



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

**Regime de partilha de produção: uma
avaliação econômica e fiscal**

André Krauss Queiroz

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO

**Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão
Governamental nos Setores Energético e Mineral**

Rio de Janeiro, junho de 2017.



André Krauss Queiroz

**Regime de partilha de produção: uma avaliação
econômica e fiscal**

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentada ao programa de pós-graduação lato sensu em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral.

Orientador: Leonardo Lima Gomes

Rio de Janeiro, junho de 2017.

“O homem só é homem pela solidariedade, que o une a seus semelhantes; o homem só pode viver por essa solidariedade; o homem só pode diminuir o sofrimento que lhe oprime por essa solidariedade. Por consequência, todo ato de vontade individual que tende a realizar essa solidariedade deve forçosamente se impor a todo homem”. (Léon Duguit)

Agradecimentos

Aos servidores públicos do Ministério de Minas e Energia, em especial à equipe da Assessoria Especial de Assuntos Econômicos, da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ao Banco Mundial e à PUC/Rio de Janeiro pelo apoio ao desenvolvimento da pesquisa e capacitação.

Ao Prof. Leonardo, pelos ensinamentos e discussões profícuas, seja em aula ou no desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos da turma introdutória e específica da especialização, que proporcionaram acalorados debates, contribuindo para o desenvolvimento profissional e pessoal.

Aos meus pais Flávio e Heliana, meus irmãos e família pelo apoio e motivação.

Resumo

QUEIROZ, ANDRE K.; GOMES, LEONARDO L.. Regime de partilha de produção: uma avaliação econômica e fiscal. Rio de Janeiro, 2017. 49 f.. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O regime de partilha de produção, adotado no pré-sal, possui como característica intrínseca a adoção de mecanismos para a divisão do petróleo e gás entre governo e companhias. Modelar o adequado arcabouço fiscal para a atração de investimentos e consequente produção é função do governo. No caso do primeiro leilão realizado em 2013, da área de Libra, o estabelecimento da partilha do excedente em óleo como mecanismo de arrecadação progressivo possui duas variáveis, quais seja, o preço do petróleo e a produtividade média por poço produtor. Assim, com o objetivo de avaliar os parâmetros econômicos adotados no regime de partilha, este trabalho utiliza como método não apenas a análise descritiva e crítica, mas ainda uma análise quantitativa (*government take*). A partir desta análise, conclui-se que o país é bastante atrativo no quesito de atração de investimentos, tendo em vista a adequada modelagem fiscal, porém há sugestão de alguns ajustes para aumentar a competição nos futuros leilões e, consequentemente, a arrecadação do governo no regime de partilha.

Palavras-chave: regime de partilha; government take; pré-sal; renda petrolífera; avaliação econômica de projetos.

Abstract

QUEIROZ, ANDRE K.; GOMES, LEONARDO L.. Regime de partilha de produção: uma avaliação econômica e fiscal. Rio de Janeiro, 2017. 49 f.. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The production sharing regime, adopted in the pre-salt, has as intrinsic characteristic the adoption of mechanisms for the division of oil and gas between government and companies. Modeling the appropriate fiscal framework for attracting investment and consequent production is a function of government. In the case of the first auction held in 2013 in the Libra area, the establishment of profit oil split as a progressive collection mechanism has two variables, namely oil price and average yield per producer well. Thus, with the objective of evaluating the economic parameters adopted in the sharing regime, this work uses as a method not only the descriptive and critical analysis, but also a quantitative one, as government take. Based on this analysis, it is concluded that the country is quite attractive in the attraction of investments, in view of the appropriate fiscal modeling, however there is suggestion of some adjustments to increase the competition in the future auctions and, consequently, the government's revenue in the regime of sharing.

Keywords: production sharing regime; government take; pre-salt; oil income; economic evaluation of projects.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos	3
1.2 Delimitação e relevância do estudo	4
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	5
2.1 Regimes fiscais no mundo	5
2.1.1. Características contratuais	7
2.2 Regime de partilha de produção	10
2.3 Eficiência de sistemas fiscais	12
2.4 Caso de Libra	19
3. ANÁLISES	22
3.1 Aspectos gerais	22
3.2 Premissas	26
3.3 Análises e propostas	28
4. CONCLUSÃO	35
5. BIBLIOGRAFIA	37

Lista de figuras

Figura 1 - Divisão dos regimes globalmente	6
Figura 2 – Características dos regimes fiscais	9
Figura 3 - Renda petrolífera. (Tolmasquim e Pinto Jr, 2011)	11
Figura 4 – Dados de <i>government take</i>	24
Figura 5 – Premissa de curva de produção	26
Figura 6 – <i>Government take</i> vs. preço	29
Figura 7 – <i>Government take</i> vs. produção	31
Figura 8 – Taxa interna de retorno	34

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Resumo dos regimes adotados	16
Tabela 2 – Regimes e percentuais de óleo do governo.	18
Tabela 3 – Oferta de lance do edital	19
Tabela 4 – Percentuais de excedente em óleo da União	20
Tabela 5 – Características do leilão de Libra	20
Tabela 6 – Dados de poços produtores no pré-sal.....	32

1. INTRODUÇÃO

Na história da indústria petrolífera brasileira diversos marcos regulatórios foram estabelecidos, sendo o mais recente o regime de partilha de produção.

Em 2005, na Bacia de Santos, foram encontrados indícios de acumulações de petróleo na área de Parati, em águas profundas abaixo da camada de sal. Após análises exploratórias detalhadas, em julho de 2006, na então denominada área de Tupi, a Petrobras declarou ao mercado a descoberta do pré-sal.

O governo brasileiro decidiu rever o regime regulatório vigente à época, de concessão, com o intuito de ter maior participação do Estado nos recursos petrolíferos. Assim, após extensos debates no Congresso Nacional, adotou-se o modelo dos contratos de partilha de produção para o pré-sal, um polígono delimitado em lei, e áreas consideradas estratégicas, mantendo o regime de concessões para as demais áreas do país. O marco regulatório somente foi estabelecido em 2010, com a promulgação da Lei nº 12.351.

Além desta decisão, houve também a transferência direta à Petrobras de campos do pré-sal, através de um contrato de cessão onerosa, cuja revisão encontra-se atualmente em curso.

Em 2013 foi realizado o primeiro leilão para um campo do pré-sal sob as novas regras, a área de Libra, cujo poço descobridor revelara uma extensa e promissora região, com bilhões de barris recuperáveis.

Importante destacar que a atratividade de um investimento na indústria do petróleo está intrinsecamente relacionada a fatores geológicos, regulatórios e fiscais.

Nesse contexto, o presente trabalho busca realizar uma análise do ponto de vista econômico-fiscal, a partir dos dados adotados no leilão de Libra.

A elaboração de um sistema fiscal eficiente não é tarefa fácil. Regulamentar o comportamento das empresas produtoras sob diferentes mecanismos pelos quais parte da renda é absorvida pelo Estado envolve muitas incertezas, citam-se as volumétricas, tecnológicas, financeiras e políticas.

Conceitos e modelos que buscam estimular o investimento, com recuperação de custos em momentos de maior exposição financeira, atratividade para a continuidade das operações próximas ao final da vida útil do campo, e que evitam distorções, como o “*gold plating*” (termo usado para indicar situações em que não há incentivos à otimização de custos), são algumas das características de bons sistemas fiscais.

Ainda, sistemas eficientes permitem equilíbrio entre a parcela da renda petrolífera a ser destinada à sociedade e a rentabilidade necessária para atrair investimentos. Denomina-se *government take* a parcela da renda da atividade petrolífera transferida à sociedade, incluindo quase todas as fontes de renda, a saber: bônus, royalties, lucro, petróleo e impostos. É, portanto, dentre tantas outras, uma métrica importante de avaliação econômica.

O panorama atual da indústria petrolífera é de volatilidade no preço do petróleo, com excesso de oferta (e o *shale oil* nos Estados Unidos) e uso crescente de fontes renováveis e preocupação ambiental, inclusive com grandes empresas sinalizando mudanças de investimentos.

No Brasil, o atual cenário é de recuperação da recente instabilidade política e econômica, com a maior empresa do setor no país envolvida em escândalos de corrupção e que busca diminuir a alavancagem com um programa de desinvestimentos em curso.

Tendo em vista que usualmente contratos são firmados com prazos de duração elevados, no Brasil é de 35 anos no regime de partilha de produção, contextos como os atualmente vivenciados no setor não deveriam influenciar sobremaneira a manutenção da atratividade contratual e, conseqüentemente, a produção.

Atualmente o pré-sal corresponde a aproximadamente metade da produção de petróleo nacional, com mais de 1,2 milhão de barris por dia. No segundo semestre de 2017 inicia-se a comercialização do óleo da

União no regime de partilha, cujas diretrizes gerais foram estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, conforme Resolução CNPE nº 12, de 14 de dezembro de 2016, publicada em 24 de março de 2017. A empresa criada para gerir, auditar e monitorar as operações de comercialização de petróleo e gás da União, a Petróleo Pré-sal S.A., deverá contratar empresa para execução dessa atividade.

Ainda, recentemente, a lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016, alterou o regramento em relação à operação única, ao facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% nas áreas objeto de licitação que estejam no polígono do pré-sal. Esta regra valerá, portanto, para as previstas novas licitações sob o regime de partilha da produção no ano de 2017 (uma de campos unitizáveis e outra em áreas ainda não concedidas), e também nos próximos dois anos, conforme anunciado pelo governo.

Assim, este texto é oportuno e visa contribuir para o debate, ao fazer um panorama do modelo fiscal do regime de partilha de produção atualmente praticado no Brasil.

1.1 Objetivos

O presente trabalho faz uma análise conceitual e prática acerca do sistema fiscal do regime de partilha no Brasil, e, em especial, a aspectos concernentes à apropriação pelo governo da renda advinda do petróleo e gás natural, com uma análise da primeira e, no momento, única licitação sob o regime no país, o caso do campo de Libra no pré-sal.

Serão discutidos aspectos como renda petrolífera, características de sistemas fiscais, *government take* e como o preço do petróleo e a produção média por poços produtores foram utilizados em Libra, apresentando resultados de modelagem econômica que emula o ciclo de vida de um projeto típico de exploração e produção.

1.2 Delimitação e relevância do estudo

Há na literatura nacional estudos que traçam características e comparações entre o regime de partilha e o de concessão. Alguns com um maior detalhamento econômico.

Este trabalho insere-se nos grupos de trabalho que buscam avaliar a atratividade, bem como sugerir adaptações, com foco somente no complexo regime de partilha no país. Na revisão bibliográfica deste trabalho verificou-se que há na literatura uma assimetria de informações e enorme discrepância de valores nas análises econômico-fiscais. O objetivo deste trabalho não está em analisar o quão atrativo são as alíquotas de partilha adotadas e os reflexos em taxas de retorno e valores presentes líquidos, mas sim se conceitualmente o modelo está bem equilibrado e reflete conceitos de eficiência de regimes fiscais.

Acerca da relevância, cita-se MOHIUDDIN e ASH-KURI (1998), que realizaram uma pesquisa com 30 empresas petrolíferas. Como resultado, o regime fiscal foi a 2ª variável mais importante na valoração de um ativo exploratório, praticamente empatado com o primeiro lugar, potencial técnico em relação à prospectividade. Em seguida vieram: estabilidade política, acordo sobre disputas, gerenciamento e controle do projeto, repatriação de lucros e garantia da propriedade das reservas.

Ademais, importante destacar que não somente a atividade do petróleo é muito rentável em relação à maioria das outras indústrias, mas a quantidade de imposto que gera também é especialmente alta. No recente estudo “Medidas regulatórias no setor de óleo e gás elevarão o crescimento da economia”, da Secretaria de Política Econômica, do Ministério da Fazenda (SECRETARIA, 2016), encontram-se alguns dados interessantes relacionados a conteúdo local, prorrogação de contratos de concessão e medidas para abarcar campos com produção interrompida, e os consequentes impactos na economia do país.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Regimes fiscais no mundo

No mundo, em geral, os contratos de petróleo se dividem em dois grupos de sistemas fiscais, embora haja uma infinidade de condições distintas.

O primeiro grupo inclui os regimes "concessionários", assim chamados porque o governo concede à companhia o direito de assumir o controle de todo o processo - da exploração à comercialização - dentro de uma área fixa por um período de tempo específico. Dado que a produção e a venda do petróleo estão sujeitas a royalties, impostos, participações especiais e outros, estes sistemas são comumente conhecidos como royalties/impostos. Em alguns países existe também o sistema concessionário com a parceria estatal, em que o Estado atua diretamente, ou mediado por uma empresa estatal, como integrante do consórcio.

Os sistemas "contratuais" compreendem o segundo grupo. Destaca-se que a propriedade do petróleo continua sendo do Estado, podendo parte deste ser transferido à empresa, a depender do arranjo contratual estabelecido. Os acordos se subdividem ainda, predominantemente, em: acordos de serviços e contratos de partilha de produção. Embora existam diferenças entre eles, as diferenças não são grandes de um ponto de vista mecânico ou financeiro (JOHNSTON, 1994).

Nos acordos de serviços, em inglês *Service Agreements* (SAs), a empresa é paga por uma taxa em dinheiro para prestar o serviço de explorar, desenvolver e produzir o petróleo, e o Estado fica com a propriedade e o produto da lavra. Há os contratos denominados de serviço puro, em que, independentemente dos resultados obtidos com a lavra, a empresa é remunerada. E também os contratos com cláusulas de risco, em que a empresa recebe apenas se houver desenvolvimento econômico do petróleo.

Nos contratos de partilha de produção, conhecidos em inglês como *Production Sharing Contracts (PSC)* ou *Production Sharing Agreement (PSA)*, a propriedade do petróleo produzido é do Estado, sendo que parte deste é utilizado para pagar a empresa contratada pelos custos e riscos incorridos nas atividades de exploração e produção. A transferência da posse do petróleo, referente à parte utilizada para pagar a empresa contratada, é feita no ponto de partilha, sendo este definido em contrato e é usual que seja no flange da plataforma.

A Figura 1 ilustra, para uma visão geral, como está dividido globalmente os regimes fiscais.

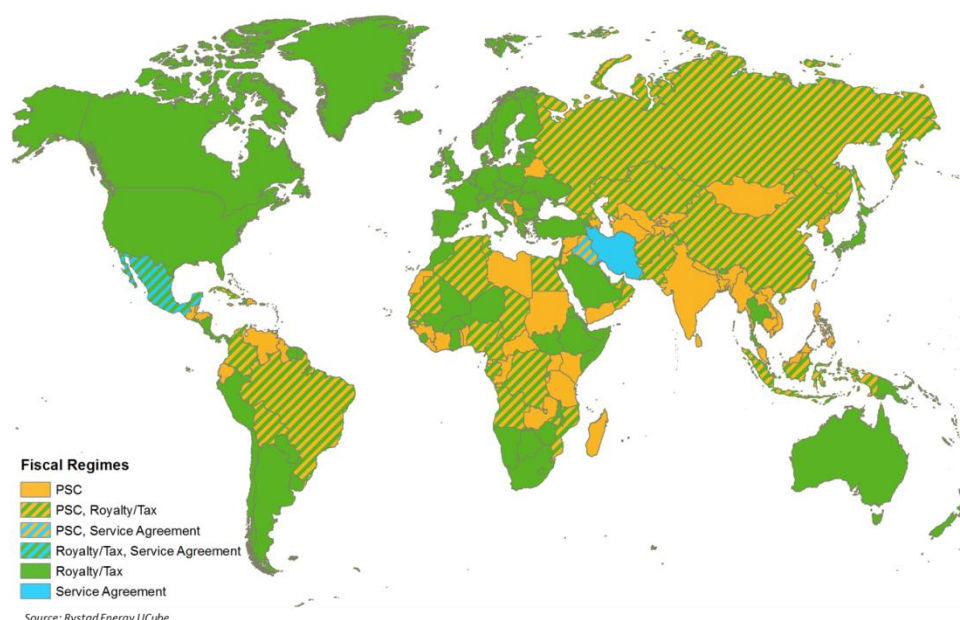


Figura 1 - Divisão dos regimes globalmente

Em LIMA (2013a) o autor afirma que: “nos países exportadores, com grandes reservas e onde o risco exploratório é baixo, é comum a adoção do regime de partilha de produção, do monopólio e da prestação de serviço. Entre os 15 países maiores exportadores de petróleo, apenas o Canadá utiliza o regime de concessão. Países exportadores privilegiam a ação do Estado, com forte atuação das empresas estatais. Na Noruega, prevalece o regime de joint venture e, na Rússia, o de partilha de produção. Na Arábia Saudita, tem-se o monopólio executado por uma

empresa integral do Estado. O Canadá é uma exceção pelo fato de não participar do mercado mundial do petróleo, pois tem os Estados Unidos como mercado cativo”.

2.1.1. Características contratuais

Os regimes fiscais possuem características únicas e bastante distintas, em especial os contratuais, a depender do país em que este é estabelecido.

Cláusulas específicas são incluídas seja para alterar a magnitude das receitas do Estado, e atingir objetivos de determinadas políticas públicas, ou mesmo o período e a forma que estas provisões serão realizadas.

Regimes fiscais são concebidos com análise do impacto dos impostos, em que alguns se aplicam a todos os outros setores da economia e outros são específicos da indústria petrolífera. Citam-se como características de alguns os referentes a: depreciação acelerada; subsídios de custo; regras de dedução de juros; perdas remanescentes; créditos de investimento; carências, etc. Alterações nos impostos de importação e exportação ou no de valor agregado também são realizadas.

A taxação progressiva de impostos sobre o rendimento está cada vez mais comum. E as variações são normalmente relativas a parâmetros como o preço do petróleo bruto, o volume de produção e o valor das vendas. Usualmente são feitos adicionais ao tradicional imposto de renda.

Assim, foram concebidos os denominados impostos sobre aluguel de recursos (“*resource rent tax*”), que vinculam a tributação diretamente à rentabilidade do projeto. Na sua forma pura, os impostos são diferidos até que todos os gastos tenham sido recuperados e o projeto tenha produzido um retorno alvo predefinido. Em seguida, aplica-se um imposto marginal muito elevado a todas as receitas operacionais subsequentes. Basicamente, ao projeto é concedida uma carência na antecipação de retornos governamentais sobre o tempo.

Os principais sistemas são:

- Fator R: a relação entre as receitas acumuladas após impostos e as despesas acumuladas - de capital e operacionais, e
- Taxa de retorno: se aplicam quando uma taxa interna de retorno objetivo foi alcançada, e está vinculado ao retorno do investimento do projeto (considera o valor temporal do dinheiro).

E a forma mais comum, que são os denominados royalties, também variam sobremaneira nos países que são aplicados. Alguns adotam com base no volume ("*unit*" ou royalty "específico") ou no valor (royalty "*ad valorem*") da produção ou exportação. Para mitigar a característica intrínseca da regressividade, alguns países adotam royalties com escala, normalmente variável em função dos níveis de produção, valores de vendas, profundidade da água ou dos poços, ou mesmo com a adoção de fatores R.

Além disso, tipicamente são utilizadas formas não tributárias de cobrança de aluguel, tais como os de superfície (geralmente pagos anualmente com base no tamanho da área), bônus e compartilhamento de produção. Citam-se ainda as taxações referentes a obrigações ambientais (apólices de seguros), as para pesquisa e desenvolvimento e as de desempenho, tais como as de abandono da área. Normalmente os custos associados à proteção do ambiente são considerados parte do custo das operações e são dedutíveis.

Os bônus também possuem variações na forma que são aplicados. Normalmente existem os de assinatura e os que podem ser pagos após a descoberta, declaração de comercialidade, comissionamento de instalações, início da produção, ou quando atingem determinado volume (acumulado ou diário) de produção.

O limite de recuperação de custos é outra característica dos regimes contratuais (alguns autores consideram que esta é uma das diferenças marcantes para os grupos concessionários). Basicamente o limite assegura que em cada período contábil o governo terá uma participação na produção. Destaca-se, porém, que grande parte dos contratos de partilha de produção não há limites. Os que possuem, estabelecem um

percentual (Johnston, 1994, cita que usualmente é entre 40-60%) que, após dedução dos royalties, uma percentagem da receita remanescente é utilizada para recuperar os custos. Se os custos excederem este limite, a diferença só pode ser recuperada em períodos subsequentes, impactando no tempo de retorno e atratividade do projeto.

A especificação do denominado “*ring fence*” também se dá via contrato. Nada mais é que a delimitação da área que será permitida para a dedução dos custos. O usual é que seja feita projeto a projeto em determinada área, porém alguns países permitem que seja feito por empresa.

Algumas outras características contratuais que não estão diretamente relacionadas a taxas e impostos, mas que impactam sobremaneira os regimes fiscais e a atratividade do país em geral, são as obrigações de conteúdo local.

A Figura 2 ilustra as classificações dos sistemas fiscais e algumas de suas características.

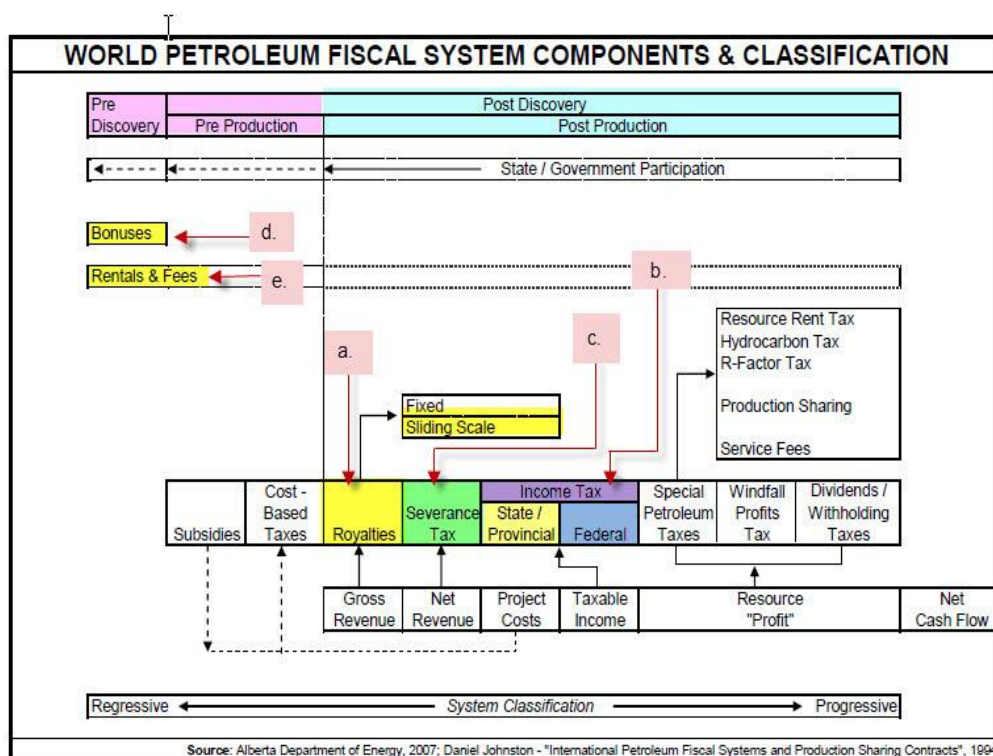


Figura 2 – Características dos regimes fiscais

Buscou-se fornecer um panorama geral das características dos sistemas fiscais e instrumentos utilizados. Em ERNST & YOUNG (2016) e TORDO (2007), há um detalhamento.

2.2 Regime de partilha de produção

Conforme a exposição de motivos da Lei nº 12.351/2010, e dadas as características excepcionais do pré-sal, a atividade de exploração e desenvolvimento nele incluídas proporcionariam significativos excedentes de renda petrolífera, que deveria ser utilizada para beneficiar toda a sociedade brasileira. Assim, houve alteração no marco regulatório relacionado a atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil.

Conceitua-se renda econômica como a diferença entre o valor da produção e seu custo. Na parcela dos custos inclui-se a remuneração de todos os fatores produtivos, ou seja, além dos gastos com trabalhadores, bens consumidos no processo produtivo e outros, inclui-se a remuneração do capital por aqueles que financiam o investimento. A renda econômica, portanto, diz respeito ao excedente necessário para mobilizar os fatores produtivos (JOHNSTON, 2003).

A Figura 3 a seguir detalha a divisão da renda petrolífera no regime de partilha e os fatores dos quais depende.

RECEITA BRUTA	Excedente econômico	Renda Petrolífera	Tributos e participações governamentais (administração Pública)	Parcela do governo	Excedente em Óleo (Profit Oil)
		Remuneração do capital (custo de oportunidade do capital)	Lucros e dividendos da parceria empresa estatal – empresa estrangeira/ privada	Parcela empresa contratada	
	Custos recuperáveis	Custos de abandono	Custos recuperáveis (incorridos pela empresa contratada)	Custos recuperáveis	Custo em Óleo (Cost Oil)
		Custos operacionais			
		Custos de desenvolvimento			
		Custos exploratórios			

Figura 3 - Renda petrolífera. (Tolmasquim e Pinto Jr, 2011)

Em suma, sobre a receita bruta do projeto, correspondente ao volume total da produção, calcula-se o valor dos royalties e estabelece-se um limite percentual para o custo em óleo e consequentemente como custos recuperáveis.

O custo em óleo é o conjunto de despesas do contratado, relativas à execução de atividades de exploração, desenvolvimento, produção e abandono, passíveis de ressarcimento até determinado limite estabelecido. Estabelecem-se também quais despesas, em termos gerais, podem compor o custo em óleo. Quando a soma dessas despesas em um dado período excede o limite do custo em óleo, a diferença pode ser recuperada nos períodos subsequentes.

Assim, abatidos da receita bruta os royalties e o custo em óleo, resta o denominado excedente em óleo, que será dividido entre a União e o contratado, em conformidade com as escalas e percentuais definidos no contrato de partilha de produção celebrado.

Com o objetivo de ajustar a partilha do excedente de acordo com a rentabilidade do projeto, esses percentuais podem variar em função de diferentes fatores, cujas características serão analisadas neste trabalho,

como, por exemplo, o preço do petróleo, o volume de produção acumulada ou a produção média dos poços.

Os impostos sobre a renda incidem ainda sobre a parcela do excedente em óleo que é destinada ao contratado, ou seja, sobre o lucro do projeto. Ao final, a União se apropria dos royalties, do seu excedente em óleo e dos valores pagos pelo contratado a título de impostos, em especial o sobre a renda.

Por fim, somando-se a parcela da União com o bônus de assinatura, o qual não é dedutível como custo em óleo, e dividindo-se pela receita bruta menos o custo em óleo, obtém-se o que se denomina de “*government take*” ou parcela governamental.

2.3 Eficiência de sistemas fiscais

A parcela governamental e os parâmetros da partilha inserem-se no que se denomina na indústria do petróleo como sistema fiscal. Tais sistemas podem apresentar distintos e complexos níveis de eficiência e usualmente são muito diversificados em todo o mundo.

A incerteza de projetos na indústria do petróleo se correlaciona diretamente com o custo do investimento, e a gestão de risco é uma característica intrínseca. Enquanto as companhias petrolíferas se protegem com um portfólio diversificado de projetos, com diferentes parceiros, países normalmente não possuem a capacidade de diversificar seus investimentos. Ao desenhar sistemas fiscais parte do risco é transferido às companhias de petróleo, e a forma como são feitos impactam sobremaneira a atratividade de modo geral.

Sistemas fiscais que possuem características como neutralidade, flexibilidade, progressividade e estabilidade, são considerados mais eficientes.

REZENDE (2001) considera a neutralidade como importante princípio de política fiscal e preconizado pela teoria econômica. Caracteriza-se o princípio da seguinte maneira: o projeto é economicamente viável antes e depois da aplicação do instrumento fiscal.

Dito de outra forma, a taxa interna de retorno é maior que a mínima de atratividade tanto antes quanto depois da aplicação do instrumento fiscal. A neutralidade é importante por não gerar distorções (HOGAN & GOLDSWORTHY, 2010).

A característica principal de sistemas flexíveis, sob a ótica governamental, é garantir ao país uma parcela adequada da renda econômica sob diversas e extremas condições do projeto, e consequentemente da rentabilidade.

A progressividade, outro atributo de sistemas fiscais eficientes, deriva da flexibilidade. Assim, deve-se conceber maiores alíquotas quanto maior a capacidade contributiva do agente, o que também está relacionado ao seu lucro.

Sistemas progressivos são considerados flexíveis, tendo em vista que variam a parcela governamental em função do comportamento da variável parametrizada.

Noermalmente a base de cálculo sobre a qual se aplica a alíquota, e não ela mesma, é o mais importante para sistemas ditos neutros. Se a incidência se der sobre o lucro econômico a neutralidade é atingida.

A estabilidade de sistemas fiscais é o conceito da própria palavra. Não estar sujeito a variações imprevistas, ou seja, a simplicidade do sistema, bem como da métrica de partilha, é extremamente importante.

O preço, o volume de produção e variáveis que atingem os custos tais como economias de escala, risco e taxa de juros, são alguns fatores que alteram as denominadas rendas petrolíferas.

Conceber um sistema fiscal eficiente é criar mecanismos simples, que absorvam eventuais variações sem desestimular o investimento ou impor elevados riscos futuros de alterações.

Desta forma, um bom contrato de partilha da produção possui instrumentos progressivos, em prol da flexibilidade, parametrizado em função da rentabilidade e a favor da simplicidade e neutralidade.

Portanto, escolher as variáveis que serão utilizadas para determinar a rentabilidade ou lucro é essencial.

Normalmente a apuração direta do lucro demanda o tratamento de questões de extrema complexidade tais como fiscais, de amortização,

taxa de desconto, método de acumulação de receitas e despesas, avaliação de risco, etc. Assim, sistemas progressivos que acompanhem diretamente o lucro induzem também a custos administrativos maiores.

No segmento de exploração e produção há dois elementos principais na determinação da renda petrolífera: preços do petróleo e custos, cada um dos quais, por sua vez, dependente de inúmeros outros fatores.

Faz-se mister, portanto, uma breve análise sobre como estes fatores impactam a renda econômica do projeto.

Quaisquer alterações de preços produzirão variações mais que proporcionais na renda econômica, assim faz-se necessário a inclusão deste parâmetro em qualquer modelo, seja diretamente ou não, para dividir a renda econômica dos projetos.

Porquanto, a utilização de um mecanismo tipo escala móvel segundo o qual a alíquota da partilha da produção varia proporcionalmente à variação do preço do petróleo é um instrumento adequado.

As economias de escala se manifestam em diversas dimensões (SCHERER E ROSS, 1990), e no segmento petrolífero não é diferente. Neste, as economias de escala ocorrem principalmente nas dimensões relativas à unidade produtiva e ao bloco. Em apertada síntese, afirma-se que as economias de escala se manifestam na queda do custo unitário com o incremento do volume de petróleo e gás produzidos.

No segmento de exploração e produção, e, em especial em águas profundas (MORAIS, 2013), entretanto, as possíveis tecnologias a serem empregadas ficam condicionadas às características dos hidrocarbonetos descobertos e do reservatório.

As unidades operacionais de produção drenam o petróleo e gás. Estas unidades podem ser divididas em poços (denominados de *subsea*) e a própria plataforma (conhecidos como *top side*). Importante destacar que até o limite técnico-operacional da unidade, aumentos de produção ocorrem acompanhados por custos médios menores, dado que o custo variável varia proporcionalmente em relação à produção.

FAVENNEC e BRENT-ROUZAUT (2010) categoriza os custos em: exploratórios; investimento na fase exploratória; investimento da fase de

desenvolvimento e custos operacionais. São considerados custos fixos os três primeiros grupos e possuem, portanto, economias de escala.

Normalmente os custos exploratórios incluem os custos de perfuração dos poços exploratórios, de desenvolvimento e das instalações de produção.

Na fase de produção, os custos dos poços produtores são tanto fixos como variáveis, dado que os custos com poços variam de forma indireta com a produção.

A capacidade produtiva de cada poço é distinta e inerente a cada bloco. Porquanto, até que a sua capacidade seja atingida os custos não variam, ou seja, a sua característica de ser fixo é maior.

Depois de atingir sua capacidade, aumentos de produção ocorrem se houver a inclusão de um novo poço, o que introduz a variabilidade ao custo.

Importante destacar que as características de custo fixo preponderam em relação às do custo variável.

Se a capacidade produtiva de um poço é elevada, maior a eficiência econômica na produção do reservatório. Ou seja, são necessários menos poços e conseqüentemente menos sondas e intervenções.

Têm-se com isso uma maior eficiência econômica e por conseguinte maior rentabilidade e lucro.

JOHNSTON (2003) afirma o seguinte: *“the cost of an exploration well provides a useful index for both risk capital as well as potential development costs. Drilling costs can often represent from one-third to one half of development capital”*.

Assim, a produtividade dos poços é um parâmetro que, se adequadamente representada, possibilita que o sistema fiscal de um regime de partilha de produção seja progressivo.

A produtividade do poço produtor é determinada pelas características do reservatório, tais como a pressão inicial, a porosidade e permeabilidade da rocha, e do petróleo nele contido, em que características como a viscosidade são elementos de fundamental importância.

Assim, considerar para a avaliação da renda econômica, e a divisão do óleo em contratos de partilha de produção, as características de poços mais produtivos é tão importante quanto considerar a variação dos preços do petróleo.

Pode-se afirmar que ambas variáveis capturam lucro de fatores para os quais o contratado não exerce diretamente ações para modificação, ou seja, são obtidos de forma alheia.

Denomina-se *windfall profit*, alguns autores traduzem como “lucro sem sorte”, as receitas obtidas com esta natureza. Por conseguinte, a captura da totalidade destas rendas não altera a decisão de investimento do contrato, posto que os fatores que originaram o *windfall profit* não estão presentes no momento da decisão do investimento.

Como anteriormente citado, há na literatura diversos métodos que se têm utilizado para captura de renda extraordinária, tais como o preço do petróleo, o volume de produção acumulada e diferentes variações deste, a produção média dos poços como adotado no Brasil, o denominado “fator R” ou a avaliação via taxa de retorno.

Em uma análise de 65 regimes, WOOD MACKENZIE (2010) revela os mais comumente adotados, conforme tabelas a seguir:

Tabela 1 – Resumo dos regimes adotados

Regime	Número
Produção acumulada	1
Flat	8
IRR	2
IRR ou produção acumulada	1
Localização	1
Produção	19
Produção e preço	1
Produção, preço e localização	1
Produção e produção acumulada	1
Produção e localização	11
Fator R	12
Fator R e localização	1
Fator R e produção	4
Fator R, localização e produção	1
Tempo, produção e localização	1

Vê-se que o preço não é utilizado isoladamente em nenhum regime, e que não é comum seu uso diretamente para a divisão do óleo.

Tabela 2 – Regimes e percentuais de óleo do governo.

País	% óleo Gov.	Método	País	% óleo Gov.	Método
Equatorial Guinea	20 - 60	Produção acumulada	Trinidad e Tobago	0 – 65	Produção, preço e localização
Croatia (<i>offshore</i>)	60	Flat	Brunei	14 – 50	Produção e produção acumulada
Georgia	49	Flat	China	4 – 55	Produção e localização
Malaysia Thailand JDA	50	Flat	Congo-Brazzaville	50 – 75	Produção e localização
Oman	85	Flat	Cote d'Ivoire	45 – 90	Produção e localização
Philippines	60	Flat	Egypt	60 – 82	Produção e localização
Syria	30	Flat	Gabon	50 – 80	Produção e localização
Timor Leste Australia JPDA	40	Flat	Kenya	45 – 75	Produção e localização
Timor Leste	40	Flat	Mauritania	30 – 50	Produção e localização
Uzbekistan	50 - 80	TIR	Myanmar	50 – 90	Produção e localização
Western Sahara	28 - 85	TIR	Pakistan (<i>offshore</i>)	5 – 80	Produção e localização
Angola	30 - 90	TIR ou Produção acumulada	Senegal	20 – 60	Produção e localização
Indonesia	65 – 85	Localização	Vietnam	50 – 80	Produção e localização
Bangladesh	55 – 80	Produção	Albania	0 – 15	Fator R
Benin	55 – 75	Produção	Azerbaijan	50 – 90	Fator R
Cambodia	42 – 67	Produção	Cameroon	25 – 65	Fator R
Eritrea	20 – 60	Produção	Iraq (Kurdistan)	70 – 85	Fator R
Ethiopia	28 – 80	Produção	Kirgizstan	50 – 70	Fator R
Guinea Bissau	10 – 25	Produção	Mozambique	10 – 60	Fator R
Guinea Bissau-Senegal JEZ	25 – 55	Produção	Niger	45 – 75	Fator R
Guinea	25 – 60	Produção	Nigeria	30 – 75	Fator R
Jordan	40 – 70	Produção	Nigeria-São Tome JDZ	20 – 75	Fator R
Liberia	40 – 60	Produção	Sri Lanka	0 – 50	Fator R
Madagascar	25 – 65	Produção	Suriname	10 – 80	Fator R
Mali	20 – 50	Produção	Turkmenistan	35 – 90	Fator R
Nepal	10 – 80	Produção	India	10 – 90	Fator R e localização
Qatar	80 – 90	Produção	Malaysia	20 – 90	Fator R e produção
Sudan	61.5 – 80	Produção	Malta	70 – 90	Fator R e produção
Tanzania	70 – 90	Produção	Bahrain	45 – 90	Fator R e produção
Togo	45 – 60	Produção	Bolivia	25 – 98	Fator R e produção
Uganda	45 – 67,5	Produção	Libya	15 – 96	Fator R, localização e produção
Yemen	70 – 80	Produção	Guyana	45 - 50	Tempo, localização e produção
Uruguay	30 – 100	Produção e preço			

*Adaptado de WOOD MACKENZIE (2010)

Não é objetivo deste trabalho uma análise pormenorizada das vantagens e desvantagens de cada um dos regimes. Far-se-á o detalhamento acerca do utilizado na única licitação sob o regime de partilha no Brasil, a área de Libra.

2.4 Caso de Libra

No modelo estabelecido pelo Marco Regulatório do Pré-Sal, conforme estabelece o art. 18 da Lei nº 12.351, de 2010, o vencedor da licitação é aquele que oferta o maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo e os critérios definidos pelo CNPE.

O bônus de assinatura é um valor fixo, definido pelo CNPE em R\$ 15 bilhões, enquanto que o percentual de royalties possui a alíquota fixa de 15% sobre o valor da produção.

Assim, no edital de licitação do campo de Libra, descoberto em 2010 por meio do poço 2-ANP-0002A-RJS e leilado em 2013, adotou-se como parâmetros de partilha para o excedente em óleo a tabela abaixo:

Tabela 3 – Oferta de lance do edital

			Média da produção diária de petróleo dos poços produtores (bbl/d)											
	De	até	0	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	> 24.001
			4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000	
Preço Brent (US\$/bbl)	0	60,00	=OF-31,72%	=OF-15,85%	=OF-9,62%	=OF-6,33%	=OF-4,26%	=OF-2,56%	=OF-1,48%	=OF-0,86%	=OF-0,29%	=OF+0,23%	=OF+0,69%	=OF+1,11%
	60,01	80,00	=OF-26,45%	=OF-12,85%	=OF-7,51%	=OF-4,70%	=OF-2,92%	=OF-1,46%	=OF-0,54%	=OF-0,00%	=OF+0,48%	=OF+0,92%	=OF+1,32%	=OF+1,68%
	80,01	100,00	=OF-19,44%	=OF-8,86%	=OF-4,71%	=OF-2,52%	=OF-1,14%	=OF-0,00%	=OF+0,71%	=OF+1,13%	=OF+1,51%	=OF+1,85%	=OF+2,16%	=OF+2,44%
	100,01	120,00	=OF-14,98%	=OF-6,32%	=OF-2,92%	=OF-1,13%	OF	=OF+0,93%	=OF+1,51%	=OF+1,86%	=OF+2,17%	=OF+2,45%	=OF+2,70%	=OF+2,93%
	120,01	140,00	=OF-11,89%	=OF-4,56%	=OF-1,69%	=OF-0,17%	=OF+0,79%	=OF+1,57%	=OF+2,07%	=OF+2,36%	=OF+2,62%	=OF+2,86%	=OF+3,07%	=OF+3,26%
	140,01	160,00	=OF-9,62%	=OF-3,27%	=OF-0,78%	=OF+0,53%	=OF+1,36%	=OF+2,04%	=OF+2,47%	=OF+2,72%	=OF+2,95%	=OF+3,16%	=OF+3,34%	=OF+3,51%
	> 160,01		=OF-5,94%	=OF-1,18%	=OF+0,69%	=OF+1,68%	=OF+2,30%	=OF+2,81%	=OF+3,13%	=OF+3,32%	=OF+3,49%	=OF+3,65%	=OF+3,73%	=OF+3,91%

Definiu-se como percentual mínimo o valor de 41,65% para “OF” (de oferta). Embora tenha tido 11 empresas habilitadas, houve apenas um consórcio que participou do referido leilão, sagrando-se vencedor com a oferta mínima de 41,65%.

Assim, os percentuais a serem partilhados ficaram conforme tabela 4.

Tabela 4 – Percentuais de excedente em óleo da União

			Média da produção diária de petróleo dos poços produtores (bbl/dia)											
	De	até	0	4001	6001	8001	10001	12001	14001	16001	18001	20001	22001	24001
			4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000	> 24001
Preço Brent (US\$/bbl)	0	60	9,93%	25,80%	32,03%	35,32%	37,39%	39,09%	40,17%	40,79%	41,36%	41,88%	42,34%	42,76%
	60,01	80	15,20%	28,80%	34,14%	36,95%	38,73%	40,19%	41,11%	41,65%	42,13%	42,57%	42,97%	43,33%
	80,01	100	22,21%	32,79%	36,94%	39,13%	40,51%	41,65%	42,36%	42,78%	43,16%	43,50%	43,81%	44,09%
	100,01	120	26,67%	35,33%	38,73%	40,52%	41,65%	42,58%	43,16%	43,51%	43,82%	44,10%	44,35%	44,58%
	120,01	140	29,76%	37,09%	39,96%	41,48%	42,44%	43,22%	43,72%	44,01%	44,27%	44,51%	44,72%	44,91%
	140,01	160	32,03%	38,38%	40,87%	42,18%	43,01%	43,69%	44,12%	44,37%	44,60%	44,81%	44,99%	45,16%
	> 160,01		35,71%	40,47%	42,34%	43,33%	43,95%	44,46%	44,78%	44,97%	45,14%	45,30%	45,38%	45,56%

Algumas outras características do referido Leilão encontram-se na tabela adiante:

Tabela 5 – Características do leilão de Libra

Área do Bloco	1.548 km ²
Conteúdo Local global mínimo	Fase de exploração: 37%
	Fase de produção: 55% para módulos implantados até 2021 e 59% a partir de 2022
Duração do contrato	35 anos
Duração da fase de exploração	4 anos
Programa exploratório mínimo	Área do bloco com sísmica em 4-D, perfuração de dois poços exploratórios e um teste de longa duração
Teto do custo em óleo	50% nos dois primeiros anos e 30% nos seguintes (se não recuperar por dois anos, passa a ser de 50%)
Consórcio vencedor	Petrobras (30% operadora e 10% no leilão); Shell (20%); Total (20%); CNOOC (10%) e CNPC (10%)
Comitê operacional	Percentual para decisões variam de acordo com importância. PPSA com 50%

Ainda, segundo estimativas, o campo de Libra contém entre 7 e 12 bilhões de barris de óleo equivalente recuperáveis.

Vê-se que houve a opção do governo pela utilização de duas escalas móveis para se definir o excedente da União – preço do petróleo (média mensal dos preços diários do *brent dated*) e produção média por

poço produtor (não são considerados para cálculo os poços restringidos por questões técnico-operacionais e que estejam abaixo da média dos demais poços do campo).

3. ANÁLISES

3.1 Aspectos gerais

Conforme detalhado ao longo deste trabalho, as opções adotadas no caso de Libra refletem um sistema fiscal de partilha que busca a flexibilidade necessária para garantir à União uma parcela adequada da renda econômica para diferentes condições de rentabilidade do projeto.

Uma variação no preço, importante elemento na determinação do lucro, resulta num incremento da renda econômica. Da mesma forma, quanto mais produtivo um poço, maior a eficiência econômica da produção do reservatório, ou seja, maior a rentabilidade.

Assim, se por um lado em cenários mais desfavoráveis de preço e produtividade, o fator de partilha se reduz, por outro lado, o fator de partilha aumenta em cenários de preço e produtividades mais elevados.

O incremento da renda do contratado em função de preço e produtividade é extraordinário, sem que, em geral, este realize qualquer ação para isso. O crescimento do excedente em óleo da União em função desses dois fatores procura capturar parte dessa renda extraordinária, o que traz ao sistema de partilha outra característica importante que é a progressividade.

Importante destacar também que tanto maior será o percentual da União quanto maior for a capacidade contributiva do contratado ao longo do projeto.

Verificou-se que a opção pela produção média por poço produtor foi uma inovação em relação ao uso do volume de produção acumulada, que, embora seja empregado em vários países, cria distorções que desestimulam novos investimentos próximos ao final do contrato.

Em relação ao pagamento de bônus de assinatura, que no caso de Libra foi fixado em R\$ 15 bilhões, cabe salientar que este instrumento é de natureza altamente regressiva, portanto, uma combinação adequada

dos parâmetros de bônus e percentuais de excedente em óleo faz-se necessária.

Ademais, a exigência de pagamento de um bônus muito elevado no ato da assinatura do contrato tende a diminuir a competição no leilão. Em contrapartida, quanto maior for o bônus de assinatura, maior é o incentivo para que as empresas acelerem a exploração do campo de modo a recuperar rapidamente os valores já desembolsados.

Em suma, a escolha do bônus de assinatura e do percentual mínimo de excedente em óleo é um *trade-off* entre risco e retorno e são resultado da avaliação econômica do projeto com base em um conjunto de premissas técnicas (configuração do projeto, ritmo de desenvolvimento da produção pretendido, característica dos poços produtores) e econômicas (custos, impostos, preço do petróleo, taxa de desconto).

Em resumo, a regra de construção das tabelas de partilha do excedente em óleo, bem como o montante do bônus de assinatura, deve possibilitar o equilíbrio na captura da renda petrolífera (inclusive em termos temporais) com a atratividade das áreas oferecidas na licitação.

O *government take* é utilizado como parâmetro de normalização das alternativas possíveis, por ser uma medida consagrada, com conceito relativamente consolidado, que indica a parcela da renda do projeto que é capturada pelo Estado. Seu complemento, portanto, indica a fração da renda do projeto a que os investidores têm direito, o que constitui evidente balizador para a decisão de investimento.

À época do leilão o governo anunciou que o *government take* era de 75% no caso de Libra (ANP, 2013, apresentação na Câmara dos Deputados) e havia uma expectativa de competição, com mais de 40 empresas (G1 – matéria globo, 2013), que elevaria esse percentual. Não foi o que ocorreu. Houve, no total, 11 empresas habilitadas.

Veja-se adiante o *government take* médio de alguns países com que o Brasil disputa investimento em atividades de exploração e produção.

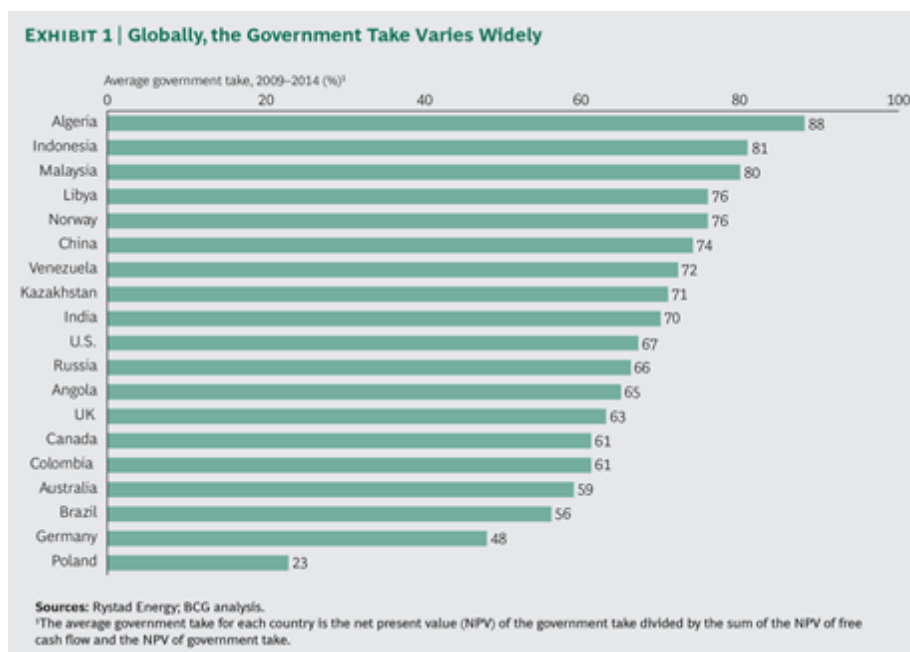


Figura 4 – Dados de *government take*

Cabe ressaltar que neste trabalho do Boston Consulting Group - BCG o percentual de 56% do gráfico acima, que o Brasil possui, é referente ao sistema de concessões.

Análises realizadas acerca do leilão

LIMA (2013a) conclui em seu estudo acerca do edital que deveria ser suspenso o leilão em face de baixas alíquotas mínimas de excedente em óleo, in verbis: “Em suma, é fundamental que a licitação de Libra seja suspensa e os termos do Edital e do Contrato sejam revistos, pois eles privilegiam os interesses do contratado em detrimento do interesse público. Caso a licitação ocorra como previsto, serão muito baixos os recursos de Libra destinados ao Fundo Social, e consequentemente às áreas de educação e saúde”.

BUSTAMANTE (2015) afirma que o desenho do leilão traz uma série de aspectos que revelam a ineficiência do mesmo, não apresentando o aspecto competitivo verificado nos leilões do regime de concessão. O fato de a Petrobras ser a operadora única dos projetos lhe concede um peso muito significativo nos leilões. A experiência do leilão do campo de Libra

evidencia que este modelo inibe a participação de outros consórcios, que não aquele no qual a Petrobras está inserida. O autor ainda afirma que a oferta vencedora ficou bastante aquém do esperado, cita que analistas do Banco Credit Suisse consideravam que, em ambiente de alta competição, mas com razoabilidade, a proposta vencedora ficaria entre 50% e 70% de percentual de excedente na célula de oferta.

O DEUSTCHE BANK (2013) externou que as companhias petrolíferas Shell e Total fizeram um bom negócio, e que o projeto de Libra sob o regime de partilha no Brasil é atrativo tal como o regime de concessão.

Em recente análise realizada em tese de doutorado, RODRIGUES (2016) propõe a adoção de regimes de serviço diretamente com a empresa Petrobras, posto que este modelo seria mais adequado em termos de arrecadação ao país.

ANDREIS (2016) faz uma análise específica da tabela de partilha em campos menores que o de Libra e sugere que sejam feitas modificações na mesma, em especial para preços baixos. Sugere ainda que estipule-se um teto no *bid* de 60%.

LIMA (2013) analisa a inserção em lei de piso para alíquota mínima de excedente em óleo da União, e que o mesmo deveria ser de 60%.

O especialista em regimes fiscais no mundo MEURS (2013) calculou em 70% o *government take* do caso de Libra e considerou elevado o valor de bônus de assinatura do leilão, com pouco impacto positivo no *take* mas com impacto negativo na taxa interna de retorno do contratado. Também fez considerações na progressividade da tabela adotada, e afirma que ela atinge os objetivos de bons regimes fiscais. O autor sugeriu também que o governo poderia ter feito alterações na participação especial do regime de concessões, que teria obtido resultados melhores.

CONSOLI (2015) faz sugestões regulatórias para o regime de partilha e, em suma, conclui que alterações no sistema de concessões teriam surtido impactos arrecadatários semelhantes para o país.

3.2 Premissas

A avaliação econômico-financeira do projeto do campo de Libra é feita sob fluxo de caixa descontado em dólares¹, e considera o projeto *stand-alone*, ou seja, não avalia aspectos das empresas. Por exemplo, assume-se o pagamento de imposto de renda, mas sabe-se que as empresas dispõem de benefícios fiscais para reduzir o pagamento deste tributo em casos de prejuízos em outros projetos.

Na determinação dos parâmetros econômicos o volume recuperável de referência é de 7,6 bilhões de barris e o perfil médio de produção dos poços é o do campo considerado análogo, o de Lula, em especial em função da quantidade de informações disponível desta área do pré-sal.

A unidade de plataforma típica utilizada é de 180 mil barris/dia, que resulta na configuração de curva de produção, para todos os períodos considerados (no caso os 35 anos de contrato), apresentada abaixo na figura.

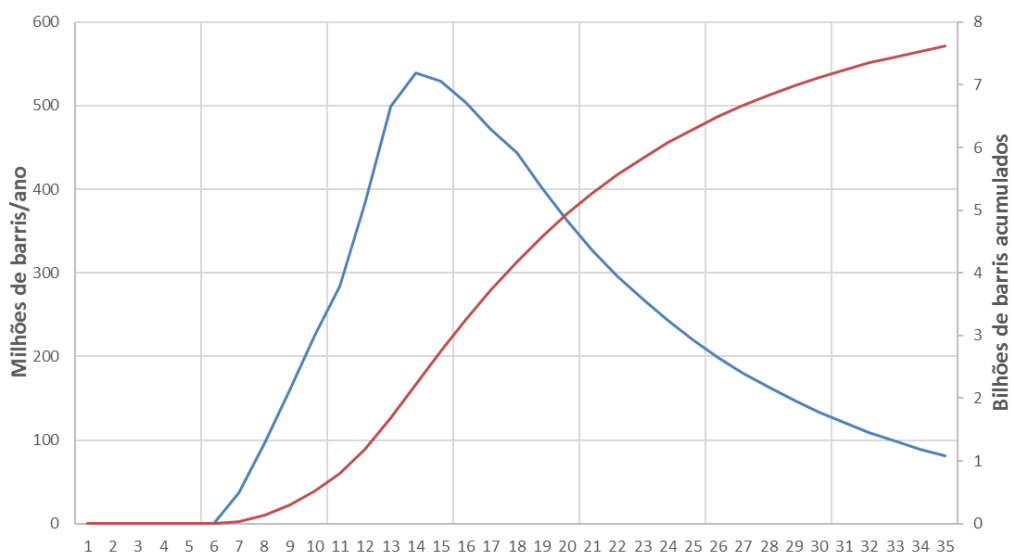


Figura 5 – Premissa de curva de produção

¹ Utilizou-se a premissa de conversão: R\$3 para US\$1 nos casos necessários, incluindo o bônus de assinatura.

É considerado o uso do Repetro (Regime Aduaneiro Especial para a Indústria do Petróleo) e, assim, as unidades são afetadas. O benefício deste regime induz os agentes a reduzir seus investimentos, o que faz com que os custos operacionais cresçam, em especial devido ao arredamento e afretamento dos bens e unidades de produção. Cabe destacar que os poços são os únicos investimentos propriamente ditos.

Há incidência de tributos indiretos em alguns casos, dado que a utilização do Repetro em determinados bens não é total. Emula-se este efeito nas simulações considerando que uma parcela reduzida do valor integral dos bens é lançada como aquisição, aplica-se então a alíquota de tributos indiretos sobre o *capex*.

Considera-se o imposto na renda com alíquota de 34%, soma do imposto de renda (25%) e da Contribuição Social Sobre Lucro Líquido - CSLL (9%), dado que a base de cálculo são as mesmas. O bônus de assinatura é considerado na depreciação dos investimentos intangíveis para efeitos de imposto de renda.

Ainda, utiliza-se o preço *brent* com desconto de 7% de qualidade para efeitos de fluxo de caixa, não para a tabela de partilha.

O perfil de produção de gás foi estimado com a razão gás óleo - RGO média de 280 m³gás/m³óleo. Monetariza-se todo o gás por meio de gasoduto com entrada no segundo ano de produção, ao preço fixo de 6,5 dólares por milhão de Btu.

O limite de custo é de 50% e após dois anos do início da produção este limite é reduzido para 30%. No entanto, se os custos não puderem ser recuperados nessa base, a recuperação dos custos de 50% é prorrogada.

Na prática, a magnitude do limite à recuperação do total de custos incorridos pelas empresas pode variar, e essa variável tem impacto na economicidade de um projeto. Quanto mais elevado for o limite, mais rápido a contratada recupera os seus custos e melhor será o retorno do seu investimento.

Considerando que o impacto desse parâmetro depende da magnitude da receita e dos custos estimados para cada projeto, seu valor

deve ser analisado em conjunto com a conta de custo em óleo e com a capacidade de geração de receita de cada área a ser licitada.

Uma análise a ser realizada como proposta de trabalhos futuros envolve a utilização de tetos variáveis de custo em óleo, por exemplo, aderente com o preço do petróleo tipo *brent*.

O caso de referência apresenta o valor global de custos de US\$ 16,3 por barril de óleo equivalente. Há de se ressaltar que, conforme explanado acima a respeito do Repetro, a proporcionalidade dos custos de investimento é de 13% em relação aos custos operacionais.

A taxa de desconto adotada em todas as simulações foi de 10% a.a.. Taxas de desconto maiores reduzem o valor percebido dos projetos. Assim, quanto maior esta taxa, menor a atratividade da área licitada e menor o valor que o governo pode extrair do projeto. Vários trabalhos nesta seara discutem a denominada “taxa social” adotada em cada país. Na cessão onerosa, por exemplo, foi adotada a taxa de 8,83%.

3.3 Análises e propostas

São realizadas análises das características do projeto adotado como referência e são simuladas situações com a finalidade de verificar aspectos tais como neutralidade, flexibilidade, progressividade e estabilidade, que conferem eficiência a regimes fiscais.

Em uma análise acerca do preço do petróleo, parâmetro este que afeta sobremaneira toda e qualquer análise na indústria do petróleo, foram feitas simulações com valores variando de US\$ 40 a US 170, conforme expõe a figura 6.

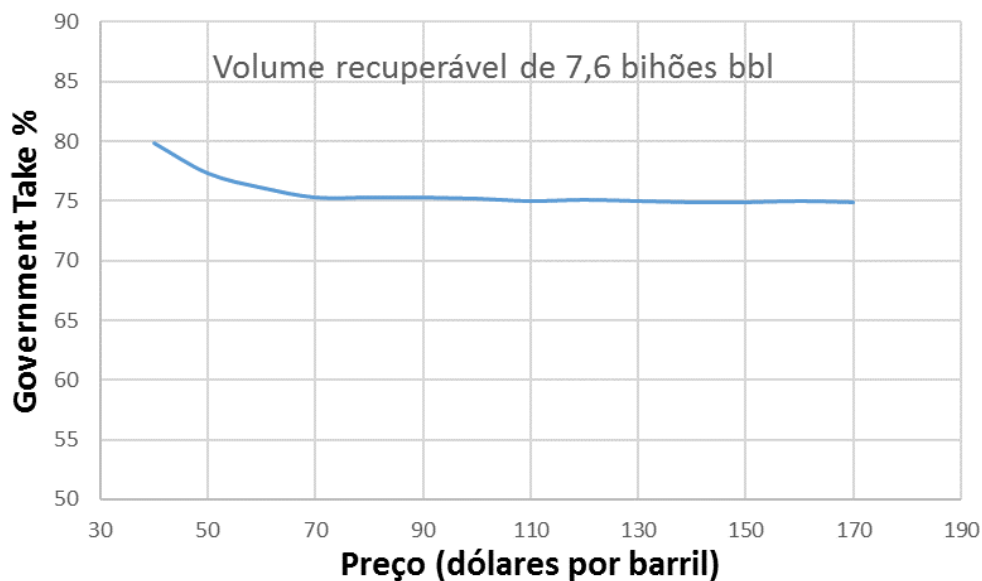


Figura 6 – *Government take* vs. preço

Vê-se que, mesmo com bônus elevado e alíquotas de royalties e impostos afetando o projeto com alta característica de regressividade, o modelo adotado na licitação de Libra atinge o objetivo de neutralidade, sendo que a progressividade da tabela de partilha em relação ao preço é um dos fatores que induzem a esta importante característica do regime fiscal.

Cabe ressaltar, no entanto, que a tabela adotada em Libra parte de uma faixa de valores de preço de US\$ 0 a 60, opção esta adotada pelo governo como mínimo *take*, porém, como visto na figura acima, pode ocasionar elevados valores de *government take* para preços muito baixos.

VIEGAS (2012) realiza uma análise do impacto e correlação do preço do petróleo com custos na indústria. Em estudo recente, EDMAR (2017) também realiza uma análise acerca do assunto. Concluem que há correlação, porém de difícil mensuração.

Recomenda-se neste trabalho a incorporação de duas faixas adicionais na tabela de partilha, em especial em áreas que possuem volumes recuperáveis menores que a excepcional área de Libra.

Sugere-se que se adotem novas faixas de US\$ 0 a 20; US\$ 20 a 40 e então a faixa de US\$ 40 a 60.

Os valores a serem adotados variarão muito a depender do porte e características da área, e a sugestão tem como objetivo conferir maior progressividade ao projeto.

TORDO (2007) apresenta uma análise para faixas de baixos preços e nota-se que o gráfico de *government take* vs. preço inicia-se bastante elevado e depois cai. A análise é realizada para volumes recuperáveis menores.

No modelo brasileiro de partilha, com as simulações aqui realizadas para Libra, o *government take* mínimo (alíquotas de partilha e bônus zero), tendo em vista os impostos e royalties já estipulados, é superior a 50%, o que faz com que a tarefa de aperfeiçoar adequados valores, para campos marginais, seja mais complexa a modelagem, em especial para níveis de preço baixos.

Cabe ainda destacar que pequenos ajustes são requeridos também na faixa extrema de preços, em consonância com o exposto no trabalho de MEURS (2013). O autor sugere que, de uma perspectiva internacional, a diferença entre a taxa mínima e a de topo em relação ao preço é modesta. O mesmo propõe que os valores da tabela deveriam adicionar 5,35% ao mínimo de 41,65% ao invés dos 3,91%, no nível alto de preços e produtividades de poços, o que traria um pouco mais de progressividade ao preço.

Já em uma análise acerca do volume recuperável da área, parâmetro este que também afeta bastante o projeto e que serve como parâmetro de partilha em muitos regimes fiscais de partilha adotados no mundo, foram feitas simulações com valores variando de 2,6 a 8,4 bilhões de barris recuperáveis, conforme expõe a figura abaixo.

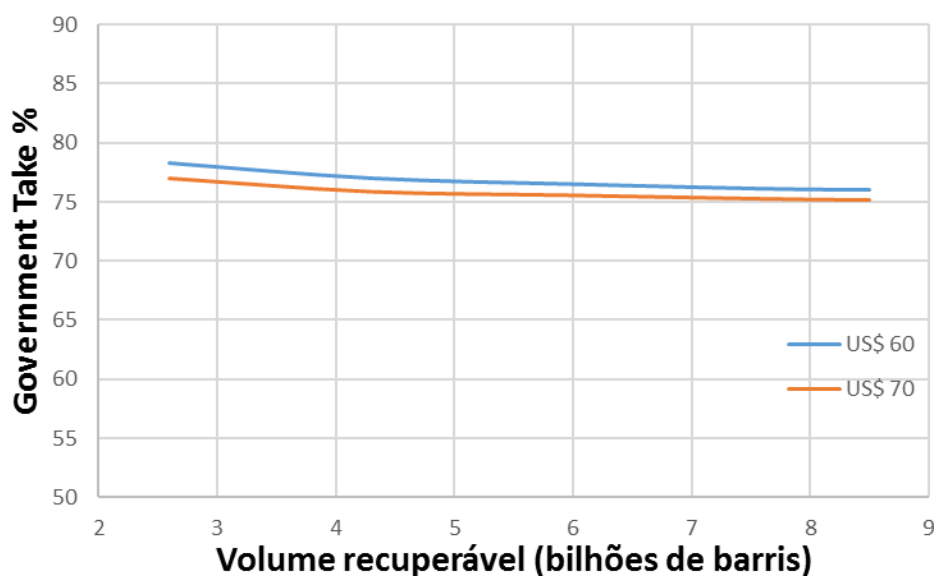


Figura 7 – *Government take* vs. produção

Nela é apresentada a flexibilidade do sistema, que a modelagem de média por poço produtor tem como característica: a independência da quantidade de unidades operacionais a serem utilizadas e a própria produção total, ao longo do tempo, na área do contrato.

Já em relação às variações com a produtividade dos poços, considero que se fazem necessárias adaptações na tabela de partilha para que a mesma absorva maiores rendas com poços muito produtivos.

Vê-se na tabela 6, extraída do boletim Mensal de Produção da ANP, que muitos poços produzem valores superiores a 24 mil barris por dia.

Tabela 6 – Dados de poços produtores no pré-sal

Nº	Nome ANP do Poço	Campo	Bacia	Localização	Operador	Petróleo (bbl/d)
1	7SPH7DSPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	30.928
2	7LL11RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	30.858
3	7SPH1SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	30.419
4	7LL84DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	30.380
5	8LL81DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	30.173
6	9LL20DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	29.553
7	7SPH6SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	29.458
8	9LL12DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	29.407
9	9LL7RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	29.035
10	7LPA1DSPS	Lapa	Santos	Mar	Petrobras	28.862
11	7LL31DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	28.845
12	9LL2RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	28.838
13	7LL36ARJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	28.392
14	7LL27RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	28.368
15	7LL61RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	27.446
16	7LL48DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	27.073
17	7LL51RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	26.639
18	7SPH14DSPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	25.782
19	7LL3DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	25.571
20	7SPH2DSPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	25.019
21	7SPH8SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	24.576
22	9LL19RJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	23.941
23	9BRSA928SPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	23.769
24	7LL73DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	22.559
25	7LL28DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	22.425
26	7SPH4DSPS	Sapinhoá	Santos	Mar	Petrobras	22.306
27	9BUZ4RJS	Búzios	Santos	Mar	Petrobras	22.302
28	7LL45DRJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	21.839
29	3BRSA865ARJS	Lula	Santos	Mar	Petrobras	21.326
30	7JUB58DPAESS	Jubarte ²	Campos	Mar	Petrobras	20.859

Fonte: ANP/SDP/Sigep
Jan/2017

De acordo com dados dos poços produtores no pré-sal, o nível médio de produtividade é elevado, em torno de 20 mil barris/dia por poço produtor.

No entanto, há poços que atingem 40 mil barris/dia por poço produtor.

Assim, considerando que a tabela de partilha do excedente em óleo varia até valores de 2 mil barris por dia, e que está repartindo risco com o contratado em alíquotas nessa faixa (importante aspecto face a indução ao investimento ao final do contrato e consequentemente à produção), sugere-se que sejam incluídas mais duas faixas de valores para níveis mais elevados de produtividade por poço produtor.

Propõem-se então as faixas entre 24 mil e 26 mil, a entre 26 mil e 28 mil e as superiores a 28 mil barris por dia.

Realizaram-se, ainda, simulações para verificar os efeitos de diferentes níveis de custos (*capex* e *opex*) sobre a arrecadação do governo. Importa ressaltar que a variação de custo que possui maior impacto sobre o *government take* é o *opex*. Nesta análise foram feitas duas simulações: com custos totais trinta por cento superiores e inferiores, adotando-se a mesma variação no *opex* e *capex*.

Em suma, e com arredondamentos, o *government take* eleva-se em 1 ponto percentual quando elevam-se os custos e diminui em 1,5 ponto percentual quando diminuem-se os custos. Já a taxa interna de retorno do contratado ocorre o contrário: 1 ponto percentual menor no caso de custos mais altos e 1 ponto percentual maior no caso de custos menores.

Em relação ao parâmetro bônus de assinatura e sua magnitude, faz-se mister destacar, para que o governo não seja induzido a ter dinheiro em momentos presentes, que seria interessante a adoção de uma parametrização.

Adotar-se-ia, por exemplo, para um determinado nível de valor presente líquido um percentual deste valor como bônus. Assim, seria uma maneira adequada de valorizar o regime fiscal de partilha de modo equilibrado.

Para tal, os parâmetros poderiam constar de normatização da lei da partilha, no caso um decreto, para que não seja suscetível a grandes alterações por parte do governo.

Importante destacar que o México², país concorrente do Brasil na busca por investimentos na indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural, adota valores muito baixos de bônus de assinatura, quando o faz, em especial em águas profundas (o *bid* é nas alíquotas de royalties).

2 Maiores detalhes em : www.gob.mx/cnh/; <http://www.ogj.com/articles/2016/12/bhp-cnooc-european-majors-among-winners-for-mexican-deepwater-blocks.html>; e em <http://tbpetroleum.com.br/news/the-success-of-the-deep-water-tender-in-mexico-the-tequila-effect-in-the-caipirinha-brazil/>

Realizaram-se, também, simulações para verificar os efeitos de diferentes níveis de bônus/alíquota de partilha sobre a arrecadação do governo e a taxa interna de retorno do contratado, abaixo apresentada.

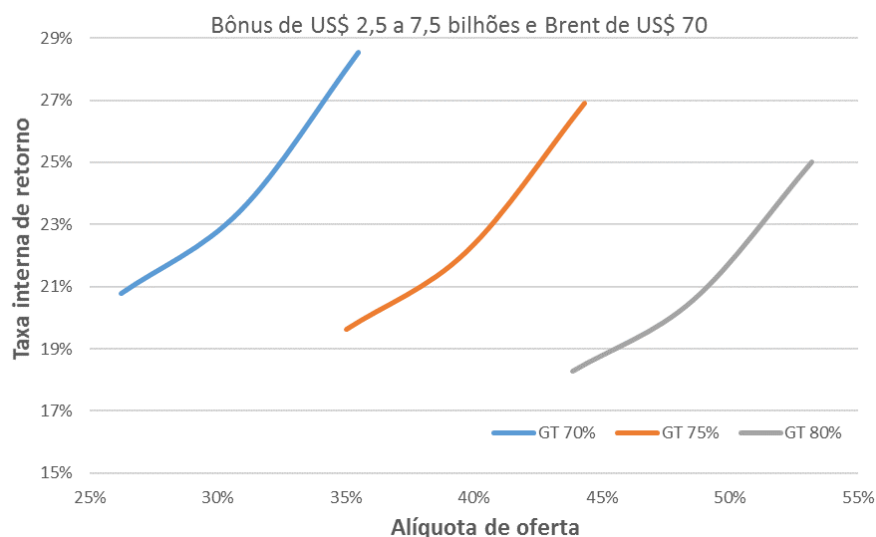


Figura 8 – Taxa interna de retorno

Verifica-se o *trade-off* de bônus e alíquota de oferta de partilha, decisão esta tomada a cada caso pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, a cada nova rodada de partilha de produção que ocorre no Brasil.

4. CONCLUSÃO

Foram expostos conceitos econômicos e parâmetros conceituais de adequados sistemas fiscais para exploração e produção de petróleo e gás, e verificou-se que características tais como neutralidade, flexibilidade, progressividade e estabilidade conferem eficiência a regimes fiscais sob o regime de partilha da produção.

O trabalho realizou uma análise do sistema fiscal do regime de partilha no Brasil, com análise mais detalhada acerca do campo de Libra no pré-sal.

Verificou-se a elevada atratividade e eficiência do sistema adotado. Realizaram-se propostas de ajustes em relação à formação da tabela de partilha do excedente em óleo. Propostas estas em relação aos casos extremos, tanto para baixos quanto muito altos preços e produtividades médias de poço.

Ao longo do trabalho, o estado da arte em análises do leilão foi apresentado e a percepção de que o bônus de assinatura para o caso de Libra foi elevado levou também a uma proposta de fixar em regulamento, essencialmente para que governos não tendam a privilegiar bônus em vez de alíquotas maiores de partilha.

Como propostas para trabalhos futuros sugerem-se estudos que considerem variações para o teto do custo em óleo, como por exemplo, a variação por preço.

Como proposta de aprimoramento da tabela de partilha do excedente em óleo, sugere-se a adição de faixas tanto no preço *brent* quanto na média diária de produção dos poços produtores.

Em relação ao preço foi adotada uma faixa grande, entre zero e sessenta dólares por barril. Tendo em vista que historicamente os preços chegaram a patamares bem baixos, seria interessante repartir o risco com os contratados nestes valores, ou seja, adotar-se-ia uma faixa entre zero

e vinte, outra faixa entre vinte e quarenta e outra entre quarenta e sessenta dólares por barril.

Esta modelagem conferiria também uma melhor transição entre as faixas. Cumpre ressaltar, no entanto, que para campos menores, cujas alíquotas são mais baixas que as alíquotas mínimas adotadas em Libra, realizar o cálculo adequado do tamanho do bônus é muito importante, para que os valores de alíquotas não sejam próximos a zero.

Importante destacar que a atratividade de um investimento na indústria do petróleo está intrinsecamente relacionada a fatores geológicos, regulatórios e fiscais. O presente trabalho realizou uma análise do ponto de vista econômico-fiscal, na qual se concluiu, em geral, pela eficiência do modelo adotado no regime de partilha de petróleo e gás natural da União.

Cabe ressaltar, no entanto, que o trabalho aqui desenvolvido em nada diz respeito a opiniões e decisões do Ministério de Minas e Energia, consubstanciando em uma análise técnica tão somente do autor.

5. BIBLIOGRAFIA

ACCURSO, Vinícius; Almeida, E. L. F., 2012. Modelagem Econômica e Fiscal de Projetos Petrólíferos: Impacto do REPETRO sobre a Rentabilidade de Projetos. Disponível em: <<http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/get-working-paper/525-modelagem-economica-e-fiscal-de-projetos-petroliferos-impacto-do-repetro-sobre-a-rentabilidade-de-projetos>>.

ANDREIS, M., 2016. Desenvolvimento de um campo petrolífero em diferentes condições fiscais: análise do caso brasileiro. Rio de Janeiro.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016a. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Novembro de 2015, n. 63. Publicado em 1 de janeiro de 2016. Disponível em: <<http://anp.gov.br/?pg=79002&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1452072980365>>.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013. Apresentação na Câmara dos Deputados. http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cdeic/apresentacoes-e-arquivos-audiencias-e-seminarios/audiencia-publica-11-12-2013-anp-libra/at_download/file

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013a. Minuta do Contrato de Partilha de Produção, 2013. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Minuta_Edital/minuta_contrato_autorizada_09072013.pdf>.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013b. Edital de Licitação para a Outorga do Contrato de Partilha de Produção - Primeira Licitação de Partilha de Produção, 3 de setembro de 2013. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Edital_autorizado_030913.pdf>.

BINDEMANN, Kirsten. 1999. Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis. Oxford Institute for Energy Studies.

BNDES, Panorama da Tributação no Setor de Petróleo e Gás, em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Ar

quivos/produtos/download/aep_fep/chamada_publica_FEPPros0111_Produto5.pdf.

BOSTON CONSULTING GROUP – disponível em <https://www.bcgperspectives.com/content/articles/energy-environment-government-take-upstream-oil-gas>.

BRASIL, 2010b. Lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>.

BRASIL-ROUNDS, 2016. Brasil-Rounds Licitações de Petróleo e Gás. ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/Resultado_Rodadas/resultados.asp>.

BROADWAY, R., & Kenn, m., 2010. Theoretical perspectives on resource tax design. In: P. Daniel, M. Keen, & C. McPhearson, The Taxation of Petroleum and Mineral: Principles, Problems and Practice (p. 454). Oxon, Abingdon: Routledge.

BUSTAMANTE, L.A.C., 2015. A frustração com a partilha de produção: o leilão do campo de Libra. <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td168>.

CARLTON, D. W., & Perloff, J. M. (2005). Modern Industrial Organization. Prentice Hall.

CONSOLI, H. S.; Almeida, E. L. F., Os Impactos das Mudanças Regulatórias de E&P em Águas Profundas: uma análise sobre a estrutura de custos no upstream, Monografia. 2012.

CONSOLI, H. S.; Almeida, E. L. F., 2015. The Regulatory Framework and the Economic Feasibility of E&P Projects in Brazil. ELAEE.

DEUTSCHE BANK, 2013. Brazil's Libra auction. Disponível em http://pg.jrj.com.cn/acc/Res/CN_RES/INDUS/2013/10/22/da201f86-8509-4406-8b09-601bb712753e.pdf

EDMAR (2016). <https://infopetro.wordpress.com/2016/03/22/o-ajuste-forcado-da-industria-de-petroleo/>. Acesso em: 24 de abril de 2017.

EIA – U.S. Energy Information Administration. Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs, 2016. <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/>.

ERNST & YOUNG, 2016. Global oil and gas tax guide.

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, 2010. Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de

Santos, Brasil. 15 de setembro de 2010. Disponível em: <<https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwib7IGByonLAhVDPz4KHTL0CuoQFggdMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.anp.gov.br%2F%3Fdw%3D33422&usg=AFQjCNGk2FrMO1GM LmVGKiYh43hmvGKwQg&sig2=09s1HxwhtEs2c6Gon2KdQ>>.

FAVENNEC, J. P., & Brent-Rouzaut, N., 2010. Petróleo & gás natural: como produzir e a que custo. Synergia Editora.

G1 – matéria globo, 2013. ANP divulga relação de 11 empresas interessadas em leilão do pré-sal. <http://g1.globo.com/economia/noticia/2013/09/anp-divulga-relacao-de-11-empresas-interessadas-em-leilao-do-pre-sal.html>.

GUTMAN, José, 2007. Tributação e outras obrigações na Indústria do Petróleo. Freitas Bastos Editora. Rio de Janeiro. 428 p..

HOGAN, L., & Goldsworthy, B., 2010. International mineral taxation: experience and issues. In: D. Philip, K. Michael, & M. Charles, The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice. Washington: Routledge.

IHS, “Deep water field development costs, with granular data describing each component of the project, are difficult to obtain” (IHS, 2016 (A), p. 32). Em <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>.

JOHNSTON, D., 2003. International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis. In: D. Johnston, International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis. Tulsa: Penn Well.

JOHNSTON, D. International Petroleum Fiscal Systems and Production-Sharing Contracts. Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1994.

LIMA, P. C. R., 2013. RECEITAS PETROLÍFERAS PARA AS ÁREAS DE EDUCAÇÃO E SAÚDE. Estudo. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, Brasília, 2013. <http://darcisioperondi.com.br/wp-content/uploads/2013/07/Nota-T%C3%A9cnica-sobre-receitas-petrol%C3%ADferas-para-as-%C3%A1reas-de-educac%C3%A7%C3%A3o-e-sa%C3%BAde-Senado.pdf>.

LIMA, P. C. R., 2013a. Disputa pelo Lucro do Pré-Sal e a Suspensão da Licitação de Libra. Estudo. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, Brasília, 2013.

MEURS, V. e Sampaio, M. A., 2013. Brazil Libra Field PSA terms from a national fiscal perspective. <http://petrocash.com/documents/free/52801006.pdf>.

MOHIUDDIN, A., ASH-KURI, S., 1998, “Measures to promote exploration and production investment in Pakistan”, Oil and Gas Law and Taxation Review, v.7, pp.263–269.

MORAIS, José Mauro de, 2013. Petróleo em águas profundas: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore. Brasília: Ipea & Petrobras, 2013.

PETROBRAS. Fatos e Dados. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/iniciamos-a-producao-do-decimo-grande-sistema-do-pre-sal.htm>. Acesso em 19 de abril de 2017.

PETROBRAS. Apresentação: Visão Geral dos Projetos de Libra. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/apresentacoes-gerais>. Acesso em 19 de abril de 2017.

POSTALI, F. A., 2002. Renda Mineral, Divisão de Riscos e Benefícios Governamentais na Exploração de Petróleo no Brasil. In: F. A. Postali, Renda Mineral, Divisão de Riscos e Benefícios Governamentais na Exploração de Petróleo no Brasil. Rio de Janeiro.

REZENDE, F. A. ,2001. Finanças Públicas.

RODRIGUES, L.A. ,2016. Cenários Econômico-financeiros da produção em campos do pré-sal sob distintos regimes regulatórios. São Paulo, 2016.

RODRIGUES, L. A.; SAUER, I. L., 2015. Exploratory assessment of the economic gains of a pre-salt oil field in Brazil. Energy Policy, 87, 2015, p. 486-495.

SECRETARIA da Receita Federal do Brasil, 2013. Instrução Normativa RFB no 1.415/2013. Disponível em: http://www.regimerepetro.com.br/documentos/legislacao/instrucao_Normativa_RFB_n_1.415.pdf.

SECRETARIA de Política Econômica – Ministério da Fazenda, 2016. “Medidas regulatórias no setor de óleo e gás elevarão o crescimento da economia”. Em www.spe.fazenda.gov.br/.../20160314Medidasregulatoriasnosetordeoleoegasvfinal.pdf

SCHERER, F. M., & Ross, D., 1990. Industrial Market Structure and Economic Performance. In: F. M. Scherer, & D. Ross, Industrial Market Structure and Economic Performance (3ª Edição ed., p. 713). Boston: Houghton-Mifflin.

TOLMASQUIM E PINTO JR. Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo, 2011; Editora Synergia; 322 p.

TORDO, S., 2010. Fiscal Systems for Hydrocarbons. In: S. Tordo, Fiscal Systems for Hydrocarbons. Washington: The World Bank.

VIEGAS, Thales (2012). A relação complexa entre custos de extração, preços do petróleo e dos seus derivados. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2012/06/25/a-relacao-complexa-entre-custos-de-extracao-precos-do-petroleo-e-dos-seus-derivados/>>. Acesso em: 07 de Abril de 2017.

WOOD MACKENZIE, 2010. Relatório de análise.