

## **AVALIAÇÃO DO LEILÃO DE LIBRA: SENSIBILIDADE DA ATRATIVIDADE ECONÔMICA E DA ARRECADAÇÃO DO GOVERNO FRENTE A FATORES CRÍTICOS DO PROJETO**

Helder Seabra Consoli<sup>1</sup>

Edmar Luiz Fagundes de Almeida<sup>2</sup>

Luciano Dias Losekann<sup>3</sup>

### **RESUMO**

De acordo com o volume de recursos recuperáveis estimados do Pré-sal, o país pode se tornar um grande exportador de hidrocarbonetos. Diante deste novo cenário, o governo brasileiro decidiu modificar a estrutura regulatória especificamente para as áreas do pré-sal. O objetivo desta mudança era capacitar o governo brasileiro a lidar com o novo papel que o mesmo terá no cenário energético internacional, além de permitir que o Estado aproprie uma maior parcela da renda petrolífera. Assim, o regime contratual de partilha foi implementado em 2010 e o primeiro leilão (campo de Libra) foi feito em 2013. Este artigo avalia este primeiro leilão, estimando os principais resultados do projeto de E&P de Libra, e estuda as consequências das mudanças regulatórias sobre as participações governamentais e a rentabilidade do projeto (VPL e TIR). A segunda parte da análise tem o propósito de verificar os mesmos resultados se o mesmo projeto estivesse sujeito à estrutura regulatória de Concessão. As conclusões mostram que o projeto está sujeito a inúmeros riscos (principalmente de custos e do preço do barril). Além disso, o artigo identifica que apesar das mudanças regulatórias permitirem o aumento da parcela da renda petrolífera apropriada pelo governo, o mesmo resultado poderia ter sido alcançado modificando determinadas variáveis do existente regime de concessão, o que evitaria a paralisação de cinco anos dos leilões de novos campos offshore.

**Palavras-chave:** Marcos Regulatórios, Produtividade, Preço, VPL

### **ABSTRACT**

The oil and gas industry in Brazil has been changing since the discovery of giant reserves in the pre-salt layer. The country has the potential to become an exporter of oil and gas in the coming years. In order to hold a strategic role with this new scenario, the Brazilian government decided to change its regulatory framework over the pre-salt areas. The aim of such new framework is to enable the Brazilian gover-

---

<sup>1</sup> UFRJ, helder.consoli@ppge.ie.ufrj.br, (21) 98180-4063.

<sup>2</sup> UFRJ, edmar@ie.ufrj.br, (21) 3873-5269.

<sup>3</sup> UFF, losekann@economia.uff.br, (21) 2629-9708.

nment to face the economic consequences of that new positioning in the international energy market, and to allow the State to take a greater share of the wealthy created by the oil industry. So the Production Sharing contracts were regulated in 2010 and the first auction of a pre-salt field (Libra) was held in 2013. This paper assesses this first auction, estimating the outcomes of the Libra's E&P project, and studies the consequences of these regulatory changes over the main indicators of the project (NPV and IRR). In the latter part of the analysis, the purpose is to verify what could happen if the same project were made according to the concession regulatory framework. The study concludes that the project is susceptible to several risks (mainly costs and barrel prices). Besides, it identifies that, despite the regulatory changes increases the government take, the Brazilian government could reach the same result changing specific variables of its concessionary system, i. e., avoiding a five-year interruption in its auctions.

**Keywords:** Regulatory Frameworks, Productivity, Price, NPV

## 1. INTRODUÇÃO

A descoberta do pré-sal acarretou em mudanças regulatórias importantes para a indústria do petróleo no Brasil. Segundo o entendimento do governo brasileiro, o considerável volume de recursos estimados não deveria ser explorado de acordo com as regras do regime de Concessão. O menor risco geológico justificaria a orientação de maior parcela da renda petrolífera para o Estado. Além disso, a descoberta atribui ao Brasil um novo papel no cenário energético internacional, gerando a necessidade de criação de mecanismos institucionais capazes de lidar com o excedente de petróleo que será produzido e os efeitos econômicos desencadeados por esta nova posição e impulsionar o desenvolvimento do país.

Desta forma, a adoção do Regime de Partilha surge como uma maneira de instituir um regime contratual que permite uma maior apropriação dos recursos por parte do Estado para o mesmo fazer frente aos desafios e oportunidades que surgem atrelados a este contexto. Neste processo, as regras e os parâmetros definidos pelo leilão do campo de Libra devem servir de referência para os próximos leilões no pré-sal. Desta forma, estimar os impactos econômicos do campo de Libra em termos de retorno das empresas e arrecadação do governo em diferentes cenários é crucial para orientar as discussões de aprimoramento para os próximos leilões de campos do pré-sal.

A proposta deste trabalho consiste em fazer dois tipos de análise. A primeira consiste de uma análise de sensibilidade sobre as principais variáveis indicadoras da atratividade (TIR e VPL) à medida que variam elementos de incerteza dos projetos (custos, preço do barril,

ano de início da produção).

No segundo ponto, o objetivo é medir como o projeto é sensível às mudanças regulatórias. Tal comparação permitirá ainda verificar em que medida as empresas que investirão no projeto estão mais expostas a elementos críticos do mesmo em razão da natureza do contrato de partilha definido no Brasil e de sua diferença em relação ao de concessão.

Além desta introdução e da conclusão, o artigo é dividido em cinco seções. A seção 2 discorre sobre as principais características do modelo de concessão adotado no Brasil. A seção 3, por sua vez, identifica as características do modelo de partilha implantada no Brasil, e detalha os elementos definidos no primeiro leilão sob o novo regime. A seção 4 expõe a metodologia utilizada para o desenvolvimento da avaliação proposta. E o capítulo 5 discute os principais resultados obtidos no modelo.

## **2. O MODELO DE CONCESSÃO ADOTADO NO BRASIL**

O modelo de Concessão brasileiro foi instituído pela Lei nº 9.478 de 1997, interrompendo um período de 44 anos caracterizados pelo monopólio da Petrobras. Ancorado no modelo de concessão puro, o modelo brasileiro foi instituído a fim de estimular a concorrência no setor. Foi necessária a criação de instituições capazes de promover o bom funcionamento deste mercado. Dentre tais instituições, destacam-se o Conselho Nacional de Política

Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), criadas em 1997 pela mesma lei nº 9.478. O papel do CNPE é de assessorar o Presidente da República sobre políticas nacionais e diretrizes específicas de energia. Além disso, cabe ao CNPE promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, assegurar o suprimento energético a áreas remotas, induzir o incremento de índices mínimos de conteúdo local, etc.

Por sua vez, a ANP tem como finalidade implementar políticas energéticas, promovendo a regulação, contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo.

No Brasil, são realizadas rodadas de licitações para selecionar as empresas que serão responsáveis pela exploração, desenvolvimento e produção do petróleo. No momento do leilão, as empresas ou consórcios interessados na exploração do campo apresentam não apenas o valor do bônus de assinatura a ser pago, mas também o Programa Exploratório Mínimo e o compromisso com a aquisição de bens e serviços da indústria nacional. Segundo estes critérios, é definido o consórcio vencedor. É importante notar que, apesar da titularidade das

reservas de hidrocarbonetos continuarem sendo do Estado, o produto da lavra passa a ser considerado propriedade das empresas exploradoras. Além disso, no contexto condicionado pelos termos estabelecidos nesta lei, a Petrobras passou a atuar como qualquer outra empresa privada.

Neste modelo, a renda petrolífera da qual o governo se apropria engloba o bônus de assinatura, os tributos diretos (IRPJ, CSLL, PIS e COFINS) e indiretos (ICMS, ISS, IPI, II e IOF) sobre a atividade, royalties (de 5% a 10% do total da produção) e participação especial (alíquotas progressivas sobre a receita líquida dos campos com elevado volume de produção ou elevada rentabilidade). Além disso, para os casos de E&P onshore, as concessionárias devem pagar renda ao proprietário de terra.

O modelo de concessões implantado no Brasil permitiu a participação de empresas estrangeiras e, por isso, o setor adquiriu um maior dinamismo, gerou mais empregos e apresentou avanços desde então.

Entretanto, a descoberta das volumosas reservas do pré-sal, levou os agentes do governo a discutir sobre a necessidade de novas mudanças, a fim de fazer destas reservas uma plataforma de desenvolvimento do país.

### **3. O MODELO DE PARTILHA ADOTADO NO BRASIL**

O regime de partilha foi instituído pela lei 12.351/2010. De acordo com esta, o contratado exerce por sua conta e risco as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, adquirindo o direito de se apropriar do custo em óleo<sup>4</sup>, do volume de produção correspondente aos royalties devidos e de uma percentagem do excedente em óleo<sup>5</sup> de acordo com os termos estabelecidos em contrato (em caso de descoberta comercial). Assim, o governo se apropria dos mesmos elementos listados no caso de concessão (exceto participação especial) e do excedente em óleo que lhe cabe, conforme definido em contrato.

Pinto Jr e Tolmasquim (2011) apontam que dos cerca de 120 mil km<sup>2</sup> de área total do pré-sal, 41 mil km<sup>2</sup> já foram concedidos, dado que esta área cobre os blocos já licitados da Bacia de Campos. Assim, o governo optou por respeitar os contratos existentes enquanto os 79 mil km<sup>2</sup> de área restante serão leiloados de acordo com as regras estabelecidas para o regime de Partilha.

A lei 12.276/2010 autorizou a cessão onerosa do exercício de atividades de E&P à Petrobras, justificada pelo propósito de fortalecer a empresa do ponto de vista financeiro e dos recursos obtidos pelas áreas cedidas, além do fato de que inexistia na União a estrutura

necessária para realizar as atividades exploratórias no pré-sal.

A lei 12.304/2010, por sua vez, cria a Pré-sal Petróleo S.A., empresa responsável por gerir os contratos de partilha de produção e os contratos de comercialização de hidrocarbonetos pertencentes à União (a parcela do excedente em óleo que cabe ao governo).

Fundamentado nessas três leis, o regime de Partilha brasileiro institui ainda a participação mínima (30%) da Petrobras em todos os empreendimentos a serem desenvolvidos nos campos do Pré-sal. Assim, diferentemente do modelo de Concessão, a Petrobras usufrui de uma posição mais vantajosa em relação às demais empresas atuantes no setor. Entretanto, isto coloca a empresa diante de uma situação desafiadora, tendo em vista que o capital necessário para realizar tais investimentos é consideravelmente grande.

### **3.1. A Primeira Rodada de Licitações Sob o Regime de Partilha: o Leilão de Libra**

Um modo importante de ilustrar as principais características do modelo de partilha está na análise da primeira licitação de partilha. Apesar de tratar exclusivamente da Partilha deste campo, o edital definiu regras que tendem a ser observadas nos próximos leilões e, ao mesmo tempo, constitui um ponto a partir do qual este processo pode ser aprimorado sob o novo regime. Desta forma, ele serve de base para a análise de futuras oportunidades de negócio sob o regime de partilha e sua análise é de suma importância.

O CNPE, por meio das Resoluções nº 5 e nº 7 de 2013, aprovou, dentre outros fatores, o seguinte conjunto de parâmetros técnicos e econômicos referentes aos contratos da primeira rodada de licitações sob o Regime de Partilha: (i) percentual mínimo de 40% do excedente em óleo da União; (ii) participação mínima da Petrobras não inferior a trinta por cento; (iii) itens que compõem o custo em óleo referem-se aos gastos relativos à exploração, desenvolvimento, produção e abandono, sendo reconhecido somente dispêndios cujo valor tenha sido aprovado pelo Comitê Operacional; (iv) os percentuais máximos da produção anual destinados ao pagamento do custo em óleo foram definidos da seguinte forma: 50% do valor bruto da produção nos dois primeiros anos de produção e 30% nos anos seguintes (os valores acima dos limites são reconhecidos como crédito nos anos subsequentes em até 50% sem atualização monetária); (v) conteúdo local mínimo de

---

<sup>4</sup> Parcela da produção correspondente ao custo e aos investimentos realizados na execução do projeto de E&P.

<sup>5</sup> Parcela da produção correspondente à diferença entre a produção total de hidrocarbonetos e as parcelas correspondentes ao custo em óleo e às Participações governamentais.

37% na fase de exploração, 15% para o teste de longa duração (quando este fizer parte da Fase de Exploração), e na fase de produção serão 55% para os módulos implantados até 2021 e 59% para os módulos de produção implantados após 2022; (vi) bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões (sendo R\$50 milhões destinados à PPSA).

O consórcio vencedor do leilão de Libra, formado pela Petrobras, Total, Shell, CNPC e CNOOC, foi o único a apresentar proposta. A participação da Petrobras no consórcio é de 40% dos quais 30% é atribuído à empresa por Lei e 10% adquiridos no leilão. Tanto a Shell quanto a Total adquiriram 20% de participação no consórcio e as chinesas CNPC e CNOOC possuem 10% de participação cada. Sem concorrência, a proposta do excedente a ser repassado para a União foi de 41,65%, percentual mínimo estabelecido no Edital. E, o bônus de assinatura, conforme definido no edital, foi de R\$15 bilhões, o maior da história dos leilões de campos de petróleo no Brasil.

#### **4. METODOLOGIA**

A construção da análise proposta tem como instrumento um modelo de simulação desenvolvido em Microsoft Excel por pesquisadores do IBP e do Grupo de Economia da Energia que analisa o fluxo de caixa de um projeto de exploração de petróleo em águas profundas ao longo de sua vida útil. Tal modelo adota os parâmetros estabelecidos pelo contrato de Partilha do campo de Libra. Para obter a segunda parte da análise, este modelo foi aprimorado de modo a permitir que o usuário verifique também os resultados do projeto sob as regras de concessão.

Os parâmetros adotados são: 35 anos de duração do contrato, reservas equivalentes a 8 bilhões de barris, presença de 80% de óleo e 20% de gás, preço do petróleo US\$ 90/barril, preço do gás US\$ 6/MMBTU, bônus de assinatura US\$7,5 bilhões, royalties de 15% para o caso de partilha e 10% para concessão, produtividade do poço de 11.000 bbl/d, início da produção em 2020, apenas um módulo entrando em operação a cada ano a partir do início da produção.

No caso do regime de concessão, os parâmetros adotados são semelhantes, exceto o royalty cobrado que é de 10%. Obviamente, são desconsiderados os conceitos de lucro em óleo do governo, custo em óleo, etc característicos do regime de partilha, ao passo que a participação especial passa a ser considerada. A partir deste cenário de referência, verificamos os resultados da próxima sessão.

#### **5. RESULTADOS**

Primeiramente, serão avaliados os resultados do projeto de Libra sob o contrato de Partilha. O segundo item discorre sobre a comparação entre o projeto sob o contrato de partilha com a situação hipotética de concessão.

tética em que o mesmo projeto estivesse sujeito a um contrato de concessão.

### 5.1. Atratividade Econômica do Projeto

A avaliação da atratividade do projeto é construída observando como a TIR e o VPL respondem a diferentes níveis de preço do barril de petróleo, à produtividade dos poços produtores, e aos custos de produção. Primeiramente, é possível observar que a TIR e o VPL apresentam uma trajetória crescente para níveis de preço maiores. Importante notar ainda que a viabilidade do projeto é comprometida quando se considera o preço do barril a US\$ 70. Isto reflete, portanto, os elevados custos do projeto e, conseqüentemente, sua vulnerabilidade aos preços do barril.

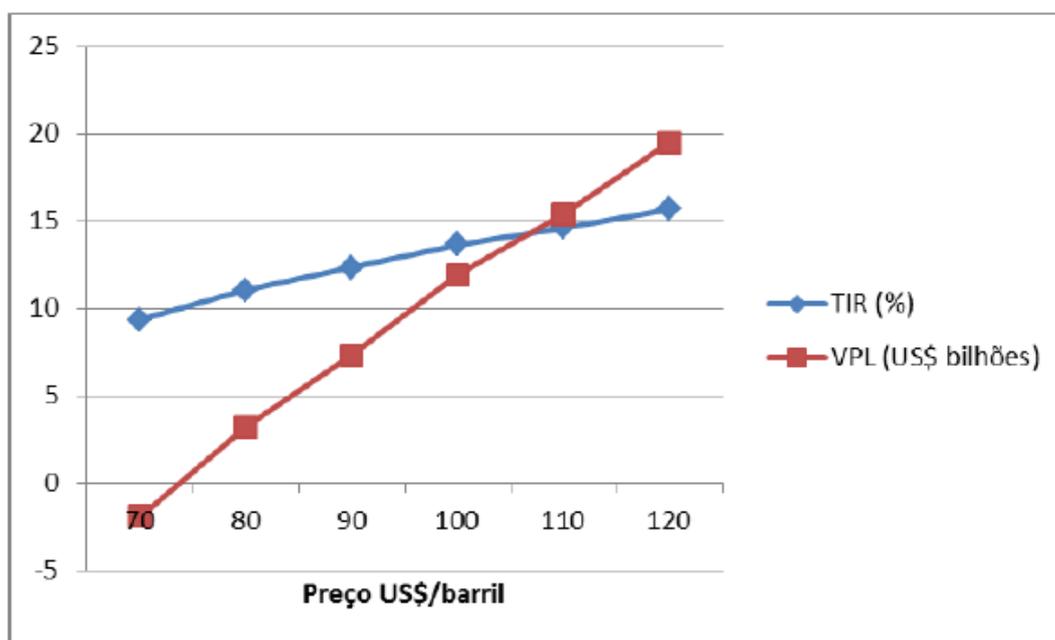


Figura 1 - Sensibilidade ao Preço do Barril

Caso esta previsão de início da produção se cumpra e, considerando os demais parâmetros constantes, o modelo estima um VPL de US\$ 7,3 bilhões. No seguinte gráfico é possível observar que cada ano de atraso equivale a uma perda média de US\$ 1,2 bilhão no VPL. Quanto ao government take, que sob o cenário de referência atinge US\$ 65,1 bilhões, a perda correspondente é, em média, de US\$ 4,5 bilhões.

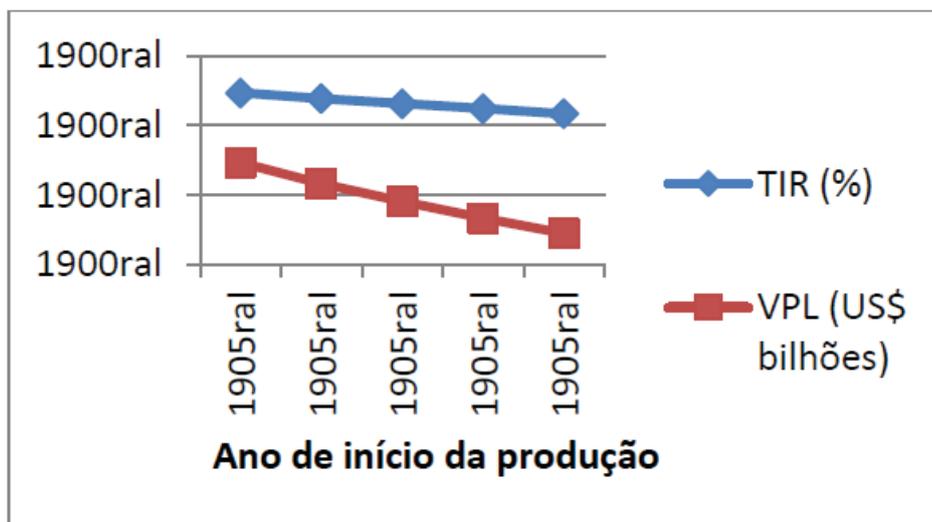


Figura 2 - Sensibilidade a Atrasos na Produção

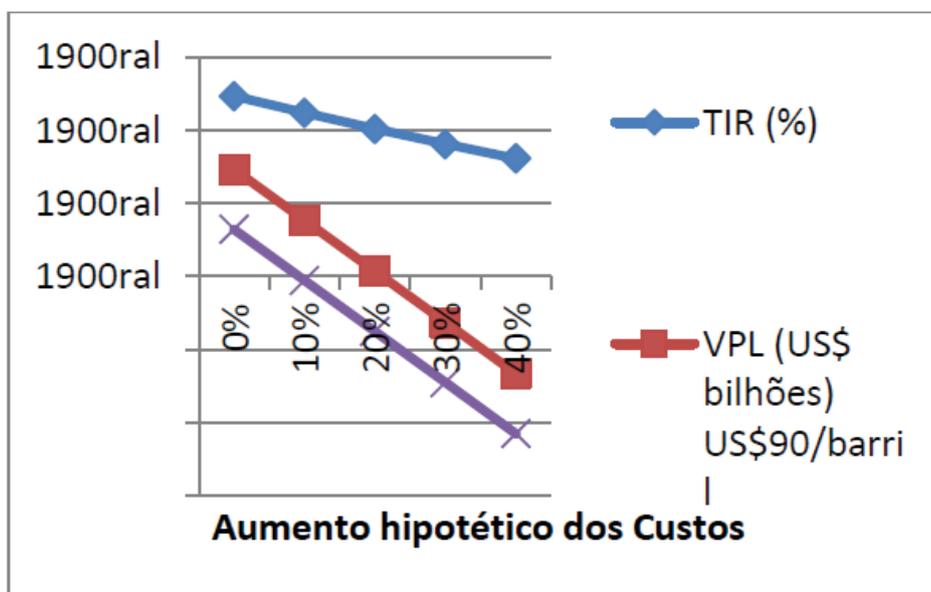


Figura 3 - Sensibilidade a Variação dos Custos

Quanto à resposta da TIR e do VPL em relação aos custos, a leitura do seguinte gráfico torna evidente que os custos (Capex e Opex) não possuem muito espaço para crescer além do nível daqueles estimados inicialmente. Se os custos se revelarem 20% maiores, o VPL torna-se praticamente zero. Supondo um cenário de preço de US\$ 80/barril, se os custos forem 10% maiores que os considerados pelo cenário de referência, o VPL se torna negativo. Desta forma, percebe-se que o projeto é muito sensível à variação de custos, o que torna evidente a fragilidade do mesmo em relação a esta variável.

## 5.2. Concessão e Partilha: uma Análise Comparativa

A análise comparativa desenvolvida evidencia que o propósito do governo em se apropriar de uma maior parcela da renda petrolífera é alcançado. De acordo com os números apresentados pela figura 4,

para diferentes níveis de preço, o government take sob contrato de concessão é menor que o verificado sob contrato de partilha. A diferença em termos numéricos atinge US\$ 4,5 bilhões. É importante verificar ainda como o government take se comporta em relação a diferentes níveis de produtividade do poço, tendo em vista a incerteza referente à capacidade exploratória (Figura 5). Novamente, nota-se que o government take sob o regime de concessão é menor do que o verificado sob o regime de partilha e que a diferença entre eles cresce com o aumento da produtividade do poço.

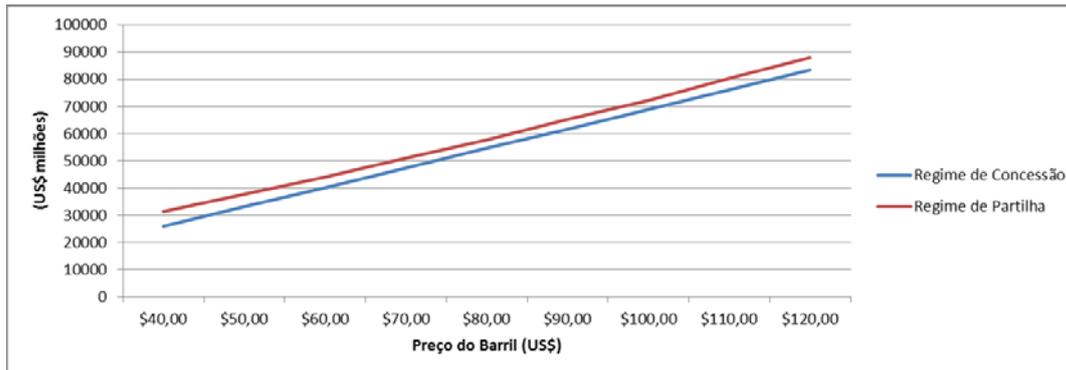


Figura 4 – Government Take e preços do Barril de petróleo

Esta diferença se justifica por um elemento presente em partilha que está ausente na concessão. Tanto em partilha, quanto em concessão, observa-se um efeito de incremento do government take devido ao aumento da produtividade, pois a rentabilidade do projeto é maior quando a necessidade de investimentos decresce. Entretanto, no caso da Partilha, a parcela do profit oil destinada ao governo aumenta com o nível de produtividade. Enquanto isso, na lógica observada no modelo de concessão, o aumento da arrecadação do governo reflete apenas, neste caso, o aumento correspondente à produtividade e da participação especial (que é muito menor que a variação do government production share de partilha).

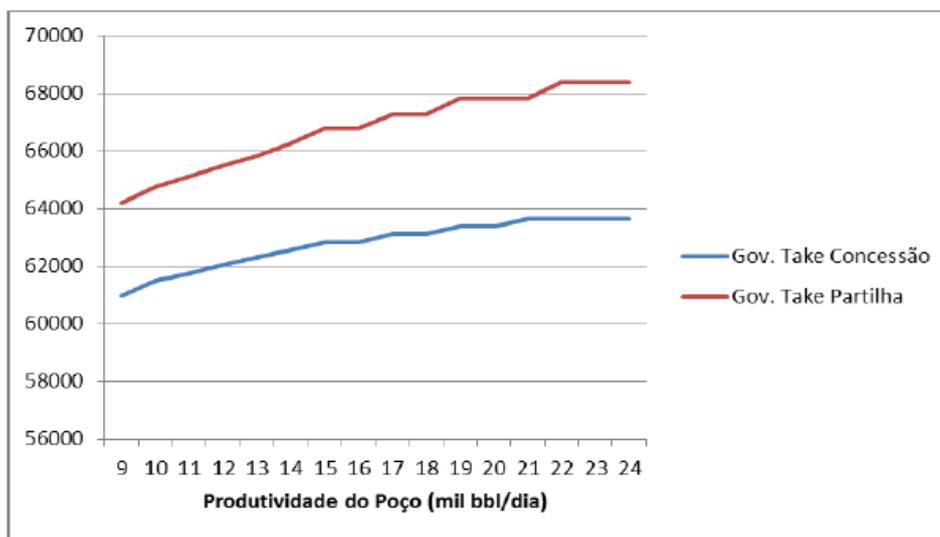


Figura 5 – Government take e a produtividade por poço produtor

Entretanto, a capacidade do governo se apropriar da renda do setor é um elemento conflitante com a atratividade do negócio. Assim, torna-se crucial avaliar em que medida a aplicação do contrato de partilha, em vez de concessão, gera uma redução da renda petrolífera apropriada pelas empresas que investem no negócio. Assim, ao analisar a figura 6, verifica-se que, embora a TIR seja menor sob o regime de partilha independente do nível de preços, o projeto ainda gera um retorno considerável.

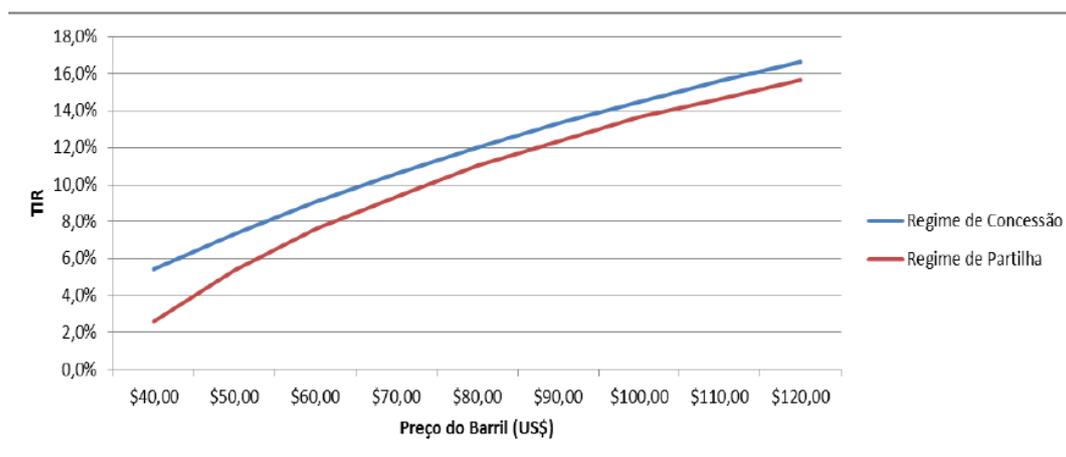


Figura 6 – TIR frente a diferentes níveis de preço

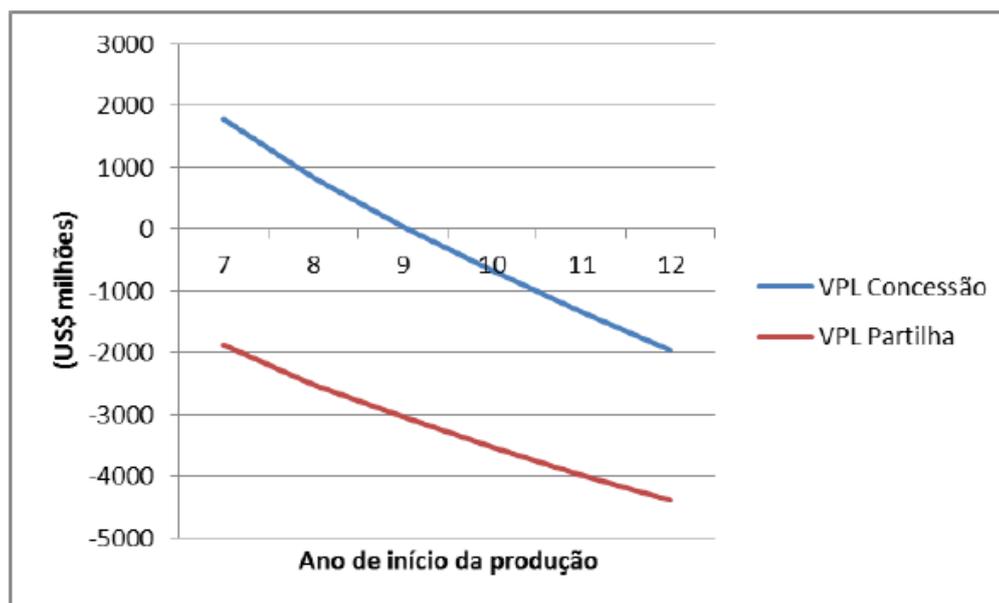


Figura 7 – VPL e atrasos no início de produção com cenário de preço desfavorável

Em termos monetários, o company take observado, considerando os parâmetros de referência, atinge US\$10,6 bilhões para a concessão e US\$7,3 bilhões no caso de partilha, uma diferença equivalente a US\$3,6 bilhões. Dada esta diferença, o tipo de contrato é fundamental para determinar a viabilidade do projeto em questão.

Como podemos observar na Figura 7, supondo um cenário no qual o preço do barril seja de 70 dólares, percebe-se claramente que o tipo de contrato determina a viabilidade do projeto.

Uma importante questão a ser respondida é: quais mudanças nos parâmetros, verificados para o regime de concessão, seriam suficientes para equiparar o government take e as variáveis indicadoras da atratividade do projeto correspondente àquelas verificadas no projeto sujeito ao regime de partilha? Para fazer esta avaliação, alguns parâmetros característicos do contrato de concessão serão alterados de modo a aproximar seus resultados aos de partilha.

Avaliando inicialmente os royalties, observamos que a equiparação do government take ocorre quando se considera royalty de 16,8% em concessão. O government take em concessão, para as condições de referência, é 5,1% menor que o de partilha (tal diferença equivale a US\$ 3,35 bilhões). A diferença do royalty aplicado no regime de concessão não é determinístico, apesar de importante, para a diferença no government take, tendo em vista que para que ocorra a equiparação mostrada, o royalty deve ser superior a 15%.

A mesma análise pode ser feita considerando variações no bônus de assinatura. Em partilha, o government take observado ao considerar os parâmetros de referência (bônus de assinatura de US\$ 7,5 bilhões) atinge US\$ 65,11 bilhões, enquanto o company take é de US\$ 7,33 bilhões. Para que o government take e o co. take de concessão tornem-se equivalentes aos respectivos valores citados, é necessário que o bônus de assinatura em concessão seja de US\$ 11,27 bilhões.

Observar tais diferenças e como elas podem ser equalizadas, induz à reflexão sobre a decisão do governo no que se refere à adoção do regime de partilha. Em primeiro lugar surge a indagação se todo o esforço político do governo para estabelecer o regime de Partilha é compensado pelos resultados sugeridos pelo modelo. Todo o debate gerado em torno do novo regime contratual gerou um desgaste político e, acima de tudo, um sacrifício econômico (tendo em vista a paralisação dos leilões de campos de petróleo entre 2008 e 2013).

## 6. CONCLUSÃO

Conforme a análise desenvolvida ao longo deste artigo, foi possível observar que o projeto a ser desenvolvido no campo de Libra está sujeito a uma série de elementos que geram incerteza para seus resultados. Dentre estes fatores, foram destacados os atrasos na produção, os diferentes níveis de preço do petróleo e os níveis de custo. Notou-se que o projeto é pouco flexível em relação ao aumento de custos, tanto Opex quanto Capex. O VPL zera supondo custos pouco

maiores que os estimados e para níveis de preço do barril factíveis. Além disso, em cenários mais desfavoráveis, põe-se em risco a viabilidade do projeto.

Finalmente, o texto compara os resultados de Libra, conforme definido no contrato de partilha, à situação hipotética de que o mesmo projeto fosse contratado acordo com o arcabouço regulatório de concessão. Neste sentido, a análise evidencia que o processo decisório do governo pode ter sido equivocado, uma vez que uma maior apropriação da renda do setor poderia ser obtida mantendo o modelo anterior. Para tanto, bastaria realizar alguns ajustes em elementos pontuais, tais como o bônus de assinatura, os royalties ou participação especial a serem pagos nas áreas do Pré-sal a serem licitadas.

Apesar do processo político não ter sido conduzido apropriadamente e, das fragilidades do projeto observadas de acordo com o modelo desenvolvido, para determinadas condições, o empreendimento possui taxas de retorno significativas. O objetivo aqui proposto não foi de assumir uma posição política favorável ou não às mudanças feitas, mas sim observar os efeitos dessas mudanças sobre o projeto, assim como as eventuais fragilidades do mesmo.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACCURSO, VINÍCIUS; ALMEIDA, E. L. F. Government Take e Atratividade de Investimentos na Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil, 2013, Disponível em: <[http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes\\_ceee/TD\\_gee\\_ibp\\_002-2013.pdf](http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes_ceee/TD_gee_ibp_002-2013.pdf)>. Acesso em 20 abril 2014

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Edital de Licitação para a Outorga do Contrato de Partilha de Produção, 2013, Disponível em: <[http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital\\_p1/Edital\\_autorizado\\_030913.pdf](http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Edital_autorizado_030913.pdf)>. Acesso em 25 abril 2014.

BRASIL. Lei 12351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm)>. Acesso em 27 abril 2014

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

PINTO JR, H; TOLMASQUIM, M. Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo, 2011, 1a Edição. Rio de Janeiro: Synergia Editora. p.322.