

Paulo César Ribeiro Lima

para

Estimados colegas,

Envio-lhes o estudo revisado que visa a evidenciar a inadequação do regime de concessão para o Brasil. Agradeço aos amigos que enviaram correções e sugestões, principalmente à minha esposa Luiza.

Abraços,



ANÁLISE DA PROPOSTA DE RETORNO DO REGIME DE CONCESSÃO NO PRÉ- SAL E EM ÁREAS ESTRATÉGICAS

Paulo César Ribeiro Lima

Consultor Legislativo da Área XII

Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

ESTUDO

SETEMBRO/2015



Câmara dos Deputados
Praça 3 Poderes
Consultoria Legislativa
Anexo III - Térreo
Brasília - DF

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	3
2.	ASPECTOS TEÓRICOS DOS REGIMES	5
	2.1 Concessão	5
	2.2 Partilha de produção	5
	2.3 Joint Venture	7
	2.4 Contratação de serviços	7
	2.5 Riscos e recompensas	8
	2.6. A escolha do regime fiscal	8
3.	O REGIME DE CONCESSÃO NO BRASIL	10
4.	O REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO NO BRASIL	13
5.	SÍNTESE DAS RENDAS PETROLÍFERAS	19
6.	CONTROLE DAS RESERVAS E DA PRODUÇÃO	20
7.	CONCLUSÕES	24
	BIBLIOGRAFIA	31

© 2015 Câmara dos Deputados.

Todos os direitos reservados. Este trabalho poderá ser reproduzido ou transmitido na íntegra, desde que citados o autor e a Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. São vedadas a venda, a reprodução parcial e a tradução, sem autorização prévia por escrito da Câmara dos Deputados.

Este trabalho é de inteira responsabilidade de seu autor, não representando necessariamente a opinião da Câmara dos Deputados.

Análise da proposta de retorno ao regime de concessão no Pré-Sal e em áreas estratégicas

1. INTRODUÇÃO

O Projeto de Lei nº 6.726, de 2013, de autoria do ilustre Deputado Mendonça Filho, estabelece que a exploração e a produção de petróleo e gás natural na área do Pré-Sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de concessão. Com isso, extingue-se o regime de partilha de produção. Assim, o Brasil passaria a ter apenas o regime de concessão.

Dispõe, ainda, que os parâmetros para obtenção do valor das participações governamentais eventualmente fixados pelo decreto do Presidente da República deverão ser revisados periodicamente, em intervalo nunca superior a cinco anos, levando-se em conta as condições observadas no mercado internacional de petróleo e gás natural.

Em linhas gerais, pode-se dizer que os países dispõem de três regimes fiscais básicos para promover a exploração de petróleo e gás natural:

- por meio de uma empresa de propriedade integral do Estado, como na Arábia Saudita e Kwait;
- pela celebração de contratos com empresas estatais ou privadas como no Brasil, Reino Unido e Canadá;
- pela combinação da primeira e da segunda opções, como no México e Noruega.

No caso da celebração de contratos com empresas estatais ou privadas, os Estados podem optar por diferentes regimes fiscais, sendo a definição do tipo de contrato fundamental para se obter os benefícios esperados. Como parte de qualquer contrato, os Estados devem atuar como agentes econômicos que tentam maximizar suas receitas. Isso os coloca em uma posição de regular a si próprios.

Além disso, os Estados colocam-se diante do desafio de negociar com empresas petrolíferas, que têm a vantagem de contar com empregados altamente qualificados, e do desafio de reduzir as possibilidades de corrupção, fato muito comum na indústria petrolífera, onde os investimentos e os lucros são muito elevados. Se o representante do Estado nos contratos for também um agente regulador, a possibilidade de corrupção torna-se maior ainda.

Nesse contexto, é importante que as atividades comerciais sejam segregadas das funções regulatórias e que as negociações e a execução dos contratos sejam as mais transparentes possíveis, pois não há razão para evitar que as informações acessadas pelas empresas petrolíferas não sejam acessadas pelo cidadão comum, pois se trata da exploração de um bem público.

Os tipos de contrato variam muito em razão de como os lucros são divididos e de como os custos são tratados. Em geral, o grau de conhecimento acerca das possíveis reservas, dos seus volumes recuperáveis, dos custos de produção e a curva de preços futuros do petróleo são fundamentais na definição do regime de contratação a ser utilizado.

Os regimes mais utilizados no mundo para contratação de empresas estatais ou privadas são: concessão, partilha de produção, *joint venture* e serviços.

Este Estudo tem por objeto a análise comparativa entre os diferentes regimes fiscais de exploração e produção de petróleo e gás natural e pretende demonstrar quais desses regimes são mais adequados para serem utilizados no Brasil, após a descoberta das reservas gigantes no horizonte geológico do Pré-Sal. Visa, ainda, analisar a adequação de se manter no Brasil unicamente o regime de concessão, suprimindo-se o regime de partilha de produção no Pré-Sal e em áreas estratégicas, como propõe o PL nº 6.726/2013.

2. ASPECTOS TEÓRICOS DOS REGIMES

2.1 Concessão

O regime de concessão garante direitos exclusivos para pesquisa, lavra e comercialização do petróleo extraído de uma determinada área por um determinado período de tempo. As empresas petrolíferas disputam as áreas principalmente por meio do pagamento de bônus aos Estados. Outros critérios como, por exemplo, investimentos e conteúdo local podem ser considerados na disputa.

Em razão da maior simplicidade dos contratos de concessão, o grau de qualificação profissional exigido para técnicos governamentais é menor do que o exigido para negociar os outros tipos de contrato. No entanto, o processo licitatório de uma concessão requer muita experiência e exige conhecimento especializado por parte desses técnicos.

No regime de concessão, se a produção comercial ocorrer, pagam-se compensações financeiras para o Estado. Os royalties tendem a ser a principal forma de pagamento. Geralmente, eles têm como base de cálculo a receita bruta ou o valor da produção. Todos os riscos do desenvolvimento, inclusive os custos de exploração, são de responsabilidade exclusiva do concessionário. As principais desvantagens desse tipo de contrato são o risco de perda comercial e a ausência de controle do ritmo de produção pelo Estado.

O regime de concessão é normalmente adotado em casos onde ocorre falta de adequado conhecimento da área, uma vez que, antes das licitações, as atividades exploratórias e as investigações sísmicas tendem a ser reduzidas. Se isso ocorrer, o Estado corre o risco de não maximizar seu retorno.

Além disso, o Estado tem muita dificuldade em controlar o ritmo de produção. Como pode haver grandes diferenças entre os objetivos do Estado e do concessionário, principalmente no caso de países exportadores, a extração pode não atender ao interesse público.

2.2 Partilha de produção

O regime de partilha de produção foi primeiramente utilizado na Indonésia em 1966. Com o crescimento do sentimento nacionalista, o regime

de concessão ficou desacreditado naquele país, pois tal regime estava muito relacionado ao período colonial.

No regime de partilha, a propriedade do petróleo é do Estado, mas, ao mesmo tempo, permite-se que as empresas gerenciem e operem as instalações de produção de um determinado campo. As empresas assumem todos os riscos e ficam com uma parcela do chamado excedente em óleo (*profit oil*), no caso de descobertas comerciais.

Normalmente, o Estado tem a sua parcela do custo de investimento “carregada” pelas empresas vencedoras da licitação. Esse custo de carregamento é pago às empresas com as receitas futuras do campo.

A parcela do excedente em óleo do Estado e das empresas tende a ser resultado de difíceis avaliações, já que não há critérios “científicos” para sua definição. No contrato de partilha, não há, em geral, o pagamento de bônus, pois é mais racional que esse bônus esteja embutido em uma maior parcela do excedente em óleo do Estado. Normalmente, a parcela do Estado nesse excedente define a proposta vencedora da licitação.

Em geral, não há aporte de recurso do Estado para os investimentos. Entretanto, as empresas têm o direito de recuperar seus custos tanto de investimentos quanto de operação e manutenção. Os custos de investimento são recuperados ao longo de um determinado número de anos e os custos de operação e manutenção são recuperados, geralmente, no ano em que eles ocorrem.

É importante destacar que é usual nos regimes de partilha de produção o estabelecimento de um limite para a recuperação do chamado custo em óleo (*cost oil*). Desse modo, garante-se uma receita para o Estado, independentemente dos custos de produção, já no início.

O detalhamento do contrato de partilha de produção depende do marco legal do país. Se o país determinar as regras básicas dos contratos em lei, os contratos tornam-se mais simples, pois a maior parte das questões já está abrangida pela própria lei.

A previsão em lei dos termos de um contrato de partilha de produção oferece maior segurança tanto ao Estado quanto às empresas. No entanto, essa previsão torna o regime mais rígido, pois somente pode ser alterado pelo Poder Legislativo.

Outra importante questão relativa ao regime de partilha é o fato de o Estado ter que balancear o desejo por lucros com o cumprimento de aspectos regulatórios relativos, por exemplo, ao ritmo de produção e à queima de gás. Daí a importância de o Estado ser representado no contrato por uma empresa pública, e de a fiscalização e arbitragem desse tipo de contrato serem exercidas por uma agência reguladora.

2.3 Joint venture

No regime de *joint venture*, ao contrário do que ocorre com os regimes de concessão e de partilha de produção, não existem critérios e definições internacionalmente estabelecidas. Um contrato de *joint venture* simplesmente estabelece que duas ou mais partes desejam formalizar a realização de certa atividade de uma determinada maneira.

A principal característica dos contratos de *joint venture* é o fato de os custos e os riscos serem compartilhados entre o Estado e as empresas. Normalmente, esses contratos exigem longas negociações entre uma empresa pública e uma empresa petrolífera, de modo a garantir que todas as questões sejam adequadamente estabelecidas no contrato e que as partes concordem em trabalhar conjuntamente.

No regime de *joint venture*, como os riscos e os custos são compartilhados, o Estado é responsável direto pela produção do petróleo e do gás natural, tornando-se um potencial agente de danos, inclusive ambientais. Também nesse caso, é fundamental a fiscalização e arbitragem de uma agência reguladora.

2.4 Contratação de serviços

Os contratos de serviço podem ser de dois tipos: de prestação de serviços ou de risco. No contrato de prestação de serviços, as empresas são contratadas para explorar e desenvolver um campo em troca de um determinado pagamento; os investimentos, os riscos e o petróleo produzido são do Estado. Como não há risco para a empresa contratada, esse tipo de contrato também é chamado de “sem risco”.

Se o contrato for “de risco”, a empresa realiza todos os investimentos para, depois, ser ressarcida pela produção comercial do campo. O risco é de essa produção não ocorrer.

A empresa pode receber pelos serviços prestados tanto em dinheiro quanto em petróleo, segundo disposto no contrato.

2.5 Riscos e recompensas

Os riscos e as recompensas variam muito em razão do regime de exploração adotado por cada país. A Tabela 2.1 resume as principais características e as diferenças entre os regimes contratuais.

Tabela 2.1 Riscos e recompensas nos diversos regimes contratuais

Regime	Empresa	Governo
Concessão	Todo o risco e boa recompensa	Recompensa é função da produção e do preço
Partilha de produção	Todo o risco e parte da produção	Nenhum risco e parte da produção
Contrato de serviço sem risco	Nenhum risco e remuneração fixa	Todo o risco e toda a produção
Contrato de risco	Todo o risco e remuneração apenas no caso de comercialidade	Pagamento à empresa em dinheiro ou em petróleo
<i>Joint Venture</i>	Parte do risco e parte da produção	Parte do risco e parte da produção

2.6. A escolha do regime fiscal

Comentam-se, a seguir, algumas variáveis relevantes na escolha do regime fiscal. Em países importadores de petróleo, com baixa relação entre reservas e consumo onde o risco exploratório é alto, predomina o regime de concessão, com pagamento de royalties e, eventualmente, outras compensações.

Nos países exportadores onde existem grandes reservas e onde o risco exploratório é baixo, é comum a adoção do regime de partilha de produção, de prestação de serviço e de monopólio.

Em países onde o regime de partilha não é capaz de atrair investimentos de empresas petrolíferas pela baixa qualidade das áreas ou onde o Estado quer maximizar suas receitas pela alta qualidade das áreas, são comuns os contratos do tipo *joint venture*. A Tabela 2.2 mostra os regimes adotados em diferentes países.

Tabela 2.2 Tipos de regime em vários países

Regime	País
Monopólio	Arábia Saudita, Kwait
Concessão	Estados Unidos (EXPORTAÇÃO PROIBIDA), Portugal, México
Partilha de produção	Angola, Bolívia, China, Equador, Índia, Líbia, Malásia, México, Moçambique, Nigéria, Oman, Qatar, Paquistão, Rússia, Senegal, Tanzânia, Turquia, Venezuela
Contrato de prestação de serviço sem risco	Irã, México
<i>Joint Venture</i>	Noruega e Venezuela, quando o Estado assume parte do risco e do investimento

Os países exportadores, tais como Arábia Saudita, Rússia e Noruega, não priorizam o regime de concessão, pois privilegiam a ação do Estado, adotando o monopólio, partilha de produção, prestação de serviço e *joint ventures*, com forte atuação das empresas estatais. É muito comum os países adotarem, ainda, regimes mistos.

Países importadores, como os Estados Unidos, utilizam o regime de concessão na plataforma continental. No entanto, a exportação é, praticamente, proibida nesse país.

3. O REGIME DE CONCESSÃO NO BRASIL

O regime de concessão no Brasil foi introduzido pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com o fim do monopólio da Petrobras. Nos termos dessa Lei, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo serão exercidas apenas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação; os blocos do contrato de concessão serão definidos pela ANP; e os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

Os critérios para julgamento das ofertas na licitação, estabelecidos em edital, são, na maioria dos casos, um peso de 20% para o conteúdo local, 40% para o programa exploratório mínimo e 40% para o bônus de assinatura.

O conteúdo local é o compromisso de o concessionário adquirir bens e serviços da indústria nacional; o programa exploratório mínimo compreende investimentos em levantamentos sísmicos, perfuração de poços exploratórios etc; o bônus de assinatura é o valor pago para celebração do contrato.

A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

O regime de concessão prevê, além do bônus de assinatura, o pagamento de duas compensações financeiras: royalties e participação especial. Os royalties correspondem de 5% a 10% do valor da produção e são distribuídos aos Estados, aos Municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, e a um Fundo Especial. Esse Fundo distribui recursos para todos os Estados e Municípios brasileiros segundo critérios, respectivamente, do Fundo de Participação dos Estados – FPE e do Fundo de Participação dos Municípios – FPM.

Nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, os concessionários são obrigados a pagar a participação especial. Para apuração dessa participação, são aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, conforme disposto no

Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. No segundo trimestre de 2015, a maior alíquota efetiva foi de 31,71%, aplicável ao campo de Roncador¹.

A participação especial é aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais e a depreciação. Seus recursos são destinados a órgão da administração direta da União, aos Estados produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e aos Municípios produtores ou confrontantes.

A Lei nº 9.478/1997, em vigor, estabelece regras que promovem uma grande concentração em poucos Estados da arrecadação de royalties e participação especial relativos às áreas concedidas. A Tabela 3.1 mostra o modelo de distribuição de royalties e participação especial no atual regime de concessão de blocos na plataforma continental.

Tabela 3.1. Distribuição de royalties e participação especial no regime de concessão em vigor no Brasil

	Royalties		Participação Especial
	> 5% (até 10%)	= 5%	% Receita Líquida
Estados	Confrontante: 22,5%	Confrontantes: 30%	Produtores ou confrontantes: 40%
Municípios	Confrontantes: 22,5% Afetados: 7,5%	Confrontantes e áreas geoeconômicas: 30% Instalações de embarque ou desembarque: 10%	Produtores ou confrontantes: 10%
União	MCT: 25% Marinha: 15%	Marinha: 20%	MME: 40% MMA: 10%
Fundo	Especial: 7,5% (FPE: 20%) (FPM: 80%)	Especial: 10% (FPE: 20%) (FPM: 80%)	-----

O percentual de 30% da parcela dos royalties de 5% do

¹ <http://www.anp.gov.br/?id=518>

valor da produção atribuído aos Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas é partilhado nos termos da Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, da seguinte forma:

- 60% ao Município confrontante juntamente com os demais municípios que integram a zona de produção principal, rateados, entre todos, na razão direta da população de cada um, assegurando-se ao Município que concentrar as instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, um terço da cota;
- 10% aos Municípios integrantes de produção secundária, rateado, entre eles, na razão direta da população dos distritos cortados por dutos;
- 30% aos Municípios limítrofes à zona de produção principal, rateado, entre eles, na razão direta da população de cada um, excluídos os Municípios integrantes da zona de produção secundária.
- Os Municípios que integram a área geoeconômica serão divididos em três zonas, distinguindo-se uma zona de produção principal, uma zona de produção secundária e uma zona limítrofe à zona de produção principal.

A distribuição do Fundo Especial far-se-á de acordo com os critérios estabelecidos para o rateio dos recursos dos Fundos de Participação dos Estados, dos Territórios e dos Municípios, obedecida a seguinte proporção:

- 20% para os Estados e Territórios;
- 80% para os Municípios.

Conforme pode ser observado na Tabela 3.1, cabe aos Estados e Municípios confrontantes uma grande parcela tanto dos royalties quanto da participação especial. No caso da participação especial, essa parcela chega a 50%. Ao Fundo Especial, que destina parcela apenas dos royalties a todos os Estados e Municípios, segundo critérios do FPE e FPM, cabe uma parcela de apenas 7,5% e 10%.

4. O REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO NO BRASIL

O regime de partilha de produção foi introduzido no Brasil pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Para os fins dessa Lei, partilha de produção é o regime de exploração e produção de petróleo e gás natural no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.

O custo em óleo é a parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato.

Nos termos da Lei nº 12.351/2010, excedente em óleo é a parcela da produção a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação do superficiário².

A área do Pré-Sal foi estabelecida como sendo a região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas em Anexo à Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.

Áreas estratégicas são regiões de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitadas em ato do Poder Executivo, caracterizadas pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção.

Nos termos da Lei nº 12.351/2010, a Petrobras será, como único operador, responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e

² O proprietário do solo (terreno, fazenda, sítio, etc.), também chamado de superficiário, não é dono dos recursos minerais, inclusive os do subsolo.

desativação das instalações de exploração e produção.

A Petrobras ou, quando for o caso, o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação será denominado contratado. O bônus de assinatura é um valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção.

A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia – MME, celebrará os contratos de partilha de produção diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação, ou mediante licitação na modalidade leilão. A gestão dos contratos de partilha de produção caberá à empresa pública Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA, cuja criação foi autorizada pela Lei nº 12.304/2010.

A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurada uma participação mínima de 30% no consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação para a exploração e produção em regime de partilha de produção.

Caberá ao MME propor ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção; os critérios para definição do excedente em óleo da União; o percentual mínimo do excedente em óleo da União; a participação mínima da Petrobras no consórcio; os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos; o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional; o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à PPSA; estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção; e aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaboradas pela ANP.

Foi realizada apenas uma licitação no regime de partilha de produção. Foi licitado o bloco de Libra, sendo o esperado um excedente em óleo da União médio de 41,65% (MME, 2013).

A PPSA integrará o consórcio como representante dos interesses da União no contrato de partilha de produção. A administração do consórcio caberá a um comitê operacional, que será composto por representantes da PPSA e dos demais consorciados. Essa empresa pública indicará a metade

dos integrantes do comitê operacional, inclusive o seu presidente, que terá poder de veto e voto de qualidade.

Caberá a esse comitê operacional definir os termos do acordo de individualização da produção a ser firmado com o titular da área adjacente e definir os programas anuais de trabalho e de produção a serem submetidos à análise e aprovação da ANP. A Petrobras, na condição de operadora do contrato de partilha de produção, deverá encaminhar ao comitê operacional todos os dados e documentos relativos às atividades realizadas. A PPSA, representando a União, poderá contratar diretamente a Petrobras, dispensada a licitação, como agente comercializador do petróleo e do gás natural destinados à União em decorrência dos contratos de partilha de produção.

A Lei nº 12.351/2010, além de introduzir o regime de partilha de produção, dispõe sobre a criação do Fundo Social, cuja finalidade é constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

O Fundo Social tem por objetivos constituir poupança pública de longo prazo com base nas receitas auferidas pela União, oferecer fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, e mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis.

A Lei nº 12.351/2010 dispõe que constituem recursos do Fundo Social parcela do valor do bônus de assinatura destinada a ele pelos contratos de partilha de produção; parcela dos royalties que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção, na forma do regulamento; receita advinda da comercialização de petróleo e gás natural; os royalties e a participação especial das áreas localizadas no Pré-Sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União; os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades; e outros recursos previstos em lei.

A política de investimentos do Fundo Social tem por objetivo buscar a rentabilidade, a segurança e a liquidez de suas aplicações e assegurar

sua sustentabilidade econômica e financeira. Os investimentos e aplicações serão destinados preferencialmente a ativos no exterior, com a finalidade de mitigar a volatilidade de renda e de preços na economia nacional.

Constituído o Fundo Social e garantida a sua sustentabilidade econômica e financeira, o Poder Executivo, na forma da lei, poderá propor o uso de percentual de recursos do principal para a aplicação nos programas e projetos na etapa inicial de formação de poupança do Fundo.

A política de investimentos do Fundo Social será definida pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social - CGFFS. O CGFFS terá sua composição e funcionamento estabelecidos em ato do Poder Executivo, assegurada a participação do Ministro de Estado da Fazenda, do Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão, e do Presidente do Banco Central do Brasil.

Cabe ao CGFFS definir:

- o montante a ser resgatado anualmente do Fundo Social, assegurada sua sustentabilidade financeira;
- a rentabilidade mínima esperada;
- o tipo e o nível de risco que poderão ser assumidos na realização dos investimentos, bem como as condições para que o nível de risco seja minimizado;
- os percentuais, mínimo e máximo, de recursos a serem investidos no exterior e no País;
- a capitalização mínima a ser atingida antes de qualquer transferência para as finalidades e os objetivos definidos na Lei.

A União poderá participar, com recursos do Fundo Social, como cotista única, de fundo de investimento específico, que deve ser constituído por instituição financeira federal e terá por finalidade promover a aplicação em ativos no Brasil e no exterior.

A Lei nº 12.351/2010 cria o Conselho Deliberativo do Fundo Social – CDFS, com a atribuição de propor ao Poder Executivo, ouvidos os Ministérios afins, a prioridade e a destinação dos recursos resgatados. A composição, as competências e o funcionamento do CDFS serão estabelecidos

em ato do Poder Executivo.

A destinação de recursos para os programas e projetos definidos como prioritários pelo CDFS é condicionada à prévia fixação de metas, prazo de execução e planos de avaliação, em coerência com as disposições estabelecidas no Plano Plurianual.

O CDFS deverá submeter os programas e projetos a criteriosa avaliação quantitativa e qualitativa durante todas as fases de execução, monitorando os impactos efetivos sobre a população e nas regiões de intervenção, com o apoio de instituições públicas e universitárias de pesquisa.

Os recursos do Fundo Social destinados aos programas e projetos devem observar critérios de redução das desigualdades regionais.

O regime de partilha no Brasil, estabelecido pela Lei nº 12.351/2010, inova em vários sentidos em relação aos regimes de partilha de produção existentes no mundo. Em geral, a lei estabelece uma política pública para percentual mínimo do excedente em óleo que cabe ao Estado, o que não está previsto nessa Lei. Também não se prevê um limite para recuperação do custo em óleo por parte do contratado e não há limite para o custo em óleo a ser recuperado pelo contratado.

Outra inovação do regime brasileiro de partilha de produção foi estabelecer a Petrobras como operadora única do Pré-Sal e de áreas estratégicas, além de essa empresa ter uma participação mínima de 30% no consórcio a ser formado para a exploração dos campos.

Ressalte-se, também, que o texto original da Lei nº 12.351/2010 não estabeleceu a alíquota de royalties relativa ao regime de partilha de produção, nem seus critérios de distribuição. Isso foi feito posteriormente pela Lei nº 12.734, de 30 de novembro de 2012.

A alíquota de royalties de 15% do valor da produção e os critérios de distribuição do regime de partilha de produção foram estabelecidos pela Lei nº 12.734/2012. Quando a produção ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva, os royalties terão a seguinte distribuição:

- 22% para os Estados confrontantes;
- 5% para os Municípios confrontantes;

-
- 2% para os Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outro hidrocarboneto fluido, na forma e critérios estabelecidos pela ANP;
 - 24,5% para constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, cujo rateio obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal – FPE, de que trata o art. 159 da Constituição;
 - 24,5% para constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios, cujo rateio obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Municípios – FPM, de que trata o art. 159 da Constituição;
 - 22% para a União, a ser destinado ao Fundo Social, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo.

Observa-se, então, que no regime de partilha de produção a alíquota de royalties de 15% é 50% maior que a alíquota mais alta do regime de concessão que é de 10%. Além disso, 49% dos royalties são destinados a todos os Estados e Municípios do País.

Uma falha do regime de partilha de produção que pode ser corrigida é destinar a todos os Estados e Municípios parcela da receita advinda da comercialização de petróleo e gás natural da União, decorrentes do excedente em óleo. Nos termos da Lei nº 12.351/2010, toda essa receita será destinada ao Fundo Social.

Também é importante destacar que a Lei nº 12.734/2012 teve seus critérios de distribuição impugnados por liminar da Ministra Cármen Lúcia do Supremo Tribunal Federal. Dessa forma, não existe lei em vigor que estabeleça como os royalties arrecadados sob o regime de partilha de produção serão distribuídos.

5. SÍNTESE DAS RENDAS PETROLÍFERAS

Com a aprovação do novo marco legal, em 2010, o Brasil passou a ter três regimes fiscais de pesquisa de lavra: concessão, cessão onerosa e partilha de produção. O regime de concessão foi mantido nas áreas do Pré-Sal já concedidas, nas áreas fora do Pré-Sal e nas áreas consideradas não estratégicas.

O regime de cessão onerosa aplica-se às áreas cedidas onerosamente pela União para a Petrobras, nos termos da Lei nº 12.276/2010.

Já o regime de partilha aplica-se às áreas do Pré-Sal que não estão sob o regime de concessão ou de cessão onerosa, e às áreas consideradas estratégicas.

Cada um desses três regimes têm diferentes critérios com relação à participação no resultado ou compensação financeira para órgãos da administração direta da União, Estados, Distrito Federal e Municípios, conforme determina o art. 20 da Constituição Federal. A Tabela 5.1 mostra um resumo dos principais itens da participação do estado brasileiro na renda petrolífera.

Tabela 5.1 Principais itens da participação estatal direta na renda petrolífera

	Concessão	Cessão onerosa	Partilha de produção
Bônus de assinatura	Sim (critério de julgamento)	Não	Sim (fixado em edital)
<i>Royalties</i>	5% a 10% do valor da produção	10% do valor da produção	15% do valor da produção
Participação especial	Decreto nº 2.705/1998	Não	Não
Excedente em óleo	Não	Não	Sim (mínimo fixado em edital e critério de julgamento)

6. CONTROLE DAS RESERVAS E DA PRODUÇÃO

O petróleo não é uma mercadoria qualquer e não existe substituto. Cerca de 90% do transporte mundial de carga e de pessoas são realizados por derivados de petróleo. Além disso, o petróleo é matéria-prima para a produção de produtos petroquímicos e fertilizantes nitrogenados.

Por ser um dos principais recursos naturais da humanidade, o petróleo vem motivando conflitos militares desde a 1ª Guerra Mundial. Para evitar que interesses privados se sobreponham ao interesse público, é essencial que as empresas estatais detenham as reservas e exerçam o controle da produção, principalmente nos países exportadores.

Conforme mostrado na Figura 6.1, as empresas estatais são as grandes detentoras das reservas mundiais (Thurber, 2012).

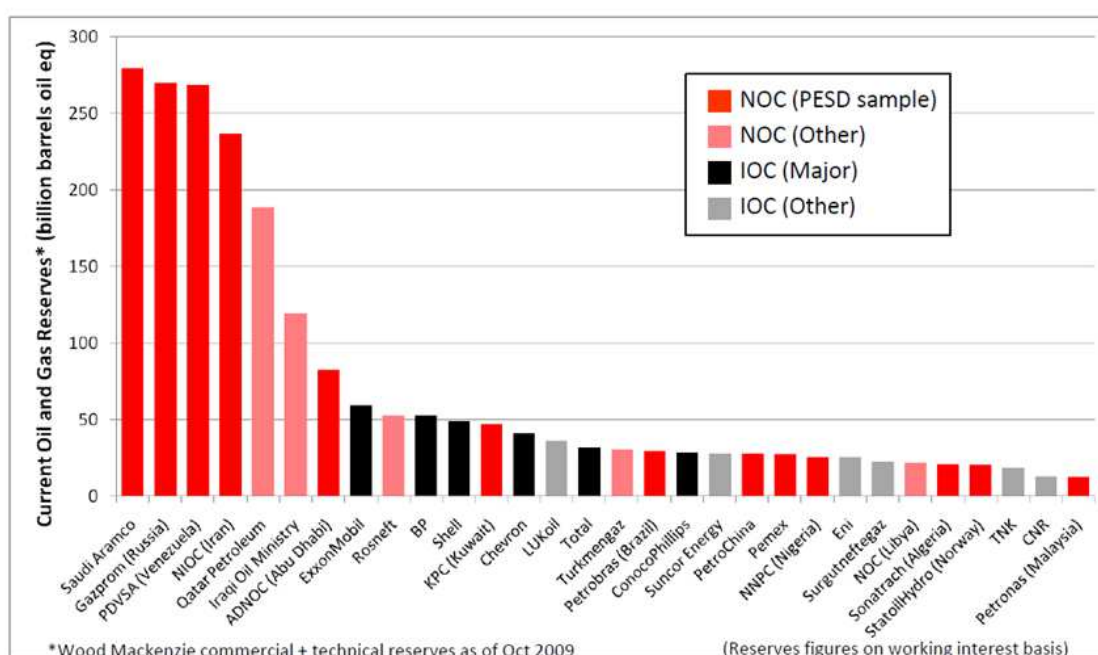


Figura 6.1 Acesso das empresas às reservas de petróleo e gás

As empresas estatais também dominam a produção de petróleo no mundo. De acordo com o Banco Mundial, as empresas petrolíferas estatais respondiam, em 2010, por 75% da produção mundial e 90% das reservas provadas (Silvana, 2011). A Tabela 6.1 mostra as maiores empresas produtoras de petróleo e gás natural do mundo (Helmun, 2015). Das 21 maiores produtoras, apenas três são privadas.

Tabela 6.1 Maiores empresas produtoras de petróleo e gás natural

1.	Saudi Aramco (Saudi Arabia)	12 million
2.	Gazprom (Russia)	8.3 million
3.	National Iranian Oil (Iran)	6 million
4.	Exxon Mobil (U.S.)	4.7 million
5.	Rosneft (Russia)	4.7 million
6.	PetroChina (China)	4 million
7.	BP (UK)	3.7 million
8.	Royal Dutch Shell (UK/Netherlands)	3.7 million
9.	Petroleos Mexicanos (Mexico)	3.6 million
10.	Kuwait Petroleum (Kuwait)	3.4 million
11.	Chevron (U.S.)	3.3 million
12.	Abu Dhabi National Oil (UAE)	3.1 million
13.	Total (France)	2.5 million
14.	Petrobras (Brazil)	2.4 million
15.	Qatar Petroleum (Qatar)	2.4 million
16.	Lukoil (Russia)	2.3 million
17.	Sonatrach (Algiers)	2.2 million
18.	Iraq Ministry of Oil (Iraq)	2 million
19.	PDVSA (Venezuela)	2 million
20.	ConocoPhillips (U.S.)	2 million
21.	Statoil (Norway)	2 million

A descoberta da província do Pré-Sal mudou a geopolítica do petróleo do Brasil. Considerando o que já foi descoberto, pode-se dobrar a produção e a reserva num futuro próximo.

Os reservatórios de petróleo, na Bacia de Santos, são muito mais espessos que os da Bacia de Campos. Assim, o volume de petróleo na Bacia de Santos é gigantesco.

Se a Petrobras não fosse estatal, talvez ela não tivesse perfurado o primeiro poço do Pré-Sal, em Parati, que custou cerca de US\$ 250 milhões. É pouco provável que uma empresa privada corresse o risco de investir esse valor em uma perfuração sem uma sísmica adequada.

Na época, a sísmica não conseguia “enxergar bem” abaixo da “camada de sal”, que pode chegar a dois mil metros de espessura. Nessa perfuração, houve muitos problemas, mas a Petrobras prosseguiu, em razão do seu corpo técnico, o melhor do mundo na área de produção de petróleo em águas profundas.

Em Lula, Búzios e Libra, campos já descobertos no Pré-Sal, os volumes recuperáveis são da ordem de 10 bilhões de barris em cada um deles. Só essas três áreas são cerca de duas vezes maiores do que as reservas atuais. Estava previsto a Petrobras sair de uma produção de petróleo 2,1 milhões de barris de petróleo por dia, em 2014, para 4,2 milhões de barris por dia, em 2020. Se forem computadas as parceiras e outras empresas que produzem petróleo no Brasil, em 2020, a produção nacional seria da ordem de 5 milhões de barris de petróleo por dia.

Com as Refinarias Premium I e Premium II, o Brasil chegaria a uma capacidade de refino de 3,2 milhões de barris por dia. Haveria, então, um excedente de 1,8 milhão de barris por dia para exportação. Sem essas duas refinarias, até 2023, a capacidade de refino seria de 2,6 milhões de barris de petróleo por dia. Se ocorrer isso, o Brasil poderá colocar no mercado 2,4 milhões de barris de petróleo por dia, com grande impacto nos preços.

No regime de concessão do Brasil, o Estado não tem, de fato, controle sobre a curva de produção. O mercado é totalmente aberto. O produto da lavra é do concessionário. A única restrição que existe é o atendimento ao mercado interno de derivados. Isso pode ser garantido, por exemplo, com derivados importados.

O Pré-Sal já está produzindo cerca de 1 milhão de barris por dia sob o regime de concessão. Nesse regime, atualmente, os Estados e Municípios recebem royalties, por meio do Fundo Especial, de, no máximo, 8,75% dessas receitas, uma vez que a maior alíquota é 10%. Sob esse regime, os Estados e Municípios, por meio do Fundo Especial, receberam, em 2014, apenas R\$ 1,481 bilhão decorrentes da produção petrolífera no Pré-Sal e no Pós-Sal.

A atual Diretora de Exploração e Produção da Petrobras, Sra. Solange Guedes, em palestra na *Offshore Technology Conference* em Houston em maio de 2015, afirmou que, apesar de nem todos os poços previstos para os sistemas de produção atuais na província do Pré-Sal estarem conectados, os custos estão caindo. Segundo ela, o custo de extração no Pré-Sal

é de US\$ 9,1 por barril, abaixo da média da empresa, de US\$ 14,6 por barril, e da média das empresas do setor, de US\$ 15 por barril. O custo de extração da Petrobras é aproximadamente 39% menor que o custo médio das outras empresas.

Dessa forma, nessa província existem todas as condições para não se utilizar o regime de concessão: baixo risco exploratório, baixíssimo custo de extração e petróleo a ser exportado. Nesse cenário, o regime de partilha de produção ou de serviço são, tecnicamente, mais adequados que o regime de concessão.

Ressalte-se, por fim, que o Brasil deverá ser formador de preços no mercado internacional. Nesse cenário, é imprescindível que o Estado defina o ritmo da produção, não as empresas privadas. Fica, então, evidenciado que o regime de concessão é inadequado ao País.

7. CONCLUSÕES

O Projeto de Lei nº 6.726, de 2013, de autoria do ilustre Deputado Mendonça Filho, na prática, extingue o regime de partilha de produção no Pré-Sal e em áreas estratégicas. Assim, o Brasil passaria a ter apenas o regime de concessão.

Os tipos de regime de exploração e produção de petróleo variam muito em razão de como os lucros são divididos e de como os custos são tratados. Em geral, o grau de conhecimento acerca das possíveis reservas, dos seus volumes recuperáveis, dos custos de produção e a curva de preços futuros do petróleo são fundamentais na definição do regime de contratação a ser utilizado. Os regimes mais utilizados no mundo para contratação de empresas estatais ou privadas são: concessão, partilha de produção, *joint venture* e serviços.

O regime de concessão é normalmente adotado em casos onde ocorre inadequado conhecimento da área, uma vez que, antes das licitações, as atividades exploratórias e as investigações sísmicas tendem a ser reduzidas. Se isso ocorrer, o Estado corre o risco de não maximizar seu retorno.

Além disso, nesse regime o Estado tem muita dificuldade em controlar o ritmo de produção. Como pode haver grandes diferenças entre os objetivos do Estado e do concessionário, principalmente no caso de países exportadores, a extração pode não atender ao interesse público.

No regime de partilha de produção, a propriedade do petróleo é do Estado, mas, ao mesmo tempo, permite-se que as empresas gerenciem e operem as instalações de produção de um determinado campo. As empresas assumem todos os riscos e ficam com uma parcela do chamado excedente em óleo (*profit oil*), no caso de descobertas comerciais.

Normalmente, não há aporte de recurso do Estado para os investimentos. Entretanto, as empresas têm o direito de recuperar seus custos tanto de investimentos quanto de operação e manutenção. Os custos de investimento são recuperados ao longo de um determinado número de anos e os custos de operação e manutenção são recuperados, geralmente, no ano em que eles ocorrem.

É importante destacar que é muito comum no regime de partilha de produção o estabelecimento de um limite para a recuperação do

chamado custo em óleo (*cost oil*). Desse modo, garante-se uma receita para o Estado, independentemente dos custos de produção, já no início.

Em países importadores, com baixa relação entre reservas e consumo e onde o risco exploratório é alto, predomina o regime de concessão, com pagamento de royalties e, eventualmente, outras compensações com base no lucro. Países importadores, como os Estados Unidos, utilizam o regime de concessão na plataforma continental. No entanto, a exportação é, praticamente, proibida nesse país.

Nos países exportadores, com grandes reservas e onde o risco exploratório é baixo, é comum a adoção do regime de partilha de produção, de monopólio e de serviço. Os países exportadores, tais como Arábia Saudita, Rússia e Noruega, não priorizam o regime de concessão, pois 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, exercido por uma empresa integralmente do Estado, sem ações em bolsa.

O regime de concessão no Brasil foi introduzido pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com o fim do monopólio exercido pela Petrobras. Nos termos dessa Lei, a concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos.

Esse regime prevê, além do bônus de assinatura, o pagamento de duas compensações financeiras: royalties e participação especial. Os royalties correspondem de 5% a 10% do valor da produção. Nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, os concessionários são obrigados a pagar a participação especial, cuja maior alíquota no País é 31,71%, aplicada no campo de Roncador.

A participação especial é aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais e a depreciação. Seus recursos são destinados a órgão da administração direta da União, aos Estados produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e aos Municípios produtores ou confrontantes. No regime de concessão adotado no Brasil, o custo das empresas é totalmente recuperado por elas, antes de se dividir a receita líquida por meio da

participação especial.

A Lei nº 9.478/1997, em vigor, estabelece regras que promovem uma grande concentração, em poucos Estados e Municípios, da arrecadação de royalties e participação especial relativos às áreas concedidas.

O percentual de 30% da parcela dos royalties de 5% do valor da produção atribuído aos Municípios confrontantes e respectivas áreas geoeconômicas é partilhado nos termos da Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986.

Cabe aos Estados e Municípios confrontantes uma grande parcela tanto dos royalties quanto da participação especial. No caso da participação especial, essa parcela chega a 50%. Ao Fundo Especial, que destina parcela apenas dos royalties a todos os Estados e Municípios, segundo critérios do FPE e FPM, cabe uma parcela de apenas 7,5% e 10%.

O regime de partilha de produção foi introduzido no Brasil pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Para os fins dessa Lei, partilha de produção é o regime de exploração e produção de petróleo e gás natural no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.

Nos termos da Lei nº 12.351/2010, excedente em óleo é a parcela da produção a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e aos royalties devidos. Em Libra, única área licitada sob o regime de partilha, estima-se que a União receberá um excedente em óleo médio de 41,65%.

O regime de partilha de produção é aplicável à área do Pré-Sal e áreas estratégicas. Nos termos da Lei nº 12.351/2010, a Petrobras será, como único operador, responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção.

O bônus de assinatura é um valor fixado pela União, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção. A gestão dos contratos de partilha de produção caberá à empresa Pré-

Sal Petróleo S.A. – PPSA, cuja criação foi autorizada pela Lei nº 12.304/2010.

A Petrobras será a operadora, sendo-lhe assegurada uma participação mínima de 30% no consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação para a exploração e produção em regime de partilha de produção.

A PPSA integrará o consórcio como representante dos interesses da União no contrato de partilha de produção. A administração do consórcio caberá a um comitê operacional, que será composto por representantes da PPSA e dos demais consorciados. Essa empresa pública indicará a metade dos integrantes do comitê operacional, inclusive o seu presidente, que terá poder de veto e voto de qualidade.

A Lei nº 12.351/2010, além de introduzir o regime de partilha de produção, dispõe sobre a criação do Fundo Social, cuja finalidade é constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas. Os recursos do Fundo Social destinados aos programas e projetos devem observar critérios de redução das desigualdades regionais.

A alíquota de royalties de 15% do valor da produção e os critérios de distribuição do regime de partilha de produção foram estabelecidos pela Lei nº 12.734/2012. Quando a produção ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva, os royalties terão a seguinte distribuição:

- 22% para os Estados confrontantes;
- 5% para os Municípios confrontantes;
- 2% para os Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo, gás natural e outro hidrocarboneto fluido, na forma e critérios estabelecidos pela ANP;
- 24,5% para constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal, cujo rateio obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal – FPE, de que trata o art. 159 da Constituição;
- 24,5% para constituição de Fundo Especial, a ser distribuído entre os

Municípios, cujo rateio obedecerá às mesmas regras do rateio do Fundo de Participação dos Municípios – FPM, de que trata o art. 159 da Constituição;

- 22% para a União, a ser destinado ao Fundo Social, deduzidas as parcelas destinadas aos órgãos específicos da Administração Direta da União, nos termos do regulamento do Poder Executivo.

Observa-se, então, que no regime de partilha de produção a alíquota de royalties de 15% é 50% maior que a alíquota mais alta do regime de concessão que é de 10%. Além disso, 49% dos royalties são destinados a todos os Estados e Municípios do País. Importa registrar, ainda, que o excedente em óleo da União em Libra, estimado em 41,65%, é maior que a alíquota mais alta de participação especial de 31,71%, aplicável ao campo de Roncador.

Também é importante destacar que a Lei nº 12.734/2012 teve seus critérios de distribuição impugnados por liminar da Ministra Cármen Lúcia do Supremo Tribunal Federal. Dessa forma, não existe lei em vigor que estabeleça como os royalties arrecadados sob o regime de partilha de produção serão distribuídos.

Importa acrescentar que o petróleo não é uma mercadoria qualquer e não existe substituto. Cerca de 90% do transporte mundial de carga e de pessoas são realizados por derivados de petróleo. Além disso, o petróleo é matéria-prima para a produção de produtos petroquímicos e fertilizantes nitrogenados.

Por ser um dos principais recursos naturais da humanidade, o petróleo vem motivando conflitos militares desde a 1ª Guerra Mundial. Para evitar que interesses privados se sobreponham ao interesse público, é essencial que as empresas estatais detenham as reservas e exerçam o controle da produção, principalmente nos países exportadores.

As empresas estatais também dominam a produção de petróleo no mundo. De acordo com o Banco Mundial, as empresas petrolíferas estatais respondiam, em 2010, por 75% da produção mundial e 90% das reservas provadas. Das 21 maiores produtoras, apenas três são privadas.

A descoberta da província do Pré-Sal mudou a geopolítica do petróleo do Brasil. Considerando o que já foi descoberto, pode-se dobrar a produção e a reserva num futuro próximo. Os reservatórios de petróleo, na Bacia de Santos, são muito mais espessos que os da Bacia de Campos. Assim, o

volume de petróleo na Bacia de Santos é gigantesco.

Se a Petrobras não fosse estatal, talvez não tivesse sido perfurado o primeiro poço do Pré-Sal, em Parati, que custou cerca de US\$ 250 milhões. É pouco provável que uma empresa privada corresse o risco de investir esse valor em uma perfuração sem uma sísmica adequada. Na época, a sísmica não conseguia “enxergar bem” abaixo da “camada de sal”.

Em Lula, Búzios e Libra, campos já descobertos no Pré-Sal, os volumes recuperáveis são da ordem de 10 bilhões de barris em cada um deles. Só essas três áreas são cerca de duas vezes maiores do que as reservas atuais. Estava previsto a Petrobras sair de uma produção de petróleo de 2,1 milhões de barris de petróleo por dia, em 2014, para 4,2 milhões de barris por dia, em 2020. Se forem computadas as parceiras e outras empresas que produzem petróleo no Brasil, em 2020, a produção nacional seria da ordem de 5 milhões de barris de petróleo por dia.

Com as Refinarias Premium I e Premium II, o Brasil chegaria a uma capacidade de refino de 3,2 milhões de barris por dia. Haveria, então, um excedente de 1,8 milhão de barris por dia para exportação. Sem essas duas refinarias, até 2023, a capacidade de refino seria de 2,6 milhões de barris de petróleo por dia. Se ocorrer isso, o Brasil poderá colocar no mercado 2,4 milhões de barris de petróleo por dia, com grande impacto nos preços.

No regime de concessão adotado no Brasil, o Estado não tem, de fato, controle sobre o ritmo de produção. O mercado é totalmente aberto. O produto da lavra é do concessionário. A única restrição que existe é o atendimento ao mercado interno de derivados. Isso pode ser garantido, por exemplo, com derivados importados.

O Pré-Sal já está produzindo cerca de 1 milhão de barris por dia sob o regime de concessão. Sob esse regime, os Estados e Municípios, por meio do Fundo Especial, receberam, em 2014, apenas R\$ 1,481 bilhão decorrentes da produção petrolífera no Pré-Sal e no Pós-Sal.

A atual Diretora de Exploração e Produção da Petrobras, Sra. Solange Guedes afirmou que, apesar de nem todos os poços previstos para os sistemas de produção atuais na província do Pré-Sal estarem conectados, os custos estão caindo. Segundo ela, o custo de extração no Pré-Sal é de US\$ 9,1 por barril.

Dessa forma, não se deve adotar o regime de concessão, pois é baixo o risco exploratório, é baixíssimo o custo de extração e o petróleo excedente ao consumo nacional deverá ser exportado. Nesse cenário, o regime de partilha de produção ou de serviço são, tecnicamente, mais adequados que o regime de concessão.

Ressalte-se, por fim, que o Brasil deverá ser formador de preços no mercado internacional. Nesse cenário, é imprescindível que o ritmo de produção seja definido pelo Estado, não pelas empresas privadas. Conclui-se, então, que o regime de concessão é inadequado ao País, principalmente após a descoberta, já comprovada, das gigantescas reservas de petróleo no horizonte geológico do Pré-Sal.

BIBLIOGRAFIA

HELMUN, CHRISTOPHER. **Forbes**. Março de 2015.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota sobre o Pré-sal e o campo de Libra**. Publicação: 21/10/2013.

THURBER, MARK. **NOCs and the Global Oil Market: Should We Worry?** Energy Seminar, 2012. Program on Energy and Sustainable Development (PESD), Stanford University.

TORDO, SILVANA. **National oil companies and value creation**. World Bank, Working Paper nº 218, 2011.