

Out/2015  
Ano II – nº 5  
Atualizado em  
Fev/2016

**NOTA TÉCNICA**  
Sistema FIRJAN

# **PRÉ-SAL**

## **O POTENCIAL SÓCIOECONOMICO E DE INVESTIMENTO DO PRÉ-SAL**

## **Sistema FIRJAN**

### **Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro**

Presidente: Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

### **Vice Presidência Executiva**

Vice Presidente: Geraldo Benedicto Hayen Coutinho

### **Diretoria Executiva de Relação com Associados**

Diretor: Ricardo Carvalho Maia

### **Gerência de Petróleo, Gás e Naval**

Gerente: Karine Barbalho Fragoso de Sequeira

### **Divisão de Conteúdo Estratégico Petróleo e Gás**

Chefe: Thiago Valejo Rodrigues

### **Divisão de Relacionamento Estratégico Petróleo e Gás**

Chefe: Karine Barbalho Fragoso de Sequeira

### **Equipe Técnica**

Fernando Luiz Ruschel Montera

Heber Silva Bispo

Itamar Alves dos Santos Junior

Renata van der Haagen Henriques de Abreu

Verônica França Pereira

### **Estagiários**

Bruno Soares de Moura

Gabriel Garcia Plat Israel

Ian Almeida Costa

Julia Fernandes Oliveira

## Sumário

Em 22 de dezembro de 2010 foi promulgada a Lei 12.351, a Lei da Partilha. A partir deste novo marco regulatório, toda exploração e produção de petróleo e gás natural realizada dentro de limites geográficos específicos e em áreas estratégicas deverão ser contratadas pelo modelo de Partilha.

Este novo modelo apresentou algumas inovações no que tange as regras para o Leilão das áreas, o pagamento das participações governamentais e a atuação da União. Sobre as participações governamentais foi instituído o aumento dos *royalties* para 15% e o pagamento de percentual em óleo excedente para a União, recursos estes geridos pela estatal PPSA – empresa esta também responsável pelo Comitê Operacional das áreas licitadas pelo modelo de Partilha.

Para o Leilão, a Petrobras foi inserida como participante obrigatória e operadora com 30% de qualquer consórcio, a cláusula de Operador Único. Além disso, o vencedor da Rodada passou a ser decidido pelo consórcio que apresentasse o maior percentual em óleo excedente pago para a União.

Nesse sentido, esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar os valores represados pela cláusula do Operador Único em retornos socioeconômicos e investimentos em valores financeiros. O cálculo foi baseado na exploração de petróleo e gás natural no Polígono Pré-sal utilizando preços correntes do barril de petróleo.

A partir desta análise, busca-se justificar a necessidade de revisão da Lei da Partilha, visando permitir a atuação de outras empresas como operadoras dentro do Polígono do Pré-Sal, de acordo com o proposto pelo Senador José Serra no Projeto de Lei 131/2015. Esta medida é de suma importância para a atratividade e competitividades dos investimentos, assim como para a geração de recursos para o desenvolvimento socioeconômico do Brasil.

## **Nota Técnica**

Quando falamos sobre o mercado de petróleo e gás devemos lembrar que existe um fator mais importante que qualquer interesse das empresas produtoras, das demandas que os fornecedores recebem e dos lucros realizados. Este fator é a sociedade. É claro também que sem os ganhos auferidos pelas atividades relacionadas com esse mercado não haveria retorno algum para a população.

De todo modo, é unânime o entendimento de que sem o desenvolvimento do mercado de petróleo e gás não há nem lucros, nem retorno para a sociedade. É a partir da exploração – e consequente produção – de P&G que são gerados números expressivos de emprego, renda e arrecadação de tributos para todas as esferas governamentais do País.

Ao analisar pela ótica de mercado, o retorno pode ser identificado: projetos de petróleo e gás demandam o fornecimento de diferentes bens e serviços, os quais são oriundos dos mais diversos setores da economia. Os investimentos em produção, escoamento, processamento e distribuição são de grande magnitude e necessitam tanto de máquinas e equipamentos de alto valor agregado quanto daqueles serviços mais corriqueiros como os de *catering*.

Além desse viés, podemos ressaltar os investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação. Cada vez mais as reservas a serem exploradas são de maior complexidade e demandam novas tecnologias, o que se reflete também na necessidade de um capital humano ainda mais qualificado tecnicamente.

Deve-se lembrar que o petróleo e gás natural são recursos finitos e a era desses recursos como energéticos indispensáveis para a sobrevivência humana pode ter o seu fim antes de sua plena exploração. Por isso, os mesmos precisam ser aproveitados ao máximo hoje, trazendo ganhos para a sociedade.

Os retornos socioeconômicos necessitam ter como foco o legado para as futuras gerações. Isto se dá, principalmente, com investimentos massivos em todos os níveis da Saúde e Educação, os quais são os destinos dos royalties arrecadados e dos recursos financeiros que compõem o Fundo Social.

Este seria o melhor cenário para o país, contudo, ao considerarmos também a conjuntura regulatória do Brasil, percebe-se mais uma barreira ao desenvolvimento da cadeia produtiva

de petróleo e gás natural do País: a Lei 12.351, de 22 de Dezembro de 2010. Chamada de “Lei da Partilha”, que regulamenta o modelo de Partilha, a lei institucionalizou a figura de um Operador Único na operação das áreas do Pré-Sal, obrigando a Petrobras a participar como operadora com no mínimo 30% do consórcio formado.

A Lei de Partilha, já vista pelo mercado como um aparato anticoncorrencial no momento de sua promulgação, tem o seu efeito restritivo ampliado frente o atual cenário geopolítico do petróleo. A mesma não apenas torna a cadeia produtiva mais dependente, como também onera a própria Petrobras que terá que arcar com obrigações financeiras vultosas.

Além disso, a obrigatoriedade imposta à Petrobras pela Lei da Partilha vai de encontro ao novo posicionamento financeiro apresentado pela companhia em seu novo Plano de Negócios e Gestão 2015-2019: redução do endividamento e geração de valor para os investidores. Para isso, uma medida adota foi clara: a empresa não prevê o investimento em novas áreas exploratórias, ou seja, a Petrobras não pretende participar de novas Rodadas de Licitação.

Frente a este cenário percebe-se que o futuro quanto à exploração sob este regime se vê permeado por maiores incertezas.

Os investimentos na exploração, desenvolvimento e produção de áreas no Pré-Sal demandam volumes muito superiores quando comparado às áreas do Pós-Sal. Dada as elevadas reservas presentes no Pré-Sal, as expectativas de produção são maiores e, conseqüentemente, o bônus de assinatura no momento da licitação apresenta uma cifra mais elevada, assim como os retornos socioeconômicos na forma de *royalties* e do Fundo Social. Por exemplo, o valor pago em bônus pelo consórcio vencedor na 1ª Rodada do Pré-Sal, que licitou a área de Libra, de R\$ 15 bilhões.

As expectativas atuais ainda colocam um volume a ser explorado na província do Pré-Sal em torno de 56 bilhões de barris de óleo equivalente (boe). Este potencial se traduz em investimentos e retornos socioeconômicos que podem ultrapassar US\$ 800 bilhões.

Esse volume expressa, em parte, o que o Pré-Sal significa como riqueza. Os potenciais investimentos – CAPEX estimado em aproximadamente US\$ 420 bi –, participações governamentais – estimadas em torno de US\$ 390 bi, incluindo bônus de assinatura,

royalties arrecadados e recursos provenientes da comercialização do óleo excedente para União. Parte desse montante compõe o Fundo Social, que se destina fundamentalmente a programas de Educação e Saúde.

O cálculo dos investimentos necessários para o desenvolvimento destas reservas foi parametrizado a partir daqueles previstos para o desenvolvimento de Libra. Para isso foram levantados os custos estimados para atingir o auge da produção, contemplando a necessidade de plataformas, sua capacidade média produtiva<sup>1</sup> e os sistemas submarinos associados.

Para o caso do desenvolvimento de reservas no Pré-Sal, utilizando Libra como parâmetro, foi encontrado o valor de 8,29 US\$/boe. Enquanto isso, para o cálculo dos *royalties* e Fundo Social foi adotada uma premissa de preços simplificadora, considerando para toda a análise o valor médio do barril (bbl) de petróleo Brent no mês de janeiro de 2016. De acordo com a Agência de Energia dos Estados Unidos – EIA, a cotação média do Brent neste mês foi de 30,7 US\$/bbl.

Além destes valores, que podemos calcular com base em premissas de mercado e, portanto, é estimável, há ainda aqueles relativos à operação dos campos, do lucro obtido pelas empresas produtoras e dos segmentos à jusante, a geração de renda e empregos resultantes, não só da atividade fim dessa indústria, como de toda a cadeia produtiva associada. Ou seja, a análise não compreende os custos operacionais (OPEX<sup>2</sup>), valores estes que dependem de uma dinâmica de mercado ainda não conhecida e bastante incerta.

**Diante disso, percebe-se que a institucionalização do Operador Único cria não apenas uma barreira para o desenvolvimento do Pré-Sal, atrasa o avanço tecnológico, consequentemente, a redução dos custos de exploração e produção, assim como diminui os retornos para a sociedade, principalmente em investimentos na Educação e Saúde.**

**Ao mesmo tempo, é prejudicial para o próprio Governo. Quando há a obrigatoriedade de participação da Petrobras como operadora de todas as áreas o leilão se reduz à negociações entre a estatal e outras empresas interessadas na**

<sup>1</sup> Foi considerado uma recuperação média em 30 anos de 700 milhões de barris por plataforma.

<sup>2</sup> OPEX é uma sigla derivada da expressão *operational expenditure*, que significa o capital utilizado para manter ou melhorar os bens físicos de uma empresa.

participação no consórcio, não ocorrendo, assim, ágio no percentual de óleo excedente partilhado com a União.

Cada ano que se passa sem a licitação de novas áreas é mais um ano que se perde em geração de investimentos e arrecadação de participações governamentais. Isso se dá pelo fato de que há um intervalo de tempo entre a licitação de uma nova área exploratória e o início da produção, como é ilustrado na Figura 1.

**Figura 1.** Análise Temporal entre a Licitação da Área e o Início da Produção  
Período de Aferição das Perdas Socioeconômicas e de Investimentos



Fonte: Elaboração própria

Deve-se entender que os ganhos para o País com a exploração e produção de petróleo e gás independem de quem opera e das empresas participantes do consórcio no campo. Assim como devemos lembrar que a abertura de mercado traria benefícios para a economia brasileira, atraindo divisas e investimentos para a cadeia produtiva, sem detrimento aos interesses nacionais, ao passo que estes serão defendidos pelo Comitê Operacional, à cargo da PPSA.

Por isso, o Sistema FIRJAN defende o fim do Operador Único e da obrigatoriedade, pois trabalhamos por um mercado mais competitivo e que traga maiores benefícios para a sociedade como um todo, diminuindo assim a dependência e vulnerabilidade da nossa economia. Por fim, vale a máxima: riqueza não explorada não gera riqueza.