

PRÉ-SAL: O NOVO MARCO REGULATÓRIO DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Daniel Almeida de Oliveira

Procurador Federal em atuação na ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Doutorando em Teoria do Estado e Direito Constitucional pela PUC-Rio – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Professor do Master Business in Petroleum – MBP/COPPE/UFRJ e do Clube do Petróleo

SUMÁRIO: Introdução; 1 Regimes de E&P; 2 Os Regimes de E&P no Mundo; 3 Marco Regulatório Atual; 4 Marco Regulatório Pré-sal ; 5 Os Projetos de lei encaminhados pelo Poder Executivo Federal ao Congresso Nacional; 5.1 PL 5.938/09 (Dispõe sobre o regime de partilha de produção no Pré-Sal e Áreas Estratégicas); 5.2 PL 5.939/09 (Autoriza a criação da Petro-Sal); 5.3 PL 5.940/09 (Cria o Fundo Social); 5.4 PL 5.941/09 (Autoriza a cessão onerosa de E&P, inclusive o produto da lavra, da União para a Petrobrás, e àquela subscrever ações desta); Referências.

RESUMO: O artigo pretende expor de forma simples, porém, em termos apropriados, os modelos regulatórios de E&P (exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural) existentes, o atual modelo regulatório brasileiro de E&P e o modelo proposto pelos quatro projetos de lei (PL) enviados pelo Poder Executivo Federal ao Congresso Nacional para as atividades na área do “Pré-sal”. Faz, ainda, considerações quanto aos principais aspectos dos projetos e seus pontos mais polêmicos do ponto de vista jurídico-constitucional.

ABSTRACT: This article intends show the E&P regulatory models (oil and gas exploration, development and production), the nowadays E&P regulatory model of Brazil and the proposed framework by the four law projects (PL) on the activities in the “Pré-sal” area sent by the Executive Branch to the National Congress. More than this, the article does considerations about the projects’ principal aspects and about its more polemic points, under a constitutional analysis.

PALAVRAS-CHAVE: Direito Regulatório. Modelos Regulatórios. Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Pré-sal. Inconstitucionalidades.

KEYWORDS: Regulatory Law. Regulatory Frameworks. Oil and Gas Exploration and Production Activities. Pré-sal. Unconstitutionality.

INTRODUÇÃO

O presente artigo pretende expor de forma simples, porém, em termos apropriados, os modelos regulatórios de E&P (exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural) existentes, o atual modelo regulatório brasileiro de E&P e o modelo proposto pelos quatro projetos de lei (PL) enviados pelo Poder Executivo Federal ao Congresso Nacional para as atividades na área do “Pré-sal”. Expõe, ainda, considerações a respeito dos principais aspectos dos projetos e de seus pontos mais polêmicos, do ponto de vista jurídico-constitucional.

Far-se-á uma análise pormenorizada, mas sucinta, de cada um desses projetos de lei, apresentando, antes, os modelos de regime de E&P adotados no mundo, suas peculiaridades e quais países os adotam.

Os capítulos podem ser lidos de modo independente e em qualquer ordem, salvo o primeiro e o segundo capítulos, porque explicitam conceitos básicos.

Registre-se que este artigo manter-se-á válido mesmo após as votações pelo Congresso Nacional a respeito dos aludidos projetos de lei. Primeiro, porque fornece elementos fundamentais, ou básicos, para fazer uma reflexão crítica sobre o assunto. Segundo, porque o Congresso Nacional dificilmente alterará os PLs de modo substancial, dadas as peculiaridades do caso.

1 REGIMES DE E&P

Um Regime (Jurídico) de E&P é o conjunto de normas (regras, princípios, diretrizes etc.) que regem as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural num determinado local ou Estado.

A indústria do petróleo é considerada por muitos a maior indústria do mundo, daí a importância dos regimes jurídicos que regem o setor.

As atividades de E&P são bastante complexas e caras. Têm-se em geral duas fases: a de exploração e a de produção – as atividades (ou etapa) de desenvolvimento geralmente integram uma ou outra, no Brasil integra a fase de produção (Art. 24, Lei 9.478/97).

A *fase de exploração* é aquela em que se pesquisa a existência ou não de óleo/gás numa determinada área. O risco é muito grande quando a área não é bem conhecida, como ocorre, ou ocorria, na maior parte do Brasil. Por isso era comum ouvir-se que “Deve-se estender um tapete vermelho quando uma petrolífera estrangeira pretende explorar petróleo no seu país”. O custo é muito alto, dados os investimentos necessários especialmente em levantamentos sísmicos, sua interpretação e perfuração; além do fato de o lucro da petrolífera em caso de êxito poder ser dimensionado/restringido pelo Estado, por meio das participações governamentais e tributação. A fase de exploração, tal como a de produção, tem prazo estabelecido, geralmente, em contrato. Advindo o termo final, sem que haja descoberta, a petrolífera deve devolver ao Estado a área sobre a qual desenvolveu a exploração.¹ Note-se que também neste caso o Estado obtém ganho: todas as informações sobre o subsolo (dados geológicos) obtidas pela empresa são repassadas ao Estado, o que faz com que a área venha a ter um valor muito maior do que valia no início da sua exploração.

A *fase de produção* inicia-se quando a petrolífera declara a comercialidade do reservatório de óleo/gás encontrado, ou seja, foi encontrado óleo/gás e concluiu-se que a prospecção deles é rentável. Assim, a fase de produção é aquela em que se prepara para a prospecção do óleo/gás descoberto e em que estes são prospectados. Essa fase também tem prazo certo e determinado fixado em contrato que, findo, exige a devolução da área sob operação ao Estado. Este prazo varia bastante de país para país. No Brasil, atualmente, ele é de 27 anos, podendo ser reduzido ou prorrogado na forma hoje vigente do contrato de concessão (Cláusula 8.1 do atual modelo de contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural da ANP).

No mundo são utilizados basicamente 4 (quatro) modelos de regime de atividades de E&P: a *concessão (license)*, *acordo de participação*, *partilha de produção* e o *acordo de serviço* (prestação de serviço). Não existe utilização pura de um modelo, e costumam ter grande distinção de país para país. Ou seja, a concessão de um país pode ter características bastante diferentes da concessão de outro. A distinção entre os modelos é feita com a identificação de características-chaves de cada um deles. Antes de se dizer qual é o modelo adotado por um determinado país é preciso que se esclareça qual é a característica que se considera marcante para, somente depois, chamar o modelo de concessão, de acordo de participação, de partilha de produção ou de acordo de serviço.

Não há concordância entre os estudiosos sobre as características essenciais de cada modelo, sendo comum o mesmo regime de E&P ser classificado de maneira diversa pelos autores. Não é recomendável, portanto, ater-se apenas à classificação feita, deve-se também ver quais as características essenciais do regime de E&P analisado.

Pode-se dizer que um regime de E&P é de “Concessão” – em inglês “License”, que não se confunde com a nossa licença – quando confere a petrolíferas o direito de exercer as atividades de exploração e produção sob uma determinada área ofertada pelo Estado, por um tempo determinado, sob seu próprio risco e, em caso de êxito, o óleo e o gás extraídos são de sua propriedade, bastando que paguem *compensação financeira* ao Estado.²

Costuma-se classificar a concessão em Concessão Clássica ou em Concessão Moderna. Aquela foi a primeira a ser usada, em que as áreas concedidas e o prazo das concessões eram muito extensos, não raro todo o território do país e prazos de 60 (sessenta) anos, com royalties muito baixos, mercado praticamente dominado por 7 empresas privadas (The Seven Sisters)³. Já as Concessões Modernas têm áreas concedidas e prazo dos contratos bem menores, pagamento de royalties bem mais altos, estando a maior parte da produção de petróleo, hoje, nas mãos de estatais⁴.

O modelo “Acordo de Participação” geralmente é utilizado dentro de outro modelo de regime de E&P, de maneira que acaba sendo considerado apenas um instrumento – *v.g.*, um contrato de joint venture. Foi desenvolvido para substituir a Concessão Clássica e permitir a atuação de petrolíferas estrangeiras em países cuja legislação limitava ao Estado as atividades petrolíferas ou, ainda, para viabilizar a transferência de tecnologia e um controle maior do país anfitrião (*host country*) sobre as atividades de E&P. Os riscos da operação e os resultados

² A Lei 9.478/99 (Lei do Petróleo) definiu o modelo de concessão adotado pelo Brasil no seu Art. 26.

³ As Sete Irmãs eram a Royal Dutch Shell (atualmente chamada simplesmente Shell), a Anglo-Persian Oil Company - APOC (mais tarde, British Petroleum Amoco, ou BP Amoco; Atualmente usa as iniciais BP), a Standard Oil of New Jersey – Exxon (que se fundiu com a Mobil, atualmente, ExxonMobil, Esso no Brasil), a Standard Oil of New York – Socony (mais tarde, Mobil, que se fundiu com a Exxon, formando a ExxonMobil), a Texaco (posteriormente fundiu-se com a Chevron), a Standard Oil of California - Socal (posteriormente formou a Chevron, que incorporou a Gulf Oil e posteriormente se fundiu com a Texaco) e a Gulf Oil (absorvida pela Chevron).

⁴ Saudi Aramco (Arábia Saudita), Adnoc (Abu Dhabi); Bapco (Bahrein); Petrobrás (Brasil); CNPC, CNOOC e Sinopec (China); EGPC (Egito), Gazprom e Rosneft (Rússia); KMG (Cazaquistão); KPC (Kuwait); Nioc (Irã); NOCL (Líbia); NNPC (Nigéria); ONGC (Índia); PDVSA (Venezuela); Pemex (México); Pertamina (Indonésia); Petronas (Malásia); Petrosa (África do Sul); QP (Quatar); SOC (Iraque); Socar (Azerbaijão); Sonangol (Angola); Sonatrach (Argélia); Statoil (Noruega); e TPAO (Turquia).

¹ A área é concedida às petrolíferas sobre diferentes regras, como se verá ao longo deste tópico.

são divididos entre a petrolífera estrangeira e o Estado, com o repasse da tecnologia empregada (*joint venture* ou *equitaty joint venture*).

A “Partilha de Produção” (“Production Sharing”) também é um modelo usado para substituir a *concessão*, pelos mesmos motivos expostos no parágrafo anterior. É um regime de E&P largamente utilizado por Estados em desenvolvimento e que detêm grandes reservas de petróleo e gás. É usado por aqueles que querem ter um maior controle sobre a produção, estocagem e venda do petróleo, visando relações internacionais e desenvolvimento econômico do país. Mas se deve notar que estes fins também podem ser atingidos pelo modelo de concessão, por meio de elevação/redução do imposto de exportação sobre o petróleo e seus derivados, por aprovação ou não pelo Estado dos planos de exploração e de produção de petróleo das petrolíferas concessionárias etc.

No modelo de partilha de produção uma empresa estatal ou um órgão público oferta área para que petrolífera explore sob mando de uma *comissão operacional conjunta* – nomeada pela estatal/órgão público e pela empresa exploradora. Nos países que operam com a partilha de produção, normalmente a maioria dos membros dessa comissão operacional é indicada pela estatal/órgão público. Daí ser um modelo indicado apenas quando o país detém pessoal bastante qualificado no setor, sob pena de não conseguir gerir as atividades e ser ludibriado pelas petrolíferas quanto a custos de produção e valores das jazidas de petróleo e gás. A produção é partilhada – daí o nome do modelo. O Estado fica com óleo/gás *in natura* e atua diretamente na exploração e produção de petróleo e gás, não havendo necessidade de intervenção regulatória forte no setor para fins de evitar efeitos maléficis em outras áreas econômicas e nas relações internacionais. A parte da produção que cabe ao Estado pode ser-lhe dada em dinheiro: a petrolífera pode ser autorizada a vender a parte do Estado ou a ficar com o óleo/gás e remunerar o Estado. Neste caso, verifica-se maior semelhança com o modelo de concessão – no qual a propriedade do óleo/gás prospectado é da petrolífera concessionária, que paga a compensação financeira ao Estado. Por fim, o modelo de partilha é recomendável para países que possuem baixa estabilidade institucional, que não possuem um sistema de leis sólido, principalmente quanto à tributação e a regulação de atividade petrolífera.

Quanto ao “Acordo de Serviço”, tem-se o Contrato Ordinário de Serviço, em que o Estado simplesmente contrata o serviço de uma petrolífera, assumindo todos os riscos da operação, bem como ficando com todo o óleo e gás em caso de êxito; e o Contrato de Serviço de

Risco (“Risk Service Contract”), em que a petrolífera é contratada mas opera sob seu próprio risco, só recebendo pagamento em caso de êxito (descoberta de óleo/gás). O pagamento neste caso, obviamente, é superior ao do outro tipo de contrato, e se dá em óleo/gás, em dinheiro ou em desconto para a compra do óleo produzido. Interessante notar que este modelo foi adotado pelo Brasil entre os anos 1975 a 1988, dividindo espaço com o modelo de monopólio de E&P, sendo os contratos firmados pela Petrobrás com outras petrolíferas.⁵

Os regimes de E&P podem ser resumidos da forma abaixo:

Concessão (ou “License”)	Acordo de Participação	Partilha de Produção	Acordo de Serviço
Empresas são responsáveis pela E&P, sob seu risco. Em caso de êxito, o óleo e gás são de sua propriedade. Pagam compensação financeira ao Estado.	Acordo de Participação na “ <i>venture</i> ” da Empresa estrangeira (similar ao “ <i>joint operating agreement</i> ”). A produção é dividida.	Estatal ou órgão público oferta área para que empresa explore, sob o mando de uma comissão operacional conjunta. Partilha-se a produção. Maior controle Estatal sobre as atividades de E&P.	No “Risk Service Contract”, o risco é da empresa. Caso haja descoberta, o óleo/gás é de propriedade do Estado e a empresa será paga em honorários, óleo/gás ou com desconto na compra desses produtos.
Tipos: • Concessão Clássica • Concessão Moderna	Tipos: • “ <i>Equitaty joint venture</i> ” • Contrato de <i>Join Venture</i>		Tipos: • Contrato Ordinário de Serviço • Contrato de Serviço de Risco (“ <i>Risk Service Contract</i> ”)

5 Foram assinados de, 1976 a 1988, 243 contratos de risco: 156 com 32 empresas estrangeiras e 87 com 11 empresas brasileiras. Nesse sentido, CUNHA, Tadeu Andrade da. O Contrato com cláusula de risco para exploração de petróleo no Brasil. In *Revista de Informação Legislativa*. Ano 32, n° 127, jul/set 1995. A justificativa para a apresentação do modelo misto, sem a quebra do monopólio da Petrobrás, foi feito pelo próprio presidente da República à época, 1975, Ernesto Geisel, que havia, antes, sido presidente da Petrobrás.

2 OS REGIMES DE E&P NO MUNDO

Como foi dito acima, não há consenso quanto às características de cada modelo de regime de E&P. Entretanto, com base no delineamento já feito, é possível divisar os países que utilizam cada um deles.

O regime de concessão é responsável por pelo menos a metade da produção mundial de petróleo e gás natural.⁶ É o mais seguro para as petrolíferas e preferido por elas.⁷ Geralmente a regulação do setor está amplamente fixada por lei e pouco fixada por contrato, ao contrário do regime de partilha de produção.

O Acordo de Participação e o regime de partilha de produção foram a saída encontrada contra o regime de concessão clássico. É o regime preferido de países não-desenvolvidos e com grandes reservatórios de petróleo e gás, haja vista conferir controle direto da atividade pelo Estado – uma das características marcantes deste modelo é o fato de o Estado ficar com todo ou parte do petróleo/gás produzido.⁸

O Acordo de Serviço na sua versão de risco somente é atrativo para as petrolíferas, e, portanto, viável, em países com baixo grau de risco exploratório, ou seja, em áreas com presença de petróleo/gás muito grande e/ou em que sua extração não é muito complexa e, conseqüentemente, não muito cara. Condições contratuais mais vantajosas podem compensar o fato de se ter um grau maior de risco exploratório e, assim, atraírem interessados.

6 Nesse sentido, SMITH, Ernest E. Typical World Petroleum Arrangements. Int'l Resources L. 9-1. Rocky Mtn. Min. L. Fdn. 1991.

7 Comparado dentro de um mesmo país. Não adianta ter um regime de concessão se houver grande instabilidade política, insegurança jurídica etc. Neste caso, qualquer outro regime é preferível desde que num país com maior estabilidade institucional e segurança jurídica.

8 Relembro, entretanto, que a legislação pode perfeitamente prever que a petrolífera repasse dinheiro ao Estado na proporção da produção, ao invés de óleo *in natura*, no que fica este modelo parecido com o regime de concessão. A distinção ficaria apenas por conta da liberdade, encontrado no modelo “concessão”, de a petrolífera declarar ou não a comercialidade do reservatório e apresentar planos de exploração e de produção, estes, entretanto, sujeitos a aprovação estatal.

Os modelos de regime de E&P têm a seguinte distribuição no:⁹

1. Concessão (ou “License”)	2. Acordo de Participação	3. Partilha de Produção	4. Acordo de Serviço
<ul style="list-style-type: none"> EUA, Canadá, Brasil, África do Sul Peru Noruega Argentina (também 4) Colômbia (também 2 e 3) Bolívia (também 3) Argélia (também 3) Nigéria (também 2 e 3) Rússia (também 2 e 3) 	<p>Geralmente está atrelada a algum outro regime de E&P. Seu nome refere-se a um dos documentos nos quais se fixam as participações do país anfitrião no negócio do operador estrangeiro.</p> <ul style="list-style-type: none"> Nigéria (também 1 e 3) Turcomenistão (também 3) Cazaquistão (também 3) Rússia (também 1 e 3) 	<ul style="list-style-type: none"> Irã (também 4) Indonésia Angola Egito Líbia Malta Timor Leste Turcomenistão (também 2) Cazaquistão (também 2) Rússia (também 1) 	<ul style="list-style-type: none"> Venezuela México Irã (também 3) Equador (mais parecido com o 3, na verdade)

3 MARCO REGULATÓRIO ATUAL

O marco regulatório (ou regime jurídico) atual de E&P no Brasil pode ser sintetizado da seguinte maneira:

- O monopólio das atividades de E&P é da União (Art. 177, caput, CRFB) – continua sendo monopólio da União. A chamada “quebra do monopólio” ocorreu em relação às empresas que poderiam desempenhar essas atividades pela União. Antes da Emenda Constitucional nº 9/1995, só a Petrobrás podia desempenhá-las; após, qualquer empresa, passando a ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás

9 Esse quadro serve apenas para se ter uma visão global. Como já dito, não há unanimidade quanto à classificação dos regimes de E&P. Mas procurou-se seguir um mesmo critério quando da elaboração do quadro.

Natural e Biocombustíveis (“órgão regulador”, § 1º do Art. 177, CRFB) a ser gestora deste monopólio da União.

- A propriedade do subsolo e de seus recursos minerais é da União.
- O regime de E&P é Contrato de Concessão (“License”).
- A propriedade do produto da lavra (óleo/gás prospectado) é do Concessionário (petrolífera que recebeu a concessão da exploração e produção de petróleo/gás da ANP).
- Contratado¹⁰ pode ser qualquer empresa – será o vencedor do processo licitatório promovido pela ANP, com o qual ela celebrará um Contrato de Concessão de bloco de petróleo e gás (Lei 9.478/97).
- A gestora dos Contratos pela União é a ANP.
- O risco exploratório (chances de não ocorrer descoberta de óleo/gás cuja prospecção seja viável economicamente) é alto. Ou seja, foi desenvolvido para um cenário de risco exploratório alto.
- Sua Legislação Básica:
 - Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo);
 - Decreto 2.455/98 – implanta a ANP;
 - Decreto 2.705/98 – define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais (exploração, desenvolvimento e produção);
 - Lei 7.990/89 – *compensação financeira* pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais;

¹⁰ No Brasil, inclusive na área de E&P, o *contratante* é sempre o Estado, ao contrário do que ocorre nos EUA e em regra na Europa. Em razão disso é comum textos de autores brasileiros sobre o tema petróleo conterem erro quanto ao conceito quando querem se referir à petrolífera – usam *contratante* quando deveriam usar *contratado*.

- Decreto 1/91 – regulamenta a Lei acima.
- As *participações/receitas governamentais* (em regra estão previstas no Edital), Art. 45 da Lei 9.478/97, são:
 - I bônus de assinatura
 - II royalty – sua cobrança é obrigatória: 10% (Art. 47, Lei 9.478/97), redutível a 5%;
 - III participação especial – distribuição na forma na lei (Art. 50, Lei 9.478/97), percentual previsto em Decreto, mas não no Edital e no Contrato;
 - IV pagamento pela ocupação ou retenção de área – sua cobrança é obrigatória.

4 MARCO REGULATÓRIO PRÉ-SAL

“Pré-sal” é toda a camada do subsolo que fica abaixo da camada de sal – não entrarei na distinção entre os termos “sub-sal” e “pré-sal”, em que este compreenderia as camadas depositadas antes da camada de sal (mais antigas, portanto) e aquele, todas as camadas abaixo da camada de sal, independente de serem mais antigas ou não. Portanto, trata-se de uma camada rochosa muito profunda e de difícil acesso. Mas o “Pré-sal” a que os PLs e o Governo Federal se referem quando propõem um novo modelo regulatório de E&P tem uma definição mais restrita: é uma determinada área do território brasileiro em que foi detectada a possibilidade de existência de grandes jazidas de petróleo e gás abaixo da camada de sal do subsolo. O Brasil, já há bastante tempo, prospecta petróleo localizado abaixo da camada de sal do subsolo. No entanto, estes campos produtores de petróleo não integram a mencionada área compreendida no conceito “Pré-sal” dos quatro PLs que propõem um novo marco regulatório de E&P, pelo simples fato de não se encaixarem nas coordenadas descritas no PL que trata do novo modelo e da área que chamou de “Pré-sal”.

Uma análise minimamente crítica do modelo proposto para a zona do Pré-sal será feita quando da análise dos projetos de lei respectivos. Neste tópico, expor-se-á uma visão geral, a fim de já possibilitar ao leitor ingressar na discussão do modelo proposto.

O marco regulatório (ou regime jurídico) proposto para as atividades de E&P na zona do Pré-sal no Brasil pode ser sintetizado da seguinte maneira:

O monopólio das atividades continuará com a União.

- A propriedade do Subsolo e de seus recursos minerais continua sendo da União.
- O regime de E&P será o de Contrato de Partilha de Produção.
- A propriedade do produto da lavra será da União, do Operador (responsável pelas atividades de E&P na área sob exploração/produção) e do Contratado, em regime de Consórcio. A produção será repartida entre eles.
- O Contratado poderá ser qualquer empresa que vença a licitação a ser promovida pela ANP, mas, Operador, a lei exige que seja só a Petrobrás.
- A gestora dos Contratos pela União será a Petro-Sal. A Petro-Sal (empresa pública federal a ser criada pela União após a aprovação de sua lei autorizativa) representará a União no Consórcio e na contratação de empresa para a venda de sua parcela da produção.
- O Órgão Regulador das atividades derivadas do Contrato de Partilha continuará sendo a ANP.
- Segundo estudos apresentados, o risco exploratório é baixo ou nulo, ou seja, a possibilidade de não se obter lucro com a atividade é baixíssima ou inexistente.
- Legislação Básica:
 - Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo com as alterações dos PLs).
 - PL 5.938/09 (Dispõe sobre o regime de partilha de produção no Pré-Sal e Áreas Estratégicas).
 - PL 5.939/09 (Autoriza a criação da Petro-Sal).

- PL 5.940/09 (Cria o FS).
- PL 5.941/09 (Autoriza a cessão onerosa da União para a Petrobrás de E&P e àquela a subscrever ações da Petrobrás).
- Decreto 2.455/98 – implanta a ANP.
- Decreto 2.705/98 – define o cálculo e a cobrança das participações governamentais (E&P).
- Lei 7.990/89 – compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou GN, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais.
- Decreto 1/91 – regulamenta a Lei acima.
- As *participações/receitas governamentais* (devem estar previstas no Edital), Art. 42 e 43, 49 e 50, PL 5.938/2009, serão:
 - I bônus de assinatura – sua previsão no contrato é obrigatória;
 - II royalties – sua previsão no contrato é obrigatória: sobre o “excedente em óleo”, até a aprovação de lei específica, aplica-se o Art. 49 e 50 L. 9.478/97, aos devidos pela União, e esta lei e a L. 7.990/89, aos devidos pelo Contratado;
 - III pagamento pela ocupação ou retenção de área – sua previsão no contrato é obrigatória.

5 OS PROJETOS DE LEI ENCAMINHADOS PELO PODER EXECUTIVO FEDERAL AO CONGRESSO NACIONAL

5.1 PL 5.938/09 (DISPÕE SOBRE O REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO NO PRÉ-SAL E ÁREAS ESTRATÉGICAS)

O Projeto de Lei (PL) pode ser condensado da forma seguinte.

O regime de E&P “partilha de produção” será obrigatório nas *áreas do Pré-sal* e em *áreas estratégicas*. A definição das áreas estratégicas será feita pelo CNPE – Conselho Nacional de Política Energética, o

MME – Ministério de Minas e Energia, e a Presidência da República. A “área do Pré-sal” já vem definida no PL.

Nos contratos de partilha, o Operador, obrigatoriamente, será sempre único: a Petrobrás, que terá no mínimo 30% de participação no consórcio de empresas que atuarem sobre o bloco de petróleo/gás. Este percentual foi retirado da própria experiência da ANP, que costuma exigir esta participação mínima da empresa que fica como operadora do contrato de concessão.

Neste ponto, alguns juristas apontam inconstitucionalidade no PL. Fazem alusão à Emenda Constitucional nº 9/1995, que alterou o § 1º e inseriu o § 2º, ambos do Art. 177, ou seja, fazem alusão à norma que eliminou a exclusividade na execução do monopólio da União sobre as atividades de E&P, de importação/exportação, de refino, de distribuição/transporte de petróleo e seus derivados, a qual teria a intenção justamente de abrir o mercado à disputa entre os agentes econômicos do setor, de permitir a livre concorrência entre as petrolíferas. Não teria base constitucional, portanto, uma lei ordinária que colocasse apenas uma empresa, ainda que estatal, como a única a poder operar as atividades de E&P. Também se costuma referir ao § 1º, caput e inciso II, do Art. 173, CF, *in verbis*:

Art. 173. [...].

§ 1º A lei estabelecerá o estatuto jurídico da empresa pública, da sociedade de economia mista e de suas subsidiárias que explorem atividade econômica de produção ou comercialização de bens ou de prestação de serviços, dispondo sobre:

[...]

II - a sujeição ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários;

Com base no dispositivo acima, alguns doutrinadores têm afirmado que a Petrobrás, enquanto sociedade de economia mista federal, não pode ter tratamento favorecido pela União, em detrimento das demais empresas do setor.

Esses argumentos, embora atraentes, podem ser rebatidos pelos argumentos abaixo.

A técnica da interpretação histórica é válida, mas não há dúvida de que a Constituição não pode ser marcada para sempre pela ideologia que lhe pretendeu modificar, no caso, a neoliberal. A menos que a emenda constitucional incutisse norma expressa nesse sentido. Além disso, a própria interpretação histórica feita em relação aos dispositivos mencionados não indica tal conclusão. Percebe-se, claramente, que a citada Emenda Constitucional 9/1995 não impede o retorno da exclusividade na execução das atividades relacionadas ao petróleo. E, se impedisse, seria uma má-técnica, haja vista que as constituições democráticas não devem servir a ideologias específicas, sob pena de sempre se verem alteradas e de nunca chegarem a ter o respeito e admiração da sociedade necessários para serem efetivadas. Veja-se o Art. 177, caput e incisos, bem como o seu § 1º original e aquele cuja redação foi modificada pela referida emenda constitucional, atualmente em vigor:

Art. 177. Constituem *monopólio da União*:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

[...];

§ 1º O monopólio previsto neste artigo inclui os riscos e resultados decorrentes das atividades nele mencionadas, sendo vedado à União ceder ou conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural, ressalvado o disposto no art. 20, § 1º.

§ 1º A União *poderá* contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei. (*Redação dada pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995*). (grifo nosso).

A Constituição permite à União contratar empresas para executar as atividades sob seu monopólio, na forma que determinar Lei Ordinária. Ou seja, a União pode, ainda hoje, exercer diretamente seu monopólio. Veja-se que a exigência de lei ordinária dá-se apenas para a hipótese em que a União pretender exercer seu monopólio indiretamente, quer dizer, contratar empresa, estatal ou não. A necessidade de um novo marco regulatório feito por meio de lei ordinária decorre do fato de já haver lei ordinária disciplinando o modo pelo qual a União poderá contratar petrolíferas, a Lei 9.478/97.

Tratando-se de um monopólio, a União pode, claramente, determinar que apenas uma empresa faça todas as atividades dele decorrentes, quanto mais dizer que apenas uma será operadora única. Não há que se falar do § 1º, caput e inciso II, do Art. 173, CF, porque não se está falando de favorecimento de uma estatal em detrimento de outras empresas que com ela disputam o mercado. Isto porque, pela redação do PL, não haverá disputa alguma no caso. A futura lei ordinária retirará a questão da operação das atividades de E&P, nas áreas do pré-sal e estratégicas, do mercado. Dito de outro modo, o Congresso Nacional – União, no poder que a Constituição lhe confere, dirá que a questão da escolha do operador já está de antemão resolvida por ele. Se se discorda que isso não seria o melhor, tecnicamente, politicamente, ideologicamente, trata-se de outro ponto, que, de toda forma, fica superado quando da aprovação da lei. Pelo motivo de o procedimento legislativo visar justamente colocar todos estes aspectos (político, técnico, ideológico etc.) na mesa e confrontá-los a fim de se chegar à melhor decisão/escolha para a sociedade-Estado.

Ainda há mais um argumento. A União pode indicar apenas uma empresa pública ou sociedade de economia mista (e esta é a natureza jurídica da Petrobrás) para prestar um serviço público, conforme o Art. 175 da CF. Não há discussão doutrinária aqui. Isso significa que a União, por meio de lei ordinária, pode reservar uma determinada atividade econômica, até então executada por várias empresas privadas, para ser desempenhada por apenas uma sociedade de economia mista/empresa pública, ao enxergá-la como e declará-la “serviço público”. O que dizer, então, na hipótese do monopólio? Em que a liberdade do seu detentor é muito maior, não precisando atender a uma série de princípios obrigatórios no caso de serviço público, como a universalidade do acesso, modicidade dos preços praticados etc.?

Os Custos e Investimentos serão suportados totalmente pelo Contratado/Operador (salvo a hipótese abaixo), chamados de *Grupo Empreiteiro* no Contrato de Partilha de Angola.

Quanto aos riscos, a União poderá assumir parcela, mas só quando participar dos investimentos em E&P – com recursos de “fundo específico criado por lei”.

A partilha da produção somente ocorrerá após o reembolso dos gastos (recuperáveis) feitos pelo contratado/operador, que será em petróleo *in natura*. Ou seja, havendo êxito na exploração do bloco, o contratado/operador será totalmente ressarcido dos gastos (*recuperáveis*) que teve com o próprio óleo/gás que prospectará. Os contratos de partilha em vigência no mundo deixam claro o que pode ser objeto de reembolso, quais gastos são despesas recuperáveis. Eles também fixam o máximo de reembolso que pode ocorrer por período/ano, de modo a permitir ao Estado obter a sua parte da produção mais rapidamente. Caso isso não fosse previsto, o Estado poderia levar anos, após o início da produção, para começar a obter receita.

O PL não prevê um limite/teto para o reembolso dos custos com as atividades de E&P. Mas confere ao futuro contrato de partilha o poder de prever tais limites (Art. 2º, incisos II e III). Desse modo, caberá ao futuro contrato de partilha definir quais despesas feitas pelo operador (empresa que atuará de fato na exploração e produção na área sob contrato de partilha) serão recuperáveis, ou seja, integrarão o conceito de “custo em óleo”, qual o valor máximo dessa recuperação numa periodicidade também a ser estabelecida, bem como o procedimento necessário para o reconhecimento e auditoria dessas despesas. Tais previsões são fundamentais, diante das dificuldades de se auditar os gastos do operador do bloco. Como visto, a União só começará a receber sua parte do petróleo/gás produzido após o contratado/operador ser reembolsado integralmente dos seus custos (*recuperáveis*) com a exploração e produção destes.

Ainda quanto ao tema, um dos motivos para fixar, de antemão, a Petrobrás – uma empresa sob seu controle – como a operadora de todas as áreas em relação às quais o contrato de partilha será firmado é justamente evitar manobras que insuflam seus custos. Ademais, foi prevista a criação de uma empresa (Petro-Sal) especificamente para auditar esses custos.

A partilha da produção (distribuição do óleo/gás produzido), portanto, somente ocorrerá após o ressarcimento integral do contratado/operador – dos *custos recuperáveis*.

Caso os custos venham a ser suportados, no caso de descobertas e no fim, totalmente pela União (petróleo e gás prospectados de seu subsolo), a parcela desta na distribuição da produção, a ser disciplinada no Edital e no Contrato de Partilha, deverá ser maior do que naqueles casos em que os custos são suportados equitativamente pelas partes envolvidas, ou seja, metade pelo Estado e outra metade pelo Contratado/Operador.

O MME e ANP poderão contratar a Petrobrás diretamente para avaliação do potencial das áreas (do Pré-sal e das áreas estratégicas). Isso é importante para calcular o bônus de assinatura ou valorizá-lo, bem como para verificar se determinada área deveria ser considerada “área estratégica”, de modo a permitir a contratação direta da Petrobrás para a partilha. Nota-se, neste caso, um potencial conflito de interesses.

Quem celebrará o contrato de partilha de produção será a União, por meio do MME. O Ministério apresentará os parâmetros técnicos e econômicos, a ser aceito pelo CNPE, que, por sua vez, os proporá à Presidência da República, a qual caberá decidir.

Cumpra mencionar que a ANP, mesmo antes da aprovação do PL, iniciou o estudo sobre o modelo de contrato de partilha a ser assinado pelo MME. Como caberá à ANP fazer a licitação, entendo que a ela caberá definir o modelo de edital e de contrato que será adotado. Entretanto, como será o MME, pelo PL em análise, que o assinará, considero que tal ministério deve ser consultado antes da escolha pela ANP.

O Contratado (empresa que celebrará o contrato de partilha de produção com o MME) poderá ser: I. A Petrobrás, sem prévia licitação, quando o CNPE propor que assim seja, em razão de interesse nacional ou por entender ser isto importante para atingir objetivos da política energética – em ambas as situações, há que ser aprovada a contratação direta da Petrobrás pela Presidência da República, sendo que os parâmetros da contratação serão fixados pelo CNPE; ou II. O Consórcio da Petrobrás com a empresa vencedora da Licitação – a realização da licitação, na modalidade Leilão, continuará sendo atribuição da ANP.

O critério de escolha do vencedor da Licitação será a maior oferta de excedente em óleo para a União (Art. 18).

A gestão do contrato de partilha de produção será feita pela Petro-Sal. Note-se: enquanto não for implantada, todas as funções da Petro-Sal serão desempenhadas pela ANP. Embora seja importante ler todo o texto para se compreender bem o que será dito no trecho abaixo, considero já ser adequado fazer as seguintes considerações.

É neste ponto – em que o PL prevê que a ANP fará o papel da Petro-Sal enquanto esta não for implantada – que o próprio projeto de lei reconhece o fato de as atribuições da Petro-Sal, uma futura *empresa pública*, poderem ser exercidas pela ANP, que é uma *autarquia*. Decorre daí outro raciocínio: se o papel da Petro-Sal pode ser desempenhado por uma autarquia, é verdade que a Petro-Sal desempenhará atividade econômica? O PL relativo à Petro-Sal, recentemente aprovado na Câmara dos Deputados, diz que ela não poderá desempenhar atividade de E&P e que, nem mesmo a comercialização do óleo/gás, que ficará com a União, poderá fazer. Para tal, terá que contratar uma terceira empresa – muito provavelmente a Petrobrás, em virtude de o parágrafo único do Art. 44 do PL permitir a sua contratação direta (sem prévia licitação) para este fim.

Isso o próprio MME ou a ANP poderiam fazer sem ofensa à livre iniciativa ou qualquer outra norma. Ou seja, é possível virem a afirmar que a única atribuição da Petro-Sal, além daquela de representar a União no acordo de individualização de produção em certos casos, será auditar e fiscalizar as contas do operador (quem se responsabiliza pelas atividades de E&P no contrato) do Contrato de Partilha, tarefa esta que se poderia enquadrar no conceito de *regulação*. Consequentemente, ao contrário do comumente dito, a Petro-Sal não desempenharia atividade econômica, porque nem mesmo venderá o óleo/gás da União. Ou seja, em verdade, desempenharia atividade classificável como regulatória, cuja atribuição somente pode ser repassada a pessoa jurídica de direito público – que não é o caso da Petro-Sal, que será uma empresa pública.

Caso o raciocínio acima seja tido por correto, pode ser sustentada a inconstitucionalidade da Petro-Sal, ou ao menos dela como empresa pública. Isso porque a Constituição de 1988 adotou os conceitos do Decreto-lei 200/67, e este deixa claro quais funções pode empresa pública exercer. Posicionamento em sentido diverso, defensor da Petro-Sal, será visto mais abaixo.

Outro problema é que a Constituição fala em “(d)o órgão regulador” (inciso III, §2º do Art. 177). Assim, parece, sabiamente, não permitir mais de um órgão regulador para o setor – a fim de evitar

conflitos de competência infundáveis e desnecessários. Portanto, caso se conclua que, na realidade, a atuação da Petro-Sal é regulatória, seria possível concluir também que haveria inconstitucionalidade da Lei neste ponto, porque já há a ANP para este fim.

Por seu turno, a referida auditoria das contas é tarefa que deve ser desempenhada por experts, verificando-se na experiência internacional a contratação de firma contábil especializada, o que também poderia ser feito pelo MME (órgão) ou pela ANP (autarquia). Outra solução seria a formação de uma equipe de servidores públicos de excelência – que já há dentro da ANP, embora em número restrito se comparado ao universo exigido pelo Pré-sal, exercendo justamente esta função (para o cálculo das participações especiais relativas aos contratos de concessão).

As questões não param por aí. O PL ainda poderá ser questionado pelo seguinte: como se permitir que empregados – a Petro-Sal, como empresa pública, apenas pode contratar pelo regime da CLT – desempenhem atividade regulatória/poder de polícia (caso se enquadre sua gestão como sendo fiscalização da execução do contrato)? Há jurisprudência pacífica do Supremo Tribunal Federal – STF afirmando que apenas servidores públicos podem fazê-lo.

A conclusão pela desnecessidade da Petro-Sal pode ocorrer também pela simples leitura do projeto de lei que permite sua criação. Além da auditoria das contas do operador (a qual poderia ser feita por autarquia ou órgão da Administração Direta, com o auxílio de empresas contábeis especializadas ou com a formação de equipe de servidores públicos de excelência), a única função relevante da Petro-Sal seria indicar a metade dos membros, incluindo o presidente, do Comitê Operacional do consórcio do Contrato de Partilha. Esse, sim, poderia ser considerado o verdadeiro gestor do contrato de partilha, por conter representantes da União e dos contratados/demais consorciados, ao contrário do que afirma o PL 5.938/2009 – diz ser a Petro-Sal. Esta conclusão pode ser reforçada quando da leitura do Art. 48 do PL 5.938, explicitado abaixo.

Agora, exponho argumentos favoráveis à Petro-Sal. A questão constitucional acima suscitada poderia ser rebatida pela argumentação de que a Petro-Sal integrará o consórcio de empresas que atuará nas atividades de E&P. Desta forma, não exercerá fiscalização policial, mas sim fiscalização particular, ainda que em prol da União (interesse da coletividade). Seria gestora do interesse econômico, privado, da

União, função de Governo; enquanto que a ANP ficaria com a função reguladora, de Estado. Todavia, saliento, ainda haveria um contra-argumento a ser superado: o de que a Petro-Sal não poderá responder por riscos, custos e investimentos dentro do aludido consórcio, de modo que seria uma autarquia disfarçada de empresa. Ou seja, protege sim os interesses da União, sem correr risco de mercado, risco de empresa, tal qual toda autarquia federal.

A questão de se ter uma agência reguladora atuando no setor ou, ao invés, uma interferência direta da Administração Direta, e o fato do gigantesco poder que a Petrobrás já tem, e que aumentará em muito, devem ser enfrentados. Mas é preciso que se tenham os tópicos anteriores em vista, até para alcançar uma efetividade do modelo proposto.

Outra argumentação que podem suscitar contra a Petro-Sal é o fato de o PL, quando trata das atribuições dos entes estatais, pouco ou nunca menciona a Petro-Sal. Menciona com frequência a ANP e o Comitê Operacional, mas a Petro-Sal quase não tem outorga de atribuição e de responsabilidade. Interessante notar que, mesmo quando o PL dispõe sobre a competência da Petro-Sal de representar a União na individualização de produção, ele determina que a ANP forneça todos os dados necessários para a Petro-Sal fazê-lo. Como se trata de questão eminentemente técnica, embora muito complexa, pouco restará à Petro-Sal neste processo. O trabalho praticamente todo será da ANP. Ademais, caso a Petro-Sal não chegue a um acordo com os demais interessados na individualização, parece que caberá a ANP a decisão final, visto que o PL reza que ela mantém seu poder regulatório sobre o setor.

O fato de a Petro-Sal ser a gestora do Contrato de Partilha e, ao mesmo tempo, integrante do consórcio é apontado por muitos como um grande problema, bem como o porquê de a ANP estar impedida de desempenhar o papel da Petro-Sal, haja vista que seria *órgão regulador e agente econômico* ao mesmo tempo.

Trata-se de equívoco. Não obstante os demais argumentos desfavoráveis à Petro-Sal, este ponto não a macula, e, por outro lado, também não impede a defesa da tese de que a ANP deve substituir a Petro-Sal, ou seja, de que esta não precisa ser criada.

Quanto ao primeiro ponto, porque não há impedimento constitucional para que o gestor do contrato de partilha integre o consórcio gerado em razão do mesmo. O máximo que se poderia falar

é que não seria muito adequado. Se a lei (lei ordinária) autorizar isso, não haverá qualquer vício. Por outro lado, a atuação da Petro-Sal foi bastante delimitada no PL, não podendo ela nem mesmo desempenhar atividade econômica de E&P. Em razão disso, cai por terra qualquer argumento que coloque a pecha de inadequação, ilegalidade ou de inconstitucionalidade nesta previsão, não havendo que se falar nem mesmo em ofensa à juridicidade¹¹.

Quanto ao segundo ponto, porque, como foi dito acima, a Petro-Sal como gestora do Contrato acabará desempenhando a mesma função que teria a ANP se ficasse no seu lugar – não precisamos nem discutir se seria função regulatória ou atividade econômica, como defende o PL. Portanto, se o PL prevê que a Petro-Sal poderá (e deverá) fazer parte do Consórcio, não haveria o porquê de a ANP não poder. Reforça este argumento a verificação de que quem dará as ordens dentro do Consórcio, na verdade, será o Comitê Operacional, não a Petro-Sal (ou a ANP, se estivesse no seu lugar). Repita-se que isso fica muito evidente quando se lê no PL 5.938/2009 que a ANP fará o papel da Petro-Sal enquanto esta não for implantada:

Art. 48. Enquanto não for criada a empresa pública de que trata o parágrafo 1º do art. 8º, suas competências serão exercidas pela União, por intermédio da ANP [...].

Retomo a exposição do PL.

A ANP, com os contratos de partilha, manterá suas competências regulatórias, perdendo a Gestão dos Contratos no Pré-Sal e áreas estratégicas. Este ponto é importante. Caso o PL seja aprovado desta maneira, restará a árdua tarefa de tentar distinguir as atribuições da ANP e a da Petro-Sal. Isto porque quando foi dada à ANP a função reguladora do mercado de óleo/gás, dizia-se, com base na Lei 9.478/99¹², que ela seria a gestora do contrato de concessão de blocos. Agora, o PL diz que a Petro-Sal será a gestora do contrato de partilha de produção, mas, ao mesmo tempo, diz que a ANP manterá suas funções regulatórias.

11 Gaston Jéze (Los Principios Generales del Derecho Administrativo. Trad. Carlos G. Oviedo. Madrid: Editorial Reus. 1928) já proclamava: “[...]. Es innecesario repetir que si el Parlamento está por encima de la ley no lo está del Derecho, y, que la falta de sanción organizada, no anula su obligación de respetarlo; del mismo modo que la falta de sanción no exime al Tribunal de casación de la estricta aplicación de las leyes’. Una cosa es el poder de *derecho* y otra el poder de *hecho* del Parlamento.” (grifo do autor).

12 Art. 8º, inciso IV da Lei 9.478/99: cabe à ANP “elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução”.

Uma tentativa de delinear a atribuição de ambas pode ser feita com o uso dos conceitos de Estado e de Governo. A Petro-Sal seria o braço do Governo Federal; a ANP, o braço do Estado brasileiro. A Petro-Sal, empresa pública, teria sido projetada para ter uma visão privada, de negócio, objetivando o máximo de lucros – uma fiscalização das operações de E&P voltada para a maximização dos lucros da União. Já a ANP, autarquia, manteria a função estatal de regulação do setor, com visão de longo prazo, tratando da questão dos estoques de combustíveis, dos reservatórios, das questões ambientais, fiscalizando o atendimento das boas práticas da indústria do petróleo etc., inclusive com a aprovação dos planos desenvolvidos pelos contratados (operador e demais consorciados) do Pré-sal. A Petro-Sal seria, apenas, mais um agente econômico a ser fiscalizado pela ANP.

A ANP atuará no lugar da Petro-Sal enquanto esta não for implantada, como já dito. Esta previsão do PL confirma a convicção clara do Governo de que a ANP teria, sim, condições técnicas e jurídicas de desempenhar o papel que se está outorgando à Petro-Sal – e mesmo de cumular a função reguladora com a suposta “atividade econômica” a ser exercida pela Petro-Sal. A conclusão a que se poderia chegar é que se tratou de escolha política ou de escolha técnica possivelmente equivocada.

Escolha política porque a União poderia, sim, descentralizar/desconcentrar as competências no caso. Entendendo ser o melhor, ela poderia, por lei ordinária, tirar atribuições da ANP e concentrá-la em algum Ministério e/ou criar uma nova estatal de capital exclusivamente público, de modo que o braço econômico do Estado no setor do Petróleo não ficasse limitado à Petrobrás. A questão reside em saber qual seria a melhor maneira de fazê-lo e, qualquer que seja a solução encontrada, se isso seria realmente adequado.

Quanto ao possível equívoco técnico da escolha, explica-se. Levou-se mais de 10 (dez) anos para montar o corpo técnico da ANP, com alto grau de qualificação, aprovados em concurso público de prova e títulos, muitos advindos da Petrobrás e de outras grandes petrolíferas multinacionais. Muitos argumentam que seria despautério pretender montar uma nova equipe do zero para se administrar/regular o maior desafio, ao invés de se fazer o óbvio: aproveitar uma equipe que foi se formando e especializando com o tempo, já integrada e organizada, capaz, hoje, de exercer o desafio com zelo e aptidão, inclusive com razoável distanciamento da iniciativa privada, da onde muitos advieram.

Outro ponto de confusão pode estar no fato de se ter tentado tomar como base o modelo regulatório norueguês. Na Noruega, que também já tinha uma petrolífera de capital misto (parte do Estado, parte privado), montou-se uma empresa 100% (cem por cento) estatal para desempenhar papel semelhante ao da ANP hoje no Brasil. A Noruega não possuía um ente 100% estatal para gerir os seus contratos de E&P. Na mesma linha, dificilmente algum país no mundo, já tendo uma petrolífera de capital misto e após ter estabelecido um órgão regulador (tal qual a ANP), criou ou criaria ainda uma nova empresa totalmente estatal apenas para gerir contratos de E&P pelo Estado.

Enquanto não aprovada lei específica, os royalties serão pagos na forma dos Art. 49 e 50 da Lei 9.478/97, pela União, e na forma desta lei e da Lei 7.990/89, pelo Contratado.

A Câmara dos Deputados deve aprovar substitutivo já fixando nova forma de divisão dos royalties do Pré-sal, inclusive quanto aos contratos firmados anteriormente ao PL cujos blocos estejam nessa área.

Sempre será formado Consórcio – no mínimo contendo a Petrobrás e a Petro-Sal, esta representando os interesses da União no contrato de partilha.

A Petro-Sal, embora deva integrar o Consórcio, não pode responder por riscos, custos e investimentos (§2º, Art. 8º).

A Petro-Sal não poderá executar atividades de E&P, nem direta, nem indiretamente (Art. 2, § único).

Será criada a figura do “Comitê Operacional”. Este órgão poderá vir a ser considerado o verdadeiro gestor do contrato de Partilha, só que específico para cada Consórcio do Contrato de Partilha – haverá um comitê operacional para cada consórcio de contrato de partilha, com representantes da União (Petro-Sal) e dos demais contratados/consorciados. A Petro-Sal escolhe metade dos membros do comitê (inclusive o presidente); os outros consorciados, os demais. Sendo que o presidente do comitê tem poder de veto e voto de qualidade – caberá ao Contrato de Partilha disciplinar ambos. Impossível não notar que a União terá uma maioria confortável no comitê operacional. Isso em razão de já possuir o controle da Petrobrás, a qual também indicará membros para o supracitado comitê.

O Comitê Operacional submeter-se-á à regulação da ANP, mesmo após a implantação da Petro-Sal.

Todas as obrigações e contrapartidas serão previstas no Contrato – como já ocorre hoje no caso da concessão.

Caso empresa estrangeira vença a licitação, deverá constituir empresa no Brasil para poder ser concessionária, como também já ocorre hoje.

Quanto à Individualização da Produção (“unitização”) nas áreas do Pré-sal e áreas estratégicas, bem como nos casos em que a jazida se estender por área ainda não *concedida* ou não *partilhada* (obs.: expressões do PL), o PL dispõe que: (i) A Petro-Sal representará a União quando a jazida do Pré-sal ou estratégica se estender para área não concedida ou não partilhada, e (ii) A ANP representará a União quando a jazida *não* for do Pré-sal ou estratégica e se estender para área não concedida. Importa observar que o PL dispõe que os termos e condições da individualização da produção obrigarão o futuro *concessionário/contratado sob regime de partilha de produção*.

Verifica-se, de plano, a epopéia que será executar o processo acima quando a individualização envolver áreas sob regime de E&P diferente (uma sob regime de concessão e outra sob regime de partilha).

O Conteúdo Local mínimo – número mínimo de contratação de bens e serviços a ser feito pelas empresas contratadas no Brasil – é previsto expressamente no PL. Será proposto pelo MME ao CNPE, devendo ser aprovado pela Presidência da República.

A Participação Governamental devida nos casos de contrato de partilha serão: royalties e bônus de assinatura. O PL também prevê a obrigação de pagamento de *participação de terceiro* (proprietários da terra onde se localiza o bloco), caso o bloco localize-se em terra, de “até 1% do valor da produção de petróleo ou gás natural”.

Cabe mencionar ainda a polêmica acerca da constitucionalidade de o produto da lavra do petróleo e gás ficar na propriedade do Estado, em virtude da redação do Art. 176, caput, CF. Este dispositivo diz que a propriedade do produto da lavra das jazidas e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica fica garantida ao concessionário.

A polêmica não se sustenta, uma vez que se trata de questão simples, se verificados adequadamente os fatos e normas pertinentes.

O Art. 176, CF, trata das jazidas e recursos minerais de uma maneira geral. Já o Art. 177, CF, trata especificamente da jazida e do recurso mineral *petróleo*, instituindo monopólio sobre as atividades relativas ao mesmo. De plano, é possível verificar o tratamento totalmente distinto dispensado pela Constituição ao petróleo, em relação aos demais recursos minerais. O motivo é muito simples. A importância do petróleo quando da promulgação da constituição, e ainda hoje, frente aos demais recursos minerais sob lavra, é colossal – dado o seu perfil estratégico para a defesa nacional e para o desenvolvimento social e econômico do país.

A questão que foi (e a que poderia ser) levantada é completamente outra: poderia a União, tendo a Constituição fixado seu monopólio, transferir a propriedade da lavra do petróleo para o concessionário? Essa foi uma das principais questões suscitadas quando da promulgação da Lei 9.478/97, gerando inclusive uma Ação Direta de Inconstitucionalidade (a ADI 3.273/DF), que impugnou esta lei.

Nessa ADI, os ministros do Supremo Tribunal Federal ou tentaram defender a correção da lei – dizer que lei ordinária poderia sim transferir o produto da lavra de jazida de petróleo para particular – ou defenderam a inconstitucionalidade de tal previsão. Estes últimos sob o argumento de que o monopólio sobre a atividade petrolífera teria o efeito de também determinar que a propriedade do produto da lavra ficasse com o Estado, inclusive com base na nossa história com o trato do petróleo. Vários ministros consignaram, ainda, que o Art. 176 da CF seria norma geral, e o Art. 177 da CF, norma específica às atividades de E&P.

Alguns autores acabaram distorcendo tudo isso, inclusive essa última assertiva, afirmando ter o STF dito que o Art. 176, CF, aplicar-se-ia ao petróleo (o que em parte é verdade) e que, constitucionalmente, o produto da lavra de jazida de petróleo é de propriedade do concessionário, não podendo lei dizer o contrário para contratos futuros. Data vênia, isto é um total equívoco, além de contrariar os votos contidos na ADI comentada acima. Resumindo: o que se poderia questionar é se lei teria competência para retirar a propriedade da lavra do petróleo da União, como ocorreu no caso da ADI citada, não o inverso.

Cumpra mencionar que os limites acima decorreriam da própria natureza do regime “contrato de partilha”.

5.2 PL 5.939/09 (AUTORIZA A CRIAÇÃO DA PETRO-SAL)

O PL da criação da Petro-Sal pode ser resumido da seguinte forma.

O número de cargos da Petro-Sal será fixado por Decreto.

A Petro-Sal ficará proibida de executar atividade de E&P, direta e indiretamente, tal qual a legislação faz em relação à ANP.

À Petro-Sal serão outorgadas as seguintes competências:

a) “Gestor do Contrato de Partilha de Produção”.

É possível que venham a afirmar, quanto à gestão do contrato, que a Petro-Sal basicamente só faria indicar a metade dos membros do Comitê Operacional – este seria o verdadeiro gestor executivo do Contrato, ver Art. 24, PL 5.938/09 –, inclusive seu presidente (que tem *poder de veto e voto de qualidade*) e auditar os custos das operações relativas ao contrato. Como a nomeação dos seus membros seria feita sem motivação, bem como a destituição, a Petro-Sal já atuaria por meio do Comitê Operacional, tal qual a União por meio dela e da Petrobrás.

Neste ponto, cumpre observar que a Câmara dos Deputados aprovou emenda ao PL da Petro-Sal fixando mandato para os seus diretores, de modo que a parte final da assertiva acima restará parcialmente prejudicada caso seja a dita emenda ratificada no Senado.

De todo modo, a impugnação acima ganha reforço se somada ao fato de o próprio PL prever que a ANP regulará as atividades de E&P na área do Pré-Sal (e áreas estratégicas), uma vez que tal regulação perpassaria a questão do nível de produção, qualidade das operações e verificação dos custos.

b) Contratar, pela União, empresa que venderá o óleo da União (“agente comercializador”).

Aqui se verifica que nem mesmo a atividade econômica de vender o petróleo da União a Petro-Sal fará. Ela, como deveria ocorrer com um órgão público ou com a Agência Reguladora do setor, apenas poderá contratar uma empresa para fazê-lo. Relembro que há dispensa de licitação para a contratação da Petrobrás para fazer esta venda.

- c) Representar a União nos Acordos de Individualização da Produção (“unitização”), quando as jazidas da área do Pré-Sal ou de áreas estratégicas se estenderem por outras ainda não “concedidas” ou “partilhadas” (expressões do próprio projeto).

Observe-se que os Acordos de Individualização da Produção devem ser submetidos à ANP, mesmo quando a Petro-Sal for parte.

Como já dito, quando couber à Petro-Sal representar a União no processo de individualização da produção, o PL determina que a ANP forneça todos os dados necessários à Petro-Sal. Como a questão é eminentemente técnica, poder-se-ia argumentar que não haveria muita margem de ação para a Petro-Sal. De todo modo, caso não chegue a Petro-Sal a um consenso com os demais consorciados do contrato de partilha, terá a ANP a palavra final sobre a referida individualização, uma vez que é o órgão regulador.

Cumpra mencionar que a figura da *joint venture* ou da *equity joint venture* não são adotadas pelo marco regulatório mapeado pelos PLs em comento da forma como geralmente se vê nos países que empregam a partilha de produção. Isto porque, no caso brasileiro, uma das empresas que detêm a tecnologia de exploração do Pré-sal é justamente a Petrobrás, a empresa nacional composta de capital público e privado, nacional e estrangeiro, e não uma estrangeira cuja tecnologia seria importante o Brasil obter por meio da *joint venture* ou *equity joint venture*.

Ademais, a empresa brasileira 100% (cem por cento) estatal que fará parte do consórcio do contrato de partilha (a Petro-Sal) terá como principal parceira no consórcio justamente uma empresa nacional (a Petrobrás), e não uma empresa estrangeira detentora de expertise no ramo. Se houver essa transferência de tecnologia (entre uma empresa estrangeira e o Estado brasileiro), não ocorrerá em decorrência direta da operação, mas por outro meio – uma vez que quem operará as

atividades de E&P será única e exclusivamente a Petrobrás, outras empresas somente poderão ser consorciadas, nunca, operadoras.

Se o objetivo for a transferência de tecnologia da Petrobrás para a Petro-Sal, ele provavelmente será atingido.

5.3. PL 5.940/09 (CRIA O FUNDO SOCIAL)

Um dos motivos principais para a criação deste fundo seria evitar a “doença holandesa”¹³.

Algumas alterações ao PL já foram propostas e aprovadas na Câmara dos Deputados, principalmente no que tange ao limite anual de retirada de recursos do fundo.

Resumidamente, o PL dispõe da maneira seguinte.

Os recursos obtidos com a venda do óleo e gás que cabe à União obrigatoriamente irão para esse fundo.

Também serão receita desse fundo parcela do valor do bônus de assinatura, dos royalties que cabem à União (ambos na forma que dispuser o contrato de partilha de produção), bem como os resultados de aplicações financeiras feitas pelo próprio fundo.

Os recursos do fundo destinar-se-ão a constituir poupança pública de longo prazo, a oferecer fonte regular de recursos para o desenvolvimento social (combate à pobreza, desenvolvimento da

¹³ Veja a respeito P. Stevens (Resource Impact – Curse or Blessing? A Literature Survey. *Journal of Energy Literature*, Vol. 9, nº 1. p. 1-42. jun. 2003) que faz um abrangente levantamento da literatura a respeito do tema. O termo, ao que tudo indica, foi empregado pela primeira vez na revista *The Economist* (November 26, 1977. p. 82-83). Doença holandesa, (ou Dutch Disease) é um conceito econômico que tenta explicar a aparente relação entre a exploração de recursos naturais e o declínio do setor manufatureiro. A teoria prega que um aumento de receita decorrente da exportação de recursos naturais irá desindustrializar uma nação devido à valorização cambial, que torna o setor manufatureiro menos competitivo aos produtos externos. É, porém, muito difícil dizer com exatidão que a doença holandesa é a causa do declínio do setor manufatureiro porque existem muitos outros fatores econômicos a se levar em consideração. Embora seja mais comumente usado em referência à descoberta de recursos naturais, pode também se referir a “qualquer desenvolvimento que resulte em um grande fluxo de entrada de moeda estrangeira, incluindo aumentos repentinos de preços dos recursos naturais, assistência internacional ou volumosos investimentos estrangeiros. Chama-se assim porque, durante os anos 1960, houve uma escalada dos preços do gás que aumentou substancialmente as receitas de exportação da Holanda e valorizou o florim (moeda da época), o excesso de exportações de gás derrubaram as exportações dos demais produtos por falta de competitividade nos anos 1970. Fonte: Wikipédia. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Doen%C3%A7a_holandesa>.

educação, cultura, ciência e tecnologia, e sustentabilidade ambiental), a mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional decorrentes das variações na renda geradas pelas atividades de E&P e outros recursos não renováveis (Art. 2º do PL).

O Fundo Social (FS) não poderá conceder garantias, direta ou indiretamente.

O FS terá um comitê e um conselho: o CGFFS (Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social) e o CDFS (Conselho Deliberativo do Fundo Social).

Ao Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social – CGFFS caberá a política de investimentos do FS.

Ao Conselho Deliberativo do Fundo Social – CDFS caberá deliberar sobre a prioridade e a destinação dos recursos resgatados do FS para as finalidades acima. Embora o projeto se refira apenas ao Art. 1º, facilmente se percebe ser esta a melhor interpretação, sendo recomendável a alteração do PL nesta parte.

Os membros tanto do comitê quanto do conselho não poderão receber remuneração.

5.4 PL 5.941/09 (AUTORIZA A CESSÃO ONEROSA DE E&P, INCLUSIVE O PRODUTO DA LAVRA, DA UNIÃO PARA A PETROBRÁS, E ÀQUELA SUBSCREVER AÇÕES DESTA)

Ao contrário do que se pode pensar, a Petrobrás, por meio do Governo Fernando Henrique Cardoso, teve grande parte de suas ações vendidas para a iniciativa privada, principalmente estrangeira. Desde o fim do Governo Fernando Henrique Cardoso o Estado brasileiro detém menos de 33% (trinta e três por cento) do capital da Petrobrás. Ou seja, mais de 67% (sessenta e sete por cento) da Petrobrás pertencem à iniciativa privada. Conseqüentemente, este percentual dos lucros vai para seus acionistas privados, enquanto que menos de 33% (trinta e três por cento) vêm para o Estado brasileiro. Entretanto, este manteve o controle da companhia – respeitou-se o mínimo de metade mais uma das ações com direito a voto a fim de manter a companhia como *sociedade de economia mista* (Art. 5º, inciso III, Decreto-Lei 200/67).

Isso sempre gerou desconforto no Governo Lula. Tendo em vista o grande privilégio previsto para a Petrobrás nos projetos de lei referentes ao Pré-sal, o Governo entendeu que deveria ter, se não a totalidade, grande parte do capital da Petrobrás. O caminho escolhido foi o da capitalização da companhia.

Cabe mencionar que um dos motivos para esse tratamento favorecido foi o de obter maior renda para o Estado – até na atividade direta de E&P o Estado estaria – e de facilitar o controle sobre os custos das operações. Este último é importantíssimo e bastante difícil de ser feito, haja vista todas as manobras de que as petrolíferas podem se valer para inflar seus custos – deve-se lembrar que o PL 5.938/09 autoriza o reembolso de todo o custo da operação de E&P ao contratado antes do pagamento em óleo ao Estado.

Resumidamente, o PL pode ser expresso da forma seguinte.

O PL autoriza cessão onerosa à Petrobrás, dispensada licitação, de até 5 bilhões de barris de petróleo.

O prazo da autorização será de 12 meses, contado da data da publicação da lei.

Tal cessão será intransferível, ou seja, a Petrobrás não poderá cedê-la a outra empresa.

O MME, subsidiado pela ANP, firmará o Contrato de cessão onerosa com a Petrobrás. A ANP, provavelmente, contratará empresa independente, por meio de prévia licitação internacional, que fixará os critérios para o estabelecimento do valor do óleo/gás.

A Petrobrás ficará autorizada a pagar à União, pela cessão recebida, em títulos da dívida pública mobiliária federal.

A União será autorizada a subscrever ações do capital social da Petrobrás e a integralizá-las também com títulos da dívida pública mobiliária federal.

Sobre o produto da lavra serão devidos *royalties*, nos termos da legislação atual (Lei 9.478/97).

REFERÊNCIAS

- ANGOLA. *Contrato de Partilha de Produção*. Mimeo. 2009.
- _____. *Decreto nº 52/1976*.
- _____. *Lei 10/04* de 12 de Novembro (Lei das Actividades Petrolíferas).
- _____. *Lei 11/04* de 12 de Novembro (Regime Aduaneiro aplicável ao sector petrolífero).
- _____. *Lei 13/04* de 24 de Dezembro (Lei da tributação das Actividades Petrolíferas).
- BOTCHWAY, Francis. *Contemporary Energy Regime in Europe*. 26 Eur. L. Rev. 3. 2001.
- BRASIL. Câmara dos Deputados. *Projeto de Lei 5.938/2009*.
- _____. *MME/MF/MDIC/MPOG/CCIVIL. E.M.I. nº 00038*, de 31.08.2009.
- _____. Câmara dos Deputados. *Projeto de Lei 5.939/2009*.
- _____. *MME/MF/MDIC/MPOG/CCIVIL. E.M.I. nº 00040*, de 31.08.2009.
- _____. Câmara dos Deputados. *Projeto de Lei 5.940/2009*.
- _____. *MME/MF/MDIC/MPOG/CCIVIL. E.M.I. nº 00119*, de 31.08.2009.
- _____. Câmara dos Deputados. *Projeto de Lei 5.941/2009*.
- _____. *MME/MF/MDIC/MPOG/CCIVIL. E.M.I. nº 00039*, de 31.08.2009.
- CHINA. *Production Sharing Contracts for the Exploitation of Hydrocarbon Resources*. 2009.
- EQUATORIAL GUINEA. *Production Sharing Contract*. Mimeo. 2009.
- EQUATORIAL GUINEA. *Decree-Law nº 8/2006* (Hydrocarbons Law).
- EVANS, Andrew. *United Kingdom North Sea Oil Policy and E.E.C. Law*. 7 Eur. L. Rev. 335. 1982.
- INDONESIA. *Production Sharing Contract*. Mimeo. 2009.
- SMITH, Ernest E; et al. *A Fifty-year perspective on World Petroleum Arrangements*. 24 Tex. Int'l L. J. 13. 1989.
- SMITH, Ernest E. *Typical World Petroleum Arrangements*. Int'l Resources L. 9-1. Rocky Mtn. Min. L. Fdn. 1991.
- URUGUAY. *Modelo de Contrato para el Otorgamiento de Áreas para la Exploración-Explotación de Hidrocarburos en Costa afuera de la República Oriental del Uruguay*. Mimeo. 2009.