentos das empresas exploradoras, sendo que quanto melhor a neutralidade do regime, menor perturbação e distorção nas decisões de investimentos.

4. Estudos comparativos entre os países produtores

A comparação de regimes jurídico-regulatórios não é nada simples em virtude da natureza dinâmica das atividades de E&P. Qualquer pequena variação nos preços do petróleo, custos associados de exploração e produção, taxas de produção, riscos associados e outros pode mudar drasticamente as condições de rentabilidade e atratividade dos projetos de E&P (ACCURSO & ALMEIDA, 2013). Além disso, existem limitações decorrentes de itens qualitativos e subjetivos, como quantificação de riscos geológicos e políticos, diferenças entre os países quanto ao entendimento da apropriação de custos e despesas referentes às fases dos projetos de E&P, dentre outros (DANIEL et al., 2008).

Bain e Tozzini (2009) realizaram um estudo aprofundado de comparação da atratividade dos projetos de E&P de onze diferentes países, que representaram ao redor de 60% do volume de produção de petróleo mundial no ano de 2016 (BP, 2017). Seis países foram selecionados por estarem posicionados entre os líderes globais de reservas e produção de petróleo e gás natural (Arábia Saudita, Venezuela, Rússia, Estados Unidos, Emirados Árabes, Nigéria). Os outros cinco países foram selecionados por serem de casos especiais que merecem melhor detalhamento, a saber: (i) Noruega, maior produtora da Europa e uma das líderes em tecnologia *offshore*; (ii) Indonésia, uma das indústrias petrolíferas mais antigas do mundo e país referência na adoção da partilha de produção; (iii) Angola, recente caso de sucesso na implementação do regime de partilha de produção em campos *offshore*; (iv) México, segundo maior produtor da América Latina e país referência na adoção do regime de serviços; e (v) Brasil, recente caso de sucesso na exploração e produção de campos *offshore*. Este estudo generaliza a atratividade dos projetos de acordo com a parcela de participação governamental de cada país nas receitas geradas pelas empresas exploradoras, assim como detalha custos característicos de E&P e comentários relativos ao sistema de tributação (progressivo ou regressivo), grau de flexibilidade, dentre outros. O quadro 1 apresenta a comparação destes países com base nos critérios de avaliação.

Países	Custos E&P (US\$/bbl)	Government take de acordo com petróleo (US\$/bbl)			Comentários
		US\$ 30	US\$ 50	US\$ 70	
Angola	8,0	62%	80%	82%	Sistema tributário progressivo e flexibilidade de acordo a situações de risco e condições operacionais
Brasil	7,0	62%	56%	54%	Sistema tributário regressivo e pouca flexibilidade em situações de risco e condições operacionais
Estados Unidos	14,5	48%	45%	44%	Baixa tributação e pouca participação ou ausência do governo no controle do mercado
Indonésia	8,5	84%	82%	81%	Elevada tributação e controle governamental e elevada flexibilidade de acordo com situações de risco e condições operacionais
Emirados Árabes	4,8	85%	69%	67%	Elevada tributação associado a contratos de concessão negociados diretamente entre governo e empresas, sem licitações públicas
Nigéria	5,3	54%	60%	62%	Sistema tributário progressivo e flexibilidade dos tributos de acordo com profundidade
Noruega	10,5	63%	63%	63%	Proteção das empresas em situações de baixos preços já que 90% dos tributos se concentram nos lucros e mecanismos de incentivo ao investimento
Rússia	7,8	84%	73%	71%	Regime flexível de acordo com situações de risco e condições operacionais
Venezuela	4,5	91%	91%	91%	Rentabilidade praticamente insuficiente para projetos de E&P em campos <i>offshore</i>

Quadro 1 - Resumo dos custos de E&P e participação governamental de projetos de E&P no mundo

Fonte: Adaptado de Bain e Tozzini (2009)

De acordo com Tomalsquin e Pinto Jr. (2011), um dos principais critérios de avaliação dos regimes é a participação governamental, conhecido como *government take*, que representa a “parcela do governo” referente a renda petrolífera gerada. De acordo com o quadro 1, pode-se notar que os custos característicos de E&P são praticamente inversamente proporcionais aos valores encontrados para o *government take*. Os valores dos custos de E&P englobam diversos aspectos relacionados a riscos exploratórios, assim como despesas referentes aos desafios de desenvolvimento e produção de cada país. O gráfico 1 apresenta o nível de participação governamental de acordo com o preço internacional do petróleo. Pode-se notar que a Noruega apresenta uma elevada neutralidade já que o preço do petróleo não interfere no percentual da participação governamental. Alguns países como Nigéria e Angola apresentam características mais progressivas devido ao aumento do *government take* com o aumento do preço do petróleo, assim como Brasil e Rússia que apresentam características mais regressivas.

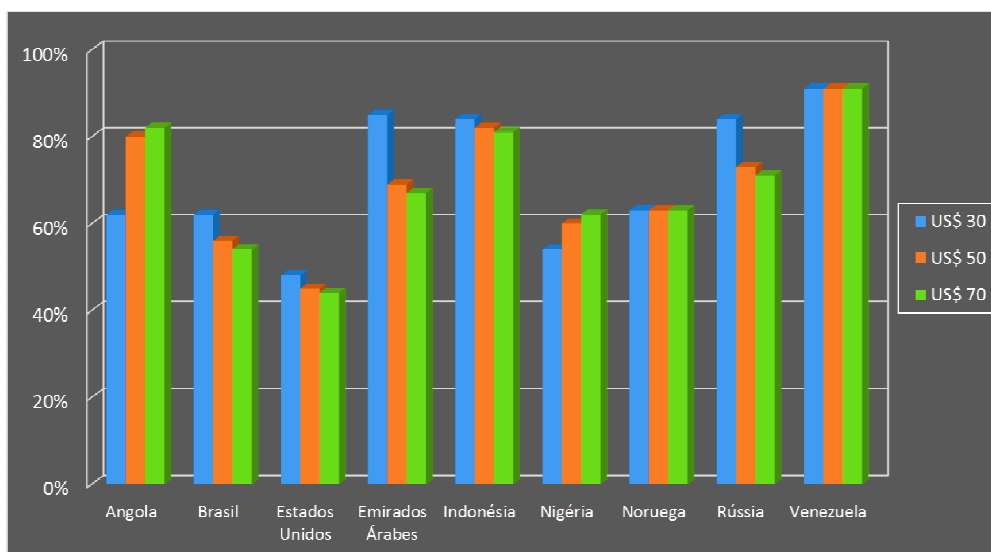


Figura 1 - Gráfico dos percentuais de participação governamental de projetos de E&P no mundo
Fonte: Adaptado de Bain e Tozzini (2009)

O Estado de Alberta (Canadá) encomendou a uma empresa de consultoria independente um estudo comparativo de seu regime jurídico-regulatório com outros países de elevados recursos petrolíferos. Estes países foram selecionados devido a sua relativa importância no nível de reservas e produção de petróleo e gás natural. Observou-se que os dezesseis países pesquisados representam cerca de 77% da produção mundial de petróleo (BP, 2017). Além da comparação do *government take*, o estudo também identificou outros dois parâmetros: (i) custo médio de E&P característico da região, principalmente relacionado a desafios tecnológicos (óleo extra-pesado, reservatórios não-convencionais) e ambientes *offshore* mais profundos, já que ambos aumentam consideravelmente o volume de recursos investidos; e (ii) Índice de Liberdade Econômica (EFI² - Economic Freedom Index), que representa a estabilidade política e regulatória dos países em virtude da perspectiva de mudanças bruscas de caráter econômico ou regulatório, tais como aumento repentino de tributos, contratos não honrados, problemas relacionados a expropriação ou nacionalização, dentre outros (ALBERTA, 2009). O quadro 2 apresenta a comparação destes países utilizando diferentes critérios de avaliação.

² O índice EFI (Economic Freedom Index) é um indicador de estabilidade política e regulatória bastante utilizado na literatura e publicado a vários anos pelo Instituto Fraser (FRASER, 2017).

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

<u>País</u>	<u>Government Take</u>	<u>Custos de E&P</u>	<u>Indicador EFI</u>	<u>Comentários</u>
Estados Unidos (offshore)	35% - 41%	Elevado	Excelente	Menores tributos em virtude aos maiores custos associados à exploração <i>offshore</i>
Estados Unidos (onshore)	52% - 59%	Elevado	Excelente	Estados considerados: Texas, Alaska e Wyoming
Brasil	60%	Médio - Elevado	Médio	Grande potencial de produção em campos <i>offshore</i> profundos
Angola	60% - 64%	Elevado	Ruim	Bom potencial de produção em campos <i>offshore</i> profundos porém com problemas civis e políticos
Nigéria	62%	Médio	Médio	Grande potencial de produção <i>onshore</i> e <i>offshore</i> porém com crescente instabilidade política
China	71% - 72%	Médio	Médio	Mercado de E&P comandado pelas empresas locais, sendo crescente consórcios para exploração <i>offshore</i>
Rússia	69% - 72%	Médio	Médio	Mercado dominado por empresas locais e associado a certa instabilidade política e social
Canadá (Alberta)	65% - 70%	Elevado	Excelente	Excelente ambiente de negócios e elevados custos de produção de petróleos extra-pesados
Indonésia	71%	Elevado	Ruim	Elevados custos de E&P associados a problemas logísticos de transporte
Argélia	72%	Baixo	Médio	Bom potencial em campos <i>onshore</i> e menores problemas políticos que seus vizinhos
Noruega	82% - 83%	Elevado	Excelente	Excelente ambiente de negócios e grande presença de campos maduros com menor atividade de exploração
Cazaquistão	82% - 83%	Baixo	Médio	Grande potencial <i>offshore</i> e <i>onshore</i> aliado com ambiente social e político relativamente estável
Arábia Saudita	80% - 90%	Baixo	Excelente	Elevada tributação em virtude de baixos riscos exploratórios e custos dos projetos de E&P
Kuwait	80% - 90%	Baixo	Médio	Elevada tributação em virtude de baixos riscos exploratórios e custos dos projetos de E&P, e clima de negócios inferior a seus vizinhos
Emirados Árabes	85 - 86%	Baixo	Excelente	Elevada tributação em virtude de baixos riscos exploratórios e custos dos projetos de E&P
Venezuela	88% - 91%	Baixo	Ruim	Projetos de E&P são feitos obrigatoriamente em conjunto com a NOC PDVSA em Joint-Ventures
Irã	93%	Baixo	Médio	Elevada tributação em virtude de baixos riscos exploratórios e custos dos projetos de E&P

Quadro 2 - Estudo comparativo de regimes de E&P no mundo

Fonte: Adaptado de Alberta (2009)

O Brasil se encontra em uma posição intermediária em uma comparação do *government take* com outros países pesquisados (ALBERTA, 2009; BAIN & TOZZINI, 2009). Cabe-se ressaltar que ambos estudos somente considerou o regime de concessão brasileiro, implementado a partir da quebra do monopólio da Petrobras em 1997. De maneira geral, pode-se observar que o regime de tributação brasileiro é regressivo, onde o aumento do preço do petróleo é inversamente proporcional ao aumento da arrecadação. Isto acontece pela concentração dos tributos nas receitas brutas geradas (especialmente royalties e participações especiais) e não nos lucros gerados (CONSOLI, 2015). Johnston (2015) argumenta que sistemas regressivos podem ser altamente contra produtivos e ineficientes para a atratividade de projetos de E&P, pois tendem a distorcer decisões de investimento, reduzir a vida útil de alguns projetos e inviabilizar a produção em campos maduros e marginais (TORDO et al., 2010).

O índice EFI brasileiro é considerado somente moderado, onde diversos países se encontram em posição muito mais privilegiada em relação ao Brasil. Cabe destacar que, mesmo com as mudanças dos últimos anos, o Brasil é considerado um país estável juridicamente, com boa consistência nos contratos assinados, contribuindo para um ambiente seguro dos investimentos (ALMADA & PARENTE, 2013). Porém, quando comprado com outros países do mundo, o Brasil encontra-se somente na 124ª posição dos 159 países pesquisados pelo instituto Fraser (FRASER, 2017), se situando no último quartil da pesquisa, principalmente devido a resultados muito baixos do seu sistema jurídico, direitos de propriedade e características de regulação geral dos mercados.

Considerações Finais

O principal intuito deste estudo foi contribuir com a definição dos critérios de avaliação mais significativos para definir a atratividade de um regime jurídico-regulatório. Primeiramente se buscou definir o que seriam os critérios de avaliação naturais e construídos, e como estes se relacionam e se interagem com os interesses dos setores da sociedade envolvidos na indústria de E&P de petróleo e gás. A mensuração destes critérios é algo muitas vezes desafiante por envolver a quantificação de variáveis subjetivas, sendo um dos principais limitantes aos resultados encontrados.

Os critérios são ferramentas utilizadas para mensurar a medida de performance de acordo a um determinado objetivo, sendo estes muitas vezes desafiante e conflituosos, de acordo a cada setor da sociedade. Diversos critérios podem ser utilizados para definir a atratividade do regime de um determinado país, tais como: (i) eficiência na alocação dos recursos; (ii) neutralidade do sistema tributário; (iii) equidade dos investimentos realizados; (iv) divisão dos riscos geológicos e econômicos; (v) grau de estabilidade e previsibilidade; (vi) concisão e clareza das regulações; (vii) transparência dos contratos e das licitações; (viii) possibilidade de flexibilidade das regulações de acordo com condições operacionais; (ix) grau de divisão dos lucros gerados dos projetos de E&P entre os governos e as empresas.

Nos dois principais estudos de comparação considerados neste trabalho, o regime jurídico-regulatório brasileiro apresenta resultados considerados somente moderados na atratividade de investimentos. Os principais resultados encontrados de acordo aos critérios de avaliação utilizados foram: (i) percentual do *government take* entre 54% e 62% situado em posição intermediária em relação aos outros países; (ii) sistema tributário regressivo, onde a participação governamental é inversamente proporcional ao preço do petróleo, potencialmente prejudicando a viabilidade de investimentos menos lucrativos, como campos maduros, e dificultando as atividades de E&P em caso de baixa do preço do petróleo no mercado internacional; (iii) poucas possibilidades de flexibilidade das regulações em situações de risco e condições operacionais; (iv) grau de estabilidade relativamente moderado em relação a diversos outros países pesquisados de acordo com análise do índice EFI; (v) custos característicos de E&P em posição intermediária devido ao grande potencial de produção associado aos campos *offshore* profundos.

Agradecimentos

À CAPES pela Bolsa de Mestrado no Programa DS-CAPES.

Referências Bibliográficas

ACCURSO, V., ALMEIDA, E., *Government take* e Atratividade de Investimentos na Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil, Textos para Discussão 002/2013, GEE Grupo de Economia de Energia, UFRJ, 2013.

ALBERTA, Alberta's Royalty System - Jurisdictional Comparison, Price Waterhouse Coopers. 2009. Disponível em: <www.energy.alberta.ca/org/pdfs/royalty_jurisdiction.pdf>.

ALMADA, L. P., PARENTE, V., Oil & Gas Industry in Brazil: A Brief History and legal framework, Panorama of Brazilian Law, Vol. 1, No. 1, 2013.

ALMEIDA, A. T., CAVALCANTE, C. A. V., ALENCAR, M. H., FERREIRA, R. J., ALMEIDA FILHO, A. T., GARCEZ, T. V., Multicriteria and Multiobjective Models for Risk, Reliability and

- Maintenance Decision Analysis. International Series in Operations Research & Management Science, Vol. 231, Springer, 2015.
- BAIN Company & TOZZINI Freire Advogados, Estudos de Alternativas Regulatórias, Institucionais e Financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil, BNDES, São Paulo, SP, 2009
- BP Statistical Review of World Energy June 2017 <Disponível em: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>.
- CASELLI, B. C., Redesenho Institucional e Arranjos Contratuais: uma análise da regulação e da indústria de petróleo e gás natural no upstream brasileiro. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas), Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2012.
- CONSOLI, H. S., Avaliação da atratividade de projetos de E&P em águas profundas: uma análise comparativa entre os regimes de concessão e de partilha. Dissertação (Mestrado em Economia) no programa de Pós-graduação em Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2015.
- DANIEL, P., GOLDSWORTHY, B., MALISZEWSKI, W., PUYO, D., M., WATSON, A., Evaluating Fiscal Regimes for Resource Projects: an example from oil development, IMF Conference on Taxing Natural Resources, 2008.
- FRASER INSTITUTE, Economic Freedom Index (EFI), 2017. Disponível em: <www.fraserinstitute.org/economic-freedom/map>.
- GOMES, C., J., V., O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção, Centro de Estudos do Senado Federal, Brasília, DF, 2009.
- JOHNSTON, D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa, OK, Penn Well Books, 1994.
- JOHNSTON, D., How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts, Columbia University Press, New York, NY, 2007.
- KEENEY, R. L. Value-Focused Thinking: a path to creative decision-making. Cambridge-MA: Harvard University Press, 1992.
- KJEMPERUD, A. Petroleum Fiscal Regimes Basic Concepts. Coordinating Committee for Geoscience Programmes in Asia (CCOP), Bangkok, Thailand, 2003.
- MANAF, N., A., MAS'UD, A., ISHAK, Z., SAAD, N, RUSSEL, A., Towards establishing a scale for assessing the attractiveness of petroleum fiscal regimes - Evidence from Malaysia, Energy Policy No 88, Elsevier, p. 253-261, 2016.
- NAKHLE, C., Licensing and upstream petroleum fiscal regimes: Assessing Lebanon's choices, LCPS (Lebanese Center for Policy Studies), Policy Paper, Ras Beirut, Lebanon, 2015.
- NAKHLE, C. Petroleum Taxation: Sharing the oil wealth, Routledge Studies in International Business and the World Economy, New York, NY, USA, 2008.
- TOLMASQUIN, M. T., PINTO JUNIOR, H. Q. Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo, Editora Synergia, Rio de Janeiro, RJ, 2011.
- TORDO, S., Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues, World Bank, Working Paper No. 123, Washington D.C., USA, 2007.
- TORDO, S., JOHNSTON, D., JOHNSTON, D., Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues, World Bank Working Paper No. 179, Washington D.C., USA, 2010.