



C0061485A

CÂMARA DOS DEPUTADOS

PROJETO DE LEI N.º 4.567-B, DE 2016 (Do Senado Federal)

PLS nº 131/2015

Ofício nº 150/2016 (SF)

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção; tendo parecer da Comissão Especial, pela constitucionalidade, juridicidade e técnica legislativa, pela adequação financeira e orçamentária, e, no mérito, pela aprovação deste e, pela rejeição dos de nºs 4973/13, 6726/13 e 600/15, apensados (relator: DEP. JOSÉ CARLOS ALELUIA). **EMENDAS APRESENTADAS EM PLENÁRIO DE Nºs 1 a 8** - tendo parecer proferido em Plenário, pela Comissão Especial, pela rejeição (relator: DEP. JOSÉ CARLOS ALELUIA).

DESPACHO:

ÀS COMISSÕES DE:

TRABALHO, DE ADMINISTRAÇÃO E SERVIÇO PÚBLICO;

MINAS E ENERGIA;

DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS;

FINANÇAS E TRIBUTAÇÃO (MÉRITO E ART. 54, RICD) E

CONSTITUIÇÃO E JUSTIÇA E DE CIDADANIA (ART. 54 RICD).

APENSE-SE A ESTE A(O)PL-4973/2013.

EM RAZÃO DA DISTRIBUIÇÃO A MAIS DE TRÊS COMISSÕES DE MÉRITO, DETERMINO A CRIAÇÃO DE COMISSÃO ESPECIAL PARA ANALISAR A MATÉRIA, CONFORME O INCISO II DO ART. 34 DO RICD.

APRECIÇÃO:

Proposição Sujeita à Apreciação do Plenário

SUMÁRIO

I - Projeto inicial

II - Projetos apensados: 4973/13, 6726/13 e 600/15

III - Na Comissão Especial:

- Parecer do relator
- Parecer da Comissão
- Votos em separado (6)

IV - Emendas de Plenário (8)

V - Parecer do relator, pela Comissão Especial, às Emendas de Plenário

O Congresso Nacional decreta:

Art. 1º Os arts. 2º, 4º, 9º, 10, 14, 15, 20 e 30 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º

.....
VI – operador: o 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;

VII – contratado: a Petrobras, quando for realizada a contratação direta, nos termos do art. 8º, inciso I, desta Lei, ou a empresa ou o consórcio de empresas vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção;

.....” (NR)

“Art. 4º O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobras a preferência para ser o operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção.

§ 1º A Petrobras deverá manifestar-se sobre o direito de preferência em cada um dos blocos ofertados, no prazo de até 30 (trinta) dias a partir da comunicação pelo CNPE, apresentando suas justificativas.

§ 2º Após a manifestação da Petrobras, o CNPE proporá à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento).” (NR)

“Art. 9º

.....
VIII – a indicação da Petrobras como operador, nos termos do art. 4º;

IX – a participação mínima da Petrobras caso a empresa seja indicada como operador, nos termos do art. 4º.” (NR)

“Art. 10.

III –

c) a indicação da Petrobras como operador e sua participação mínima, nos termos do art. 4º;

.....” (NR)

“Art. 14. A Petrobras poderá participar da licitação prevista no inciso II do art. 8º, inclusive para ampliar sua participação mínima definida nos termos do art. 4º.” (NR)

“Art. 15.

IV – a formação do consórcio previsto no art. 20 e, nos termos do art. 4º, caso a Petrobras seja indicada como operador, a participação mínima desta empresa;

.....” (NR)

“Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei e com a Petrobras, nos termos do art. 4º, caso ela seja indicada como operador, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

§ 3º Caso a Petrobras seja indicada como operador, nos termos do art. 4º, o contrato de constituição de consórcio deverá designá-la como responsável pela execução do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros, observado o disposto no § 2º do art. 8º desta Lei.” (NR)

“Art. 30. O operador do contrato de partilha de produção deverá:” (NR)

Art. 2º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Senado Federal, em 25 de fevereiro de 2016.

Senador Renan Calheiros
Presidente do Senado Federal

LEGISLAÇÃO CITADA ANEXADA PELA Coordenação de Organização da Informação Legislativa - CELEG Serviço de Tratamento da Informação Legislativa - SETIL Seção de Legislação Citada - SELEC
--

LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros

hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

CAPÍTULO II DAS DEFINIÇÕES TÉCNICAS

Art. 2º Para os fins desta Lei, são estabelecidas as seguintes definições:

I - partilha de produção: regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos 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;

II - custo em óleo: 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;

III - excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos 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 de que trata o art. 43;

IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

V - área estratégica: região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos;

VI - operador: a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), 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;

VII - contratado: a Petrobras ou, quando for o caso, o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção;

VIII - conteúdo local: proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade;

IX - individualização da produção: procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção;

X - ponto de medição: local definido no plano de desenvolvimento de cada campo onde é realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido, conforme regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;

XI - ponto de partilha: local em que há divisão entre a União e o contratado de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos, nos termos do respectivo contrato de partilha de produção;

XII - bônus de assinatura: valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção; e

XIII - *royalties*: compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1º do art. 20 da Constituição Federal.

CAPÍTULO III **DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

Seção I **Disposições Gerais**

Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

Art. 4º A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurado, a este título, participação mínima no consórcio previsto no art. 20.

Art. 5º A União não assumirá os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.

Art. 6º Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente suportados pelo contratado, cabendo-lhe, no caso de descoberta comercial, a sua restituição nos termos do inciso II do art. 2º.

Parágrafo único. A União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato.

Art. 7º Previamente à contratação sob o regime de partilha de produção, o Ministério de Minas e Energia, diretamente ou por meio da ANP, poderá promover a avaliação do potencial das áreas do pré-sal e das áreas estratégicas.

Parágrafo único. A Petrobras poderá ser contratada diretamente para realizar estudos exploratórios necessários à avaliação prevista no *caput*.

Art. 8º A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de partilha de produção:

I - diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação; ou

II - mediante licitação na modalidade leilão.

§ 1º A gestão dos contratos previstos no *caput* caberá à empresa pública a ser criada com este propósito.

§ 2º A empresa pública de que trata o § 1º deste artigo não assumirá os riscos e não responderá pelos custos e investimentos referentes às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.

Seção II

Das Competências do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

Art. 9º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE tem como competências, entre outras definidas na legislação, propor ao Presidente da República:

I - o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços;

II - os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras sob o regime de partilha de produção;

III - os blocos que serão objeto de leilão para contratação sob o regime de partilha de produção;

IV - os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção;

V - a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;

VI - a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção; e

VII - a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

Seção III

Das Competências do Ministério de Minas e Energia

Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências:

I - planejar o aproveitamento do petróleo e do gás natural;

II - propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção;

III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção:

a) os critérios para definição do excedente em óleo da União;

b) o percentual mínimo do excedente em óleo da União;

c) a participação mínima da Petrobras no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento);

d) 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;

e) o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional; e

f) o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º;

IV - estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação prevista no inciso II do art. 8º, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção; e

V - aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaboradas pela ANP.

§ 1º Ao final de cada semestre, o Ministério de Minas e Energia emitirá relatório sobre as atividades relacionadas aos contratos de partilha de produção.

§ 2º O relatório será publicado até 30 (trinta) dias após o encerramento do semestre, assegurado amplo acesso ao público.

Seção IV **Das Competências da Agência Nacional do Petróleo,** **Gás Natural e Biocombustíveis - ANP**

Art. 11. Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei:

I - promover estudos técnicos para subsidiar o Ministério de Minas e Energia na delimitação dos blocos que serão objeto de contrato de partilha de produção;

II - elaborar e submeter à aprovação do Ministério de Minas e Energia as minutas dos contratos de partilha de produção e dos editais, no caso de licitação;

III - promover as licitações previstas no inciso II do art. 8º desta Lei;

IV - fazer cumprir as melhores práticas da indústria do petróleo;

V - analisar e aprovar, de acordo com o disposto no inciso IV deste artigo, os planos de exploração, de avaliação e de desenvolvimento da produção, bem como os programas anuais de trabalho e de produção relativos aos contratos de partilha de produção; e

VI - regular e fiscalizar as atividades realizadas sob o regime de partilha de produção, nos termos do inciso VII do art. 8º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Seção V **Da Contratação Direta**

Art. 12. O CNPE proporá ao Presidente da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética, a Petrobras será contratada diretamente pela União para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção.

Parágrafo único. Os parâmetros da contratação prevista no *caput* serão propostos pelo CNPE, nos termos do inciso IV do art. 9º e do inciso III do art. 10, no que couber.

Seção VI **Da Licitação**

Art. 13. A licitação para a contratação sob o regime de partilha de produção obedecerá ao disposto nesta Lei, nas normas a serem expedidas pela ANP e no respectivo edital.

Art. 14. A Petrobras poderá participar da licitação prevista no inciso II do art. 8º para ampliar a sua participação mínima definida nos termos da alínea c do inciso III do art. 10.

Subseção I **Do Edital de Licitação**

Art. 15. O edital de licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

- I - o bloco objeto do contrato de partilha de produção;
- II - o critério de julgamento da licitação, nos termos do art. 18;
- III - o percentual mínimo do excedente em óleo da União;
- IV - a formação do consórcio previsto no art. 20 e a respectiva participação mínima da Petrobras;
- V - 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;
- VI - os critérios para definição do excedente em óleo do contratado;
- VII - o programa exploratório mínimo e os investimentos estimados correspondentes;
- VIII - o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional;
- IX - o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º;
- X - as regras e as fases da licitação;
- XI - as regras aplicáveis à participação conjunta de empresas na licitação;
- XII - a relação de documentos exigidos e os critérios de habilitação técnica, jurídica, econômico-financeira e fiscal dos licitantes;
- XIII - a garantia a ser apresentada pelo licitante para sua habilitação;
- XIV - o prazo, o local e o horário em que serão fornecidos aos licitantes os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição; e
- XV - o local, o horário e a forma para apresentação das propostas.

Art. 16. Quando permitida a participação conjunta de empresas na licitação, o edital conterá, entre outras, as seguintes exigências:

- I - comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio previsto no art. 20, subscrito pelas proponentes;
- II - indicação da empresa responsável no processo licitatório, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais proponentes;
- III - apresentação, por parte de cada uma das empresas proponentes, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio a ser constituído; e
- IV - proibição de participação de uma mesma empresa, conjunta ou isoladamente, em mais de uma proposta na licitação de um mesmo bloco.

Art. 17. O edital conterá a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer, em conjunto com outras empresas ou isoladamente, deverá apresentar com sua proposta, em envelope separado:

I - prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal;

II - inteiro teor dos atos constitutivos e prova de se encontrar organizada unicamente em caso de descoberta comercial;

V - 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;

VI - os critérios para cálculo do valor do petróleo ou do gás natural, em função dos preços de mercado, da especificação do produto e da localização do campo;

VII - as regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo, podendo incluir critérios relacionados à eficiência econômica, à rentabilidade, ao volume de produção e à variação do preço do petróleo e do gás natural, observado o percentual estabelecido segundo o disposto no art. 18;

VIII - as atribuições, a composição, o funcionamento e a forma de tomada de decisões e de solução de controvérsias no âmbito do comitê operacional;

IX - as regras de contabilização, bem como os procedimentos para acompanhamento e controle das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção;

X - as regras para a realização de atividades, por conta e risco do contratado, que não implicarão qualquer obrigação para a União ou contabilização no valor do custo em óleo;

XI - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;

XII - o programa exploratório mínimo e as condições para sua revisão;

XIII - os critérios para formulação e revisão dos planos de exploração e de desenvolvimento da produção, bem como dos respectivos planos de trabalho, incluindo os pontos de medição e de partilha de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos;

XIV - a obrigatoriedade de o contratado fornecer à ANP e à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º relatórios, dados e informações relativos à execução do contrato;

XV - os critérios para devolução e desocupação de áreas pelo contratado, inclusive para a retirada de equipamentos e instalações e para a reversão de bens;

XVI - as penalidades aplicáveis em caso de inadimplemento das obrigações contratuais;

XVII - os procedimentos relacionados à cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato, conforme o disposto no art. 31;

XVIII - as regras sobre solução de controvérsias, que poderão prever conciliação e arbitragem;

XIX - o prazo de vigência do contrato, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, e as condições para a sua extinção;

XX - o valor e a forma de pagamento do bônus de assinatura;

XXI - a obrigatoriedade de apresentação de inventário periódico sobre as emissões de gases que provocam efeito estufa - GEF, ao qual se dará publicidade, inclusive com cópia ao Congresso Nacional;

XXII - a apresentação de plano de contingência relativo a acidentes por vazamento de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados; e

XXIII - a obrigatoriedade da realização de auditoria ambiental de todo o processo operacional de retirada e distribuição de petróleo e gás oriundos do pré-sal.

Art. 30. A Petrobras, na condição de operadora do contrato de partilha de produção, deverá:

I - informar ao comitê operacional e à ANP, no prazo contratual, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos ou de quaisquer minerais;

II - submeter à aprovação do comitê operacional o plano de avaliação de descoberta de jazida de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, para determinação de sua comercialidade;

III - realizar a avaliação da descoberta de jazida de petróleo e de gás natural nos termos do plano de avaliação aprovado pela ANP, apresentando relatório de comercialidade ao comitê operacional;

IV - submeter ao comitê operacional o plano de desenvolvimento da produção do campo, bem como os planos de trabalho e de produção, contendo cronogramas e orçamentos;

V - adotar as melhores práticas da indústria do petróleo, obedecendo às normas e aos procedimentos técnicos e científicos pertinentes e utilizando técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas; e

VI - encaminhar ao comitê operacional todos os dados e documentos relativos às atividades realizadas.

Art. 31. A cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato de partilha de produção somente poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização do Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, observadas as seguintes condições:

I - preservação do objeto contratual e de suas condições;

II - atendimento, por parte do cessionário, dos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia; e

III - exercício do direito de preferência dos demais consorciados, na proporção de suas participações no consórcio.

Parágrafo único. A Petrobras somente poderá ceder a participação nos contratos de partilha de produção que obtiver como vencedora da licitação, nos termos do art. 14.

LEI Nº 6.404, DE 15 DE DEZEMBRO DE 1976

Dispõe sobre as sociedades por ações.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA,

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO XXII CONSÓRCIO

Art. 279. O consórcio será constituído mediante contrato aprovado pelo órgão da sociedade competente para autorizar a alienação de bens do ativo não circulante, do qual constarão: (*"Caput" do artigo com redação dada pela Lei nº 11.941, de 27/5/2009*)

I - a designação do consórcio se houver;

II - o empreendimento que constitua o objeto do consórcio;

III - a duração, endereço e foro;

IV - a definição das obrigações e responsabilidade de cada sociedade consorciada, e das prestações específicas;

- V - normas sobre recebimento de receitas e partilha de resultados;
- VI - normas sobre administração do consórcio, contabilização, representação das sociedades consorciadas e taxa de administração, se houver;
- VII - forma de deliberação sobre assuntos de interesse comum, com o número de votos que cabe a cada consorciado;
- VIII - contribuição de cada consorciado para as despesas comuns, se houver.
- Parágrafo único. O contrato de consórcio e suas alterações serão arquivados no registro do comércio do lugar da sua sede, devendo a certidão do arquivamento ser publicada.

CAPÍTULO XXIII SOCIEDADES EM COMANDITA POR AÇÕES

Art. 280. A sociedade em comandita por ações terá o capital dividido em ações e reger-se-á pelas normas relativas às companhias ou sociedades anônimas, sem prejuízo das modificações constantes deste Capítulo.

.....

.....

PROJETO DE LEI N.º 4.973, DE 2013

(Do Sr. Raul Henry)

Revoga o art. 4º e a alínea "c" do inciso III do art. 10, ambos da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que "Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências".

DESPACHO: APENSE-SE À(AO) PL-4567/2016.

S U M Á R I O

I - Projeto inicial

II - Projetos apensados: 6726/13 e 600/15

O Congresso Nacional decreta:

Art. 1º Ficam revogados o artigo 4º e a alínea “c” do inciso III do artigo 10, ambos da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que *“Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências”*.

Art. 2º Esta lei entra em vigor na data de sua publicação.

JUSTIFICAÇÃO

A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, prevê na alínea “c” do inciso III do artigo 10 que nas licitações em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, que a participação mínima da Petrobras no consórcio não poderá ser inferior a 30%.

Além dessa participação mínima, o artigo 4º da mesma lei também determina que ela deve ser a operadora de todos os blocos contratados sob o novo regime de partilha de produção, o que significa que é a 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”.

Tais obrigações contidas na referida lei exigem que a Petrobrás esteja sempre apta a realizar grandes investimentos, condição absolutamente incompatível com a trajetória das contas da empresa nos últimos anos.

Nesse contexto, a Lei nº 12.351/2010, recentemente votada aqui no Congresso Nacional, ao impor tais exigências, leva o país a sofrer uma grave consequência: o retardamento irreparável da exploração das suas reservas de hidrocarbonetos, com o risco de não aproveitar todo o seu potencial de energia fóssil antes de uma previsível mudança do paradigma energético mundial.

O argumento de que as reservas nacionais devem ser extraídas com a participação indispensável da Petrobrás, por ser ela também um patrimônio nacional, não passa de um sofisma. Na realidade, o que caberá à sociedade brasileira nesse

quinhão de recursos naturais já estará definido no contrato de exploração, na forma de royalties e do excedente em óleo definido na partilha. E esse valor será facilmente aferível, seja qual for a empresa que esteja na operação do campo.

Assim, faz-se necessária a revogação da exigência dos 30% prevista na alínea “c” do inciso III do artigo 10 e também, a revogação da obrigatoriedade para que a Petrobrás seja a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, prevista no artigo 4º.

O que o Brasil precisa com urgência é acelerar a exploração do seu petróleo e transformar imediatamente esses recursos em educação pública de qualidade para todos, para que no Século XXI se transforme de fato em um país desenvolvido e verdadeiramente justo.

Sala das Sessões, em 13 de fevereiro de 2013.

Deputado **RAUL HENRY**

PMDB – PE

LEGISLAÇÃO CITADA ANEXADA PELA COORDENAÇÃO DE ESTUDOS LEGISLATIVOS - CEDI

LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

.....

**CAPÍTULO III
DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

**Seção I
Disposições Gerais**

Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

Art. 4º A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurado, a este título, participação mínima no consórcio previsto no art. 20.

Art. 5º A União não assumirá os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.

.....

Seção III

Das Competências do Ministério de Minas e Energia

Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências:

I - planejar o aproveitamento do petróleo e do gás natural;

II - propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção;

III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção:

a) os critérios para definição do excedente em óleo da União;

b) o percentual mínimo do excedente em óleo da União;

c) a participação mínima da Petrobras no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento);

d) 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;

e) o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional; e

f) o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º;

IV - estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação prevista no inciso II do art. 8º, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção; e

V - aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaboradas pela ANP.

§ 1º Ao final de cada semestre, o Ministério de Minas e Energia emitirá relatório sobre as atividades relacionadas aos contratos de partilha de produção.

§ 2º O relatório será publicado até 30 (trinta) dias após o encerramento do semestre, assegurado amplo acesso ao público.

Seção IV

Das Competências da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Art. 11. Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei:

I - promover estudos técnicos para subsidiar o Ministério de Minas e Energia na delimitação dos blocos que serão objeto de contrato de partilha de produção;

II - elaborar e submeter à aprovação do Ministério de Minas e Energia as minutas dos contratos de partilha de produção e dos editais, no caso de licitação;

- III - promover as licitações previstas no inciso II do art. 8º desta Lei;
IV - fazer cumprir as melhores práticas da indústria do petróleo;
V - analisar e aprovar, de acordo com o disposto no inciso IV deste artigo, os planos de exploração, de avaliação e de desenvolvimento da produção, bem como os programas anuais de trabalho e de produção relativos aos contratos de partilha de produção; e
VI - regular e fiscalizar as atividades realizadas sob o regime de partilha de produção, nos termos do inciso VII do art. 8º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.
-
-

PROJETO DE LEI N.º 6.726, DE 2013

(Do Sr. Mendonça Filho)

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de concessão, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências.

DESPACHO:
APENSE-SE À(AO) PL-4973/2013.

O CONGRESSO NACIONAL decreta:

Art. 1º Esta Lei retoma o regime de concessão para a exploração e produção de petróleo e gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas.

Art. 2º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de concessão, na forma da Lei nº 9.478, de 1997.

Art. 3º A Lei nº 9.478, de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º

.....

VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão;

.....

X - induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão, observado o disposto no inciso IX.

..... (NR)

.....

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o art. 4º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. (NR)

.....

Art. 8º

.....

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção.

.....(NR)

.....

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

.....(NR)

.....

Art. 52-A Os parâmetros para obtenção do valor das participações governamentais eventualmente fixados pelo decreto do Presidente da República de que trata este Capítulo deverão ser revisados periodicamente, em intervalo nunca superior a 5 (cinco) anos, levando-se em conta as condições observadas no mercado internacional de petróleo e gás natural.

Parágrafo único. Revisão será efetuada, obrigatoriamente, no exercício

seguinte ao da publicação desta Lei.

.....”

Art. 4º Fica assegurada ao trabalhador detentor de conta vinculada no Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS a possibilidade de participar de licitação para outorga dos contratos de concessão decorrentes da aplicação do art. 2º, observado o limite de 50% (cinquenta por cento) do saldo existente e disponível na data em que o titular da conta exercer a opção, na forma definida em regulamento do Poder Executivo a ser baixado em até 90 (noventa) dias da publicação desta Lei.

Parágrafo único. O regulamento mencionado no caput respeitará o contido na Lei nº 9.478, de 1997, e deverá prever, entre outros, que a participação do trabalhador se dará mediante aquisição de quotas de fundo de investimento com fim específico.

Art. 5º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

JUSTIFICATIVA

A mudança no marco regulatório do petróleo, ocorrida em 2010, foi anunciada pelo Governo Federal como verdadeira redenção do povo brasileiro. Todas as nossas mazelas seriam resolvidas pelas descobertas do pré-sal e, diante do grande potencial, fazia-se necessário mudar o regime de exploração, garantindo maiores recursos para o Erário.

Optou-se, então, pelo regime de partilha, garantindo a Petrobras como operadora única dos novos campos de exploração e produção. Com claro viés estatizante, demonizou-se o modelo de concessão, previsto em lei de 1997, que já havia demonstrado sua eficácia, permitindo que o País dobrasse a produção de petróleo e gás em curto espaço de tempo.

A escolha do novo modelo pôde ser testada recentemente, por ocasião do leilão do campo de Libra. Anunciado como a “joia da coroa”, como o maior campo do mundo a ser leiloadado em 2013, os problemas envolvendo o

leilão começaram a surgir quando da apresentação das propostas. Eram esperados mais de 40 participantes. Ao final, apenas 11 depositaram os recursos para participação no leilão. Dentre os 11, deixaram de figurar grandes empresas norte-americanas e inglesas, incomodadas, ao que parece, pelo modelo de partilha e, mais especificamente, pela obrigatoriedade de ter a Petrobras como operadora única.

No dia do leilão ocorreu algo que nem os mais pessimistas esperavam. Apenas 1 consórcio participou, fazendo com que o leilão deixasse de sê-lo. Obviamente, foi ofertado o mínimo estipulado para o lucro-petróleo, algo pouco superior a 40%.

O relato acima não deixa dúvidas quanto ao fracasso do modelo escolhido para a exploração e produção nas áreas do pré-sal. De acordo com renomado especialista, que por muitos anos trabalhou como engenheiro da Petrobras, *“em 2009, o campo de Marlim pagou uma participação especial de 30,7%. Se operasse nos termos do edital do regime de partilha de Libra, o excedente em óleo seria de 9,93%. O regime de concessão pagaria três vezes mais que o regime de partilha de Libra”*. Depreende-se, daí, que o regime de partilha, tal como formatado na Lei 12.351, de 2010, vai contra o interesse do povo brasileiro, pois gera menos participação governamental sobre o petróleo e gás a serem extraídos.

Diante do acima exposto, propomos o retorno ao modelo anterior, que garante maior competição e, conseqüentemente, maiores possibilidades de ganhos para o Tesouro.

Além disso, cabe-nos encontrar uma forma mais direta para que a população possa usufruir da riqueza potencial associada à exploração do pré-sal. Nesse sentido, vale transcrever trecho da coluna do renomado Economista Paulo Rabello de Castro, publicada em O Estado de São Paulo, de 30 de outubro de 2013: *“Haveria recursos ainda, mais do que suficientes, no Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) dos trabalhadores, para*

participarem do leilão de Libra, se assim tivessem o direito de optar por realizar tal investimento. Isso daria a oportunidade de se provar que o petróleo é uma área aberta, de fato, a todos os potenciais investidores brasileiros, inclusive trabalhadores, e não apenas a instituições prepostas dos interesses desse mesmo público”.

Assim, propõe-se que o trabalhador brasileiro, detentor de conta no FGTS, possa participar dos leilões do pré-sal via aquisição de quotas de fundo de investimento a ser criado com fim específico. Trata-se de abrir possibilidade, inclusive, para que se melhore a rentabilidade da conta vinculada, cuja remuneração atual tem sido suficiente para cobrir apenas metade da inflação apurada anualmente, provocando a erosão desse patrimônio do trabalhador brasileiro.

Importante notar que os recursos do Fundo já têm sido utilizados para fomentar o setor de petróleo, conforme se depreende do seguinte trecho de matéria publicada pela agência Reuters, em 20 de fevereiro de 2013: “O Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FI-FGTS) investirá até 2,5 bilhões de reais na Sete Brasil Participações S.A., por meio da aquisição de debêntures da companhia e de cotas do FIP Sondas, controlador da empresa.

A Sete Brasil, que venceu contratos bilionários da Petrobras, tem como atribuição construir, operar, adquirir, alienar, alugar ou fretar sondas de perfuração de exploração e produção de petróleo e gás.”

No caso acima, entretanto, a utilização dos recursos do FGTS não se dá por vontade do trabalhador, mas ao amparo da Lei que criou o FI-FGTS. De acordo com a Lei 11.491, de 2007, cabe ao Comitê de Investimento, constituído pelo Conselho Curador do FGTS, a aprovação dos investimentos. Diferente do que ocorreria pela proposta ora apresentada, que assegura ao trabalhador a possibilidade de participar, via fundo específico, dos leilões do pré-sal.

Ademais, ainda no governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso, abriu-se a possibilidade de que o detentor de conta no FGTS adquirisse ações da Petrobras, via cotas de Fundos Mútuos de Privatização. Posteriormente, por ocasião da capitalização da empresa realizada em 2010, os cotistas puderam subscrever ações decorrentes do aumento de capital da estatal.

Por todo o exposto, tendo em vista o claro equívoco associado à adoção do regime de partilha para o pré-sal, solicitamos o apoio dos nobres pares no sentido de retomar o regime de concessão, que se mostrou mais competitivo e mais propício, portanto, a gerar maiores participações governamentais. Ainda, contamos com a anuência dos Parlamentares para que os trabalhadores brasileiros possam participar, de forma direta, dos potenciais benefícios financeiros do pré-sal.

Sala das Sessões, em 7 de novembro de 2013.

Deputado Mendonça Filho
Deputado Federal/PE

LEGISLAÇÃO CITADA ANEXADA PELA COORDENAÇÃO DE ESTUDOS LEGISLATIVOS - CEDI

LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

.....

CAPÍTULO II
DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA

Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a

atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;

II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;

III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; [\(Inciso com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005\)](#)

V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991; [\(Inciso com redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico. [\(Inciso acrescido pela Lei nº 10.848, de 15/3/2004\)](#)

VII - estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externos. [\(Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009\)](#)

VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção; [\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010\)](#)

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento; [\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010, e com nova redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)

X - induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX. [\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010\)](#)

§ 1º Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético.

§ 2º O CNPE será regulamentado por decreto do Presidente da República, que determinará sua composição e a forma de seu funcionamento.

CAPÍTULO III

DA TITULARIDADE E DO MONOPÓLIO DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL

Seção I

Do Exercício do Monopólio

Art. 3º Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.

Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

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

II - a refinação de 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 como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o art. 4º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. [\(Artigo com redação dada pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010\)](#)

Seção II

Das Definições Técnicas

Art. 6º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado;

II - Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros;

III - Derivados de Petróleo: produtos decorrentes da transformação do petróleo;

IV - Derivados Básicos: principais derivados de petróleo, referidos no art. 177 da Constituição Federal, a serem classificados pela Agência Nacional do Petróleo;

V - Refino ou Refinação: conjunto de processos destinados a transformar o petróleo em derivados de petróleo;

VI - Tratamento ou Processamento de Gás Natural: conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

VII - Transporte: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral; [\(Inciso com redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)

VIII - Transferência: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades; [\(Inciso com redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)

IX - Bacia Sedimentar: depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não;

X - Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não;

XI - Jazida: reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção;

XII - Prospecto: feição geológica mapeada como resultado de estudos geofísicos e de interpretação geológica, que justificam a perfuração de poços exploratórios para a localização de petróleo ou gás natural;

XIII - Bloco: parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural;

XIV - Campo de Petróleo ou de Gás Natural: área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção;

XV - Pesquisa ou Exploração: conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural;

XVI - Lavra ou Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação;

XVII - Desenvolvimento: conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás;

XVIII - Descoberta Comercial: descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção;

XIX - Indústria do Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados;

XX - Distribuição: atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado, exercida por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXI - Revenda: atividade de venda a varejo de combustíveis, lubrificantes e gás liquefeito envasado, exercida por postos de serviços ou revendedores, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXII - Distribuição de Gás Canalizado: serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal;

XXIII - Estocagem de Gás Natural: armazenamento de gás natural em reservatórios próprios, formações naturais ou artificiais.

XXIV - Biocombustível: substância derivada de biomassa renovável, tal como biodiesel, etanol e outras substâncias estabelecidas em regulamento da ANP, que pode ser empregada diretamente ou mediante alterações em motores a combustão interna ou para outro tipo de geração de energia, podendo substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil; [*\(Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005, e com nova redação dada pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)*](#)

XXV - Biodiesel: biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil. [*\(Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005\)*](#)

XXVI - Indústria Petroquímica de Primeira e Segunda Geração: conjunto de indústrias que fornecem produtos petroquímicos básicos, a exemplo do eteno, do propeno e de resinas termoplásticas. [*\(Inciso acrescido pela Lei nº 11.921, de 13/4/2009\)*](#)

XXVII - cadeia produtiva do petróleo: sistema de produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados, incluindo a distribuição, a revenda e a estocagem, bem como o seu consumo. [*\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.114, de 9/12/2009\)*](#)

XXVIII - Indústria de Biocombustível: conjunto de atividades econômicas relacionadas com produção, importação, exportação, transferência, transporte, armazenagem, comercialização, distribuição, avaliação de conformidade e certificação de qualidade de biocombustíveis; [*\(Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)*](#)

XXIX - Produção de Biocombustível: conjunto de operações industriais para a transformação de biomassa renovável, de origem vegetal ou animal, em combustível; [*\(Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)*](#)

XXX - Etanol: biocombustível líquido derivado de biomassa renovável, que tem como principal componente o álcool etílico, que pode ser utilizado, diretamente ou mediante alterações, em motores a combustão interna com ignição por centelha, em outras formas de geração de energia ou em indústria petroquímica, podendo ser obtido por rotas tecnológicas distintas, conforme especificado em regulamento; e [*\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)*](#)

XXXI - Bioquerosene de Aviação: substância derivada de biomassa renovável que pode ser usada em turborreatores e turbopropulsores aeronáuticos ou, conforme regulamento, em outro tipo de aplicação que possa substituir parcial ou totalmente combustível de origem fóssil. [*\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)*](#)

CAPÍTULO IV

DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

[*\(Capítulo com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005\)*](#)

Seção I

Da Instituição e das Atribuições

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. [*\(“Caput” do artigo com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005\)*](#)

Parágrafo único. A ANP terá sede e foro no Distrito Federal e escritórios centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais.

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe: [*\(“Caput” do artigo com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005\)*](#)

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; [*\(Inciso com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005\)*](#)

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão

ou contratação sob o regime de partilha de produção das atividades de exploração, desenvolvimento e produção; [\(Inciso com redação dada pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010\)](#)

III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas;

IV - 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;

V - autorizar a prática das atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento; [\(Inciso com redação dada pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009\)](#)

VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;

VII - fiscalizar diretamente e de forma concorrente nos termos da Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato; [\(Inciso com redação dada pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009\)](#)

VIII - instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente; [\(Inciso com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005\)](#)

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;

XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis; [\(Inciso com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005\)](#)

XII - consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;

XIII - fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;

XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;

XV - regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, à importação, à exportação, à armazenagem, à estocagem, ao transporte, à transferência, à distribuição, à revenda e à comercialização de biocombustíveis, assim como avaliação de conformidade e certificação de sua qualidade, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios; [\(Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005, e com nova redação dada pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)

XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação; [\(Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de](#)

13/1/2005)

XXVIII - especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis. (Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005)

XIX - regular e fiscalizar o acesso à capacidade dos gasodutos; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XX - promover, direta ou indiretamente, as chamadas públicas para a contratação de capacidade de transporte de gás natural, conforme as diretrizes do Ministério de Minas e Energia; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXI - registrar os contratos de transporte e de interconexão entre instalações de transporte, inclusive as procedentes do exterior, e os contratos de comercialização, celebrados entre os agentes de mercado; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXII - informar a origem ou a caracterização das reservas do gás natural contratado e a ser contratado entre os agentes de mercado; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXIII - regular e fiscalizar o exercício da atividade de estocagem de gás natural, inclusive no que se refere ao direito de acesso de terceiros às instalações concedidas; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXIV - elaborar os editais e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários para a exploração das atividades de transporte e de estocagem de gás natural; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXV - celebrar, mediante delegação do Ministério de Minas e Energia, os contratos de concessão para a exploração das atividades de transporte e estocagem de gás natural sujeitas ao regime de concessão; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXVI - autorizar a prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXVII - estabelecer critérios para a aferição da capacidade dos gasodutos de transporte e de transferência; (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

XXVIII - articular-se com órgãos reguladores estaduais e ambientais, objetivando compatibilizar e uniformizar as normas aplicáveis à indústria e aos mercados de gás natural. (Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009)

Parágrafo único. No exercício das atribuições de que trata este artigo, com ênfase na garantia do abastecimento nacional de combustíveis, desde que em bases econômicas sustentáveis, a ANP poderá exigir dos agentes regulados, conforme disposto em regulamento:

I - a manutenção de estoques mínimos de combustíveis e de biocombustíveis, em instalação própria ou de terceiro;

II - garantias e comprovação de capacidade para atendimento ao mercado de combustíveis e biocombustíveis, mediante a apresentação de, entre outros mecanismos, contratos de fornecimento entre os agentes regulados. (Parágrafo único acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011)

Art. 8º-A Caberá à ANP supervisionar a movimentação de gás natural na rede de transporte e coordená-la em situações caracterizadas como de contingência.

§ 1º O Comitê de Contingenciamento definirá as diretrizes para a coordenação das operações da rede de movimentação de gás natural em situações caracterizadas como de contingência, reconhecidas pelo Presidente da República, por meio de decreto.

§ 2º No exercício das atribuições referidas no *caput* deste artigo, caberá à ANP, sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas na regulamentação:

I - supervisionar os dados e as informações dos centros de controle dos gasodutos de transporte;

II - manter banco de informações relativo ao sistema de movimentação de gás

natural permanentemente atualizado, subsidiando o Ministério de Minas e Energia com as informações sobre necessidades de reforço ao sistema;

III - monitorar as entradas e saídas de gás natural das redes de transporte, confrontando os volumes movimentados com os contratos de transporte vigentes;

IV - dar publicidade às capacidades de movimentação existentes que não estejam sendo utilizadas e às modalidades possíveis para sua contratação; e

V - estabelecer padrões e parâmetros para a operação e manutenção eficientes do sistema de transporte e estocagem de gás natural.

§ 3º Os parâmetros e informações relativos ao transporte de gás natural necessários à supervisão, controle e coordenação da operação dos gasodutos deverão ser disponibilizados pelos transportadores à ANP, conforme regulação específica. ([Artigo acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009](#))

Art. 9º Além das atribuições que lhe são conferidas no artigo anterior, caberá à ANP exercer, a partir de sua implantação, as atribuições do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool, observado o disposto no art. 78.

CAPÍTULO V DA EXPLORAÇÃO E DA PRODUÇÃO

Seção I Das Normas Gerais

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei, ou sob o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, conforme legislação específica. ([“Caput” do artigo com redação dada pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010](#))

§ 1º ([Revogado pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010](#))

§ 2º A ANP poderá outorgar diretamente ao titular de direito de lavra ou de autorização de pesquisa de depósito de carvão mineral concessão para o aproveitamento do gás metano que ocorra associado a esse depósito, dispensada a licitação prevista no *caput* deste artigo. ([Parágrafo acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009](#))

Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

Seção VI Das Participações

Art. 52. Constará também do contrato de concessão de bloco localizado em terra cláusula que determine o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP.

Parágrafo único. A participação a que se refere este artigo será distribuída na

proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco.

CAPÍTULO VI DO REFINO DE PETRÓLEO E DO PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º desta Lei poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento, de liquefação, de regaseificação e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade. [\("Caput" do artigo com redação dada pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009\)](#)

.....

.....

LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

CAPÍTULO II DAS DEFINIÇÕES TÉCNICAS

Art. 2º Para os fins desta Lei, são estabelecidas as seguintes definições:

.....

.....

LEI Nº 11.491, DE 20 DE JUNHO DE 2007

Institui o Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço - FIFGTS, altera a Lei nº 8.036, de 11 de maio de 1990, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º Fica criado o Fundo de Investimento do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço - FI-FGTS, caracterizado pela aplicação de recursos do FGTS, destinado a investimentos em empreendimentos dos setores de aeroportos, energia, rodovia, ferrovia, hidrovía, porto e saneamento, de acordo com as diretrizes, critérios e condições que dispuser o Conselho Curador do FGTS. ([*“Caput” do artigo com redação dada pela Lei nº 12.873, de 24/10/2013*](#))

§ 1º O FI-FGTS terá patrimônio próprio, segregado do patrimônio do FGTS, e será disciplinado por instrução da Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

§ 2º A administração e a gestão do FI-FGTS serão da Caixa Econômica Federal, na qualidade de Agente Operador do FGTS, cabendo ao Comitê de Investimento - CI, a ser constituído pelo Conselho Curador do FGTS, a aprovação dos investimentos.

§ 3º Na hipótese de extinção do FI-FGTS, o seu patrimônio total será distribuído aos cotistas na proporção de suas participações, observado o disposto no inciso VIII do *caput* do art. 7º e no § 8º do art. 20, ambos da Lei nº 8.036, de 11 de maio de 1990, com a redação dada por esta Lei.

§ 4º ([*VETADO na Lei nº 12.546, de 14/12/2011*](#)) ([*VETADO na Lei nº 12.599, de 23/3/2012*](#))

Art. 2º Fica autorizada a aplicação de R\$ 5.000.000.000,00 (cinco bilhões de reais) do patrimônio líquido do FGTS para integralização de cotas do FI-FGTS.

.....
.....

PROJETO DE LEI N.º 600, DE 2015

(Do Sr. Jutahy Junior)

Altera e revoga dispositivos da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que "Dispõe sobre a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências.

DESPACHO:

APENSE-SE À(AO) PL-4973/2013.

O CONGRESSO NACIONAL decreta:

Art. 1º A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º.....
.....

VI – operador: empresa responsável pela condução e execução, direta ou indireta, das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos(NR);

VII – contratado: empresa ou consórcio de empresas, vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção” (NR);

.....
“Art.15.....
.....

IV – a formação do consórcio previsto no art. 19” (NR);

.....
“Art. 16 - O edital de licitação conterá, entre outras, as seguintes exigências:

I – comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio previsto no art. 19, subscrito pela empresa ou consórcio de empresas proponentes (NR);

II – indicação da empresa responsável no processo licitatório, sem prejuízo da responsabilidade solidária dos demais proponentes em caso de consórcio de empresas(NR);

III – apresentação por parte da empresa ou consórcio de empresas proponentes, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira da empresa proponente ou do consórcio de empresas” (NR);
.....

“Art. 19 – O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976” (NR).

“Art. 23 – O comitê operacional será composto por representantes da

empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º e do licitante vencedor” (NR).

Parágrafo único: A empresa pública de que trata o § 1º do art.8º indicará a metade dos integrantes do comitê operacional, cabendo ao licitante vencedor a indicação dos outros integrantes” (NR).

“Art. 30 – O operador do contrato de partilha de produção, deverá” (NR):

.....

“Art. 31

III – o exercício do direito de preferência dos demais consorciados, na proporção de suas participações no caso de consórcio de empresas” (NR).

Art. 2º Ficam revogados o art. 4º, o inciso I do art. 8º, a alínea c do inciso III do art.10, o art. 14, o art.20 e o parágrafo único do inciso III do art.31, da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

Art. 3º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

JUSTIFICAÇÃO

A Lei nº 9.478/1997, que abriu o mercado de petróleo e gás natural à iniciativa privada permitiu o fortalecimento da Petrobras em bases competitivas, proporcionou troca de experiências e tecnologia com renomadas empresas petrolíferas do cenário mundial e foi responsável pelo grande salto de qualidade nesse setor que saiu de uma produção de 866 mil barris/dia em 1997 para 2,3 milhões barris/dia em 2014, produção essa que poderia ser maior não fosse a estagnação da produção entre 2011 e 2013, não obstante o início da produção de alguns campos do pré-sal hoje já na faixa de 500 mil barris/dia.

Em adição, o recolhimento em 1997 de apenas R\$ 200 milhões entre royalties e participações especiais é forte indicador do sucesso da mencionada lei já que hoje, esse recolhimento é da ordem de R\$ 35 bilhões englobando a retenção de áreas, bônus de assinaturas, royalties e participações especiais;

Constata-se com esses indicadores que a estatal iniciou seu crescimento acelerado a partir da vigência da Lei do Petróleo, em 1997, sem que o Estado brasileiro tivesse de abrir mão do controle do ritmo de exploração das reservas de petróleo e das receitas respectivas, além de fortalecer os outros elos da cadeia produtiva do petróleo com os instrumentos previstos na lei.

A profissionalização da Petrobras foi fundamental neste processo, longe do aparelhamento político praticado a partir de 2003. Foi durante anos, a maior petrolífera da América do Sul e uma das gigantes da indústria petrolífera, na vanguarda tecnológica de exploração de petróleo em águas profundas. Entretanto, diante de pressões e manipulações políticas de todo tipo, a Petrobras foi levada a dificuldades financeiras entrando na UTI das manobras tributárias e injeções de dinheiro de bancos oficiais. Algo nunca antes registrado na história deste país e, possivelmente, do mundo e sufocada, atingiu seu limite de endividamento não enxergando perspectivas para salvar-se sem a necessidade das mesmas manobras praticadas anteriormente.

Em 2010, o marco regulatório até então de sucesso absoluto deu lugar a um novo modelo de exploração e produção desenhado para abrigar as grandes reservas do pré-sal, denominado partilha de produção, estatizante, que obrigou a Petrobras, não só a ser a operadora única de todos os blocos doravante descobertos na província do pré-sal, como também participar de todos os consórcios porventura formados com no mínimo 30% de participação.

Com efeito, os dois comandos citados trazidos no novo marco legal, são hoje os maiores empecilhos ao avanço célere que a exploração e produção no pré-sal demandam, pois a situação financeira da empresa é dramática, totalmente diferente da época em que o novo arcabouço legal foi construído, não obstante alertas dados, à época, pela comunidade do setor, de que o preço do valor do barril de petróleo não subsistiria por muito tempo na casa dos US\$ 100/Brent.

Tal receio se confirmou e hoje o valor encontra-se na faixa entre US\$ 58 e US\$ 60, perigosamente próximo do ponto de equilíbrio do projeto (*break-even-point*), que é na faixa de US\$ 45 a US\$ 50 o barril, o que somado a maus indicadores como a dívida de US\$ 135 bilhões, a maior do planeta, e o valor de mercado de apenas US\$ 43,4 bilhões, em janeiro de 2015, dão a exata noção do peso que essas duas obrigações – ser a operadora única e participar de todos os consórcios com no mínimo 30% - impõem ao caixa da empresa que ao não conseguir os recursos necessários para fazer frente a essa imposição intempestiva, atrasa o desenvolvimento e o aumento da produção de petróleo oriundo do pré-sal, bem como a competitividade da Petrobras no cenário mundial.

Dificuldades de capitalização da estatal em razão dos recentes casos de corrupção, da postergação nunca antes havida da divulgação dos balanços financeiros de 2014, e do rebaixamento do ranking da Moody's – Agência Internacional de Risco – que criará obstáculos para a obtenção de créditos com

taxas de juros no patamar do que é normalmente praticado pelo mercado, são forte alerta de que é preciso realizar o ajuste legal ora proposto, de forma a possibilitar que a Petrobras volte a gozar da credibilidade no competitivo mercado internacional, possa a obter recursos a taxa de juros favoráveis e consequentemente otimizar seu orçamento e investimentos futuros.

Por todo exposto, demonstrada a clara situação de incompatibilidade entre o proposto no marco regulatório de 2010, e a situação da empresa, do mercado mundial de petróleo e da volatilidade no preço do barril de petróleo, solicitamos o apoio dos nobres pares para a aprovação dos dispositivos constantes do presente projeto de lei que certamente permitirão que os recursos hoje disponíveis no caixa da Petrobras sejam direcionados para o desenvolvimento da exploração e da produção dos campos do Pré-sal.

Sala das Seções, em 05 de março de 2015.

Deputado JUTAHY JUNIOR
(PSDB-BA)

LEGISLAÇÃO CITADA ANEXADA PELA COORDENAÇÃO DE ESTUDOS LEGISLATIVOS - CEDI

LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010

Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I
DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Esta Lei dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos, e altera a Lei nº 9.478, de 6 de

agosto de 1997.

CAPÍTULO II DAS DEFINIÇÕES TÉCNICAS

Art. 2º Para os fins desta Lei, são estabelecidas as seguintes definições:

I - partilha de produção: regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos 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;

II - custo em óleo: 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;

III - excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos 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 de que trata o art. 43;

IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

V - área estratégica: região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos;

VI - operador: a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), 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;

VII - contratado: a Petrobras ou, quando for o caso, o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção;

VIII - conteúdo local: proporção entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade;

IX - individualização da produção: procedimento que visa à divisão do resultado da produção e ao aproveitamento racional dos recursos naturais da União, por meio da unificação do desenvolvimento e da produção relativos à jazida que se estenda além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção;

X - ponto de medição: local definido no plano de desenvolvimento de cada campo onde é realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido, conforme regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;

XI - ponto de partilha: local em que há divisão entre a União e o contratado de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos produzidos, nos termos do respectivo contrato de partilha de produção;

XII - bônus de assinatura: valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção; e

XIII - *royalties*: compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1º do art. 20 da Constituição Federal.

CAPÍTULO III DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Seção I Disposições Gerais

Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.

Art. 4º A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurado, a este título, participação mínima no consórcio previsto no art. 20.

Art. 5º A União não assumirá os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.

Art. 6º Os custos e os investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção serão integralmente suportados pelo contratado, cabendo-lhe, no caso de descoberta comercial, a sua restituição nos termos do inciso II do art. 2º.

Parágrafo único. A União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato.

Art. 7º Previamente à contratação sob o regime de partilha de produção, o Ministério de Minas e Energia, diretamente ou por meio da ANP, poderá promover a avaliação do potencial das áreas do pré-sal e das áreas estratégicas.

Parágrafo único. A Petrobras poderá ser contratada diretamente para realizar estudos exploratórios necessários à avaliação prevista no *caput*.

Art. 8º A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de partilha de produção:

I - diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação; ou

II - mediante licitação na modalidade leilão.

§ 1º A gestão dos contratos previstos no *caput* caberá à empresa pública a ser criada com este propósito.

§ 2º A empresa pública de que trata o § 1º deste artigo não assumirá os riscos e não responderá pelos custos e investimentos referentes às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção decorrentes dos contratos de partilha de produção.

Seção II

Das Competências do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

Art. 9º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE tem como competências, entre outras definidas na legislação, propor ao Presidente da República:

I - o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços;

II - os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras sob o regime de partilha de produção;

III - os blocos que serão objeto de leilão para contratação sob o regime de partilha de produção;

IV - os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção;

V - a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;

VI - a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção; e

VII - a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

Seção III

Das Competências do Ministério de Minas e Energia

Art. 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, entre outras competências:

I - planejar o aproveitamento do petróleo e do gás natural;

II - propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção;

III - propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção:

a) os critérios para definição do excedente em óleo da União;

b) o percentual mínimo do excedente em óleo da União;

c) a participação mínima da Petrobras no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento);

d) 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;

e) o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional; e

f) o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º;

IV - estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação prevista no inciso II do art. 8º, bem como para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção; e

V - aprovar as minutas dos editais de licitação e dos contratos de partilha de produção elaboradas pela ANP.

§ 1º Ao final de cada semestre, o Ministério de Minas e Energia emitirá relatório sobre as atividades relacionadas aos contratos de partilha de produção.

§ 2º O relatório será publicado até 30 (trinta) dias após o encerramento do semestre, assegurado amplo acesso ao público.

Seção IV
**Das Competências da Agência Nacional do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis - ANP**

Art. 11. Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei:

I - promover estudos técnicos para subsidiar o Ministério de Minas e Energia na delimitação dos blocos que serão objeto de contrato de partilha de produção;

II - elaborar e submeter à aprovação do Ministério de Minas e Energia as minutas dos contratos de partilha de produção e dos editais, no caso de licitação;

III - promover as licitações previstas no inciso II do art. 8º desta Lei;

IV - fazer cumprir as melhores práticas da indústria do petróleo;

V - analisar e aprovar, de acordo com o disposto no inciso IV deste artigo, os planos de exploração, de avaliação e de desenvolvimento da produção, bem como os programas anuais de trabalho e de produção relativos aos contratos de partilha de produção; e

VI - regular e fiscalizar as atividades realizadas sob o regime de partilha de produção, nos termos do inciso VII do art. 8º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Seção V
Da Contratação Direta

Art. 12. O CNPE proporá ao Presidente da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética, a Petrobras será contratada diretamente pela União para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção.

Parágrafo único. Os parâmetros da contratação prevista no *caput* serão propostos pelo CNPE, nos termos do inciso IV do art. 9º e do inciso III do art. 10, no que couber.

Seção VI
Da Licitação

Art. 13. A licitação para a contratação sob o regime de partilha de produção obedecerá ao disposto nesta Lei, nas normas a serem expedidas pela ANP e no respectivo edital.

Art. 14. A Petrobras poderá participar da licitação prevista no inciso II do art. 8º para ampliar a sua participação mínima definida nos termos da alínea c do inciso III do art. 10.

Subseção I
Do Edital de Licitação

Art. 15. O edital de licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

I - o bloco objeto do contrato de partilha de produção;

II - o critério de julgamento da licitação, nos termos do art. 18;

III - o percentual mínimo do excedente em óleo da União;

IV - a formação do consórcio previsto no art. 20 e a respectiva participação mínima da Petrobras;

V - 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;

- VI - os critérios para definição do excedente em óleo do contratado;
- VII - o programa exploratório mínimo e os investimentos estimados correspondentes;
- VIII - o conteúdo local mínimo e outros critérios relacionados ao desenvolvimento da indústria nacional;
- IX - o valor do bônus de assinatura, bem como a parcela a ser destinada à empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º;
- X - as regras e as fases da licitação;
- XI - as regras aplicáveis à participação conjunta de empresas na licitação;
- XII - a relação de documentos exigidos e os critérios de habilitação técnica, jurídica, econômico-financeira e fiscal dos licitantes;
- XIII - a garantia a ser apresentada pelo licitante para sua habilitação;
- XIV - o prazo, o local e o horário em que serão fornecidos aos licitantes os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição; e
- XV - o local, o horário e a forma para apresentação das propostas.

Art. 16. Quando permitida a participação conjunta de empresas na licitação, o edital conterá, entre outras, as seguintes exigências:

- I - comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio previsto no art. 20, subscrito pelas proponentes;
- II - indicação da empresa responsável no processo licitatório, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais proponentes;
- III - apresentação, por parte de cada uma das empresas proponentes, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio a ser constituído; e
- IV - proibição de participação de uma mesma empresa, conjunta ou isoladamente, em mais de uma proposta na licitação de um mesmo bloco.

Art. 17. O edital conterá a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer, em conjunto com outras empresas ou isoladamente, deverá apresentar com sua proposta, em envelope separado:

- I - prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal;
- II - inteiro teor dos atos constitutivos e prova de se encontrar organizada e em funcionamento regular, conforme a lei de seu país;
- III - designação de um representante legal perante a ANP, com poderes especiais para a prática de atos e assunção de responsabilidades relativamente à licitação e à proposta apresentada; e
- IV - compromisso de constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, caso seja vencedora da licitação.

Subseção II

Do Julgamento da Licitação

Art. 18. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo definido nos termos da alínea b do inciso III do art. 10.

Seção VII

Do Consórcio

Art. 19. A Petrobras, quando contratada diretamente ou no caso de ser vencedora isolada da licitação, deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a Petrobras e com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

§ 1º A participação da Petrobras no consórcio implicará sua adesão às regras do edital e à proposta vencedora.

§ 2º Os direitos e as obrigações patrimoniais da Petrobras e dos demais contratados serão proporcionais à sua participação no consórcio.

§ 3º O contrato de constituição de consórcio deverá indicar a Petrobras como responsável pela execução do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros, observado o disposto no § 2º do art. 8º desta Lei.

Art. 21. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º integrará o consórcio como representante dos interesses da União no contrato de partilha de produção.

Art. 22. A administração do consórcio caberá ao seu comitê operacional.

Art. 23. O comitê operacional será composto por representantes da empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º e dos demais consorciados.

Parágrafo único. A empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º indicará a metade dos integrantes do comitê operacional, inclusive o seu presidente, cabendo aos demais consorciados a indicação dos outros integrantes.

Art. 24. Caberá ao comitê operacional:

I - definir os planos de exploração, a serem submetidos à análise e à aprovação da ANP;

II - definir o plano de avaliação de descoberta de jazida de petróleo e de gás natural a ser submetido à análise e à aprovação da ANP;

III - declarar a comercialidade de cada jazida descoberta e definir o plano de desenvolvimento da produção do campo, a ser submetido à análise e à aprovação da ANP;

IV - definir os programas anuais de trabalho e de produção, a serem submetidos à análise e à aprovação da ANP;

V - analisar e aprovar os orçamentos relacionados às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção previstas no contrato;

VI - supervisionar as operações e aprovar a contabilização dos custos realizados;

VII - definir os termos do acordo de individualização da produção a ser firmado com o titular da área adjacente, observado o disposto no Capítulo IV desta Lei; e

VIII - outras atribuições definidas no contrato de partilha de produção.

.....

Art. 30. A Petrobras, na condição de operadora do contrato de partilha de produção, deverá:

I - informar ao comitê operacional e à ANP, no prazo contratual, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos ou de quaisquer minerais;

II - submeter à aprovação do comitê operacional o plano de avaliação de descoberta de jazida de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, para determinação de sua comercialidade;

III - realizar a avaliação da descoberta de jazida de petróleo e de gás natural nos termos do plano de avaliação aprovado pela ANP, apresentando relatório de comercialidade ao comitê operacional;

IV - submeter ao comitê operacional o plano de desenvolvimento da produção do campo, bem como os planos de trabalho e de produção, contendo cronogramas e orçamentos;

V - adotar as melhores práticas da indústria do petróleo, obedecendo às normas e aos procedimentos técnicos e científicos pertinentes e utilizando técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas; e

VI - encaminhar ao comitê operacional todos os dados e documentos relativos às atividades realizadas.

Art. 31. A cessão dos direitos e obrigações relativos ao contrato de partilha de produção somente poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização do Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, observadas as seguintes condições:

I - preservação do objeto contratual e de suas condições;

II - atendimento, por parte do cessionário, dos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia; e

III - exercício do direito de preferência dos demais consorciados, na proporção de suas participações no consórcio.

Parágrafo único. A Petrobras somente poderá ceder a participação nos contratos de partilha de produção que obtiver como vencedora da licitação, nos termos do art. 14.

Art. 32. O contrato de partilha de produção extinguir-se-á:

I - pelo vencimento de seu prazo;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de resolução nele previstos;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato;

V - pelo exercício do direito de desistência pelo contratado na fase de exploração, desde que cumprido o programa exploratório mínimo ou pago o valor correspondente à parcela não cumprida, conforme previsto no contrato; e

VI - pela recusa em firmar o acordo de individualização da produção, após decisão da ANP.

§ 1º A devolução de áreas não implicará obrigação de qualquer natureza para a União nem conferirá ao contratado qualquer direito de indenização pelos serviços e bens.

§ 2º Extinto o contrato de partilha de produção, o contratado fará a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou a indenizar os danos decorrentes de suas atividades e a praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelas autoridades competentes.

.....
.....

LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I

DOS PRINCÍPIOS E OBJETIVOS DA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

- I - preservar o interesse nacional;
- II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
- III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
- V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;
- VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;
- VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
- VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- IX - promover a livre concorrência;
- X - atrair investimentos na produção de energia;
- XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.
- XII - incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional; [\(Inciso acrescido pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005\)](#)
- XIII - garantir o fornecimento de biocombustíveis em todo o território nacional; [\(Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)
- XIV - incentivar a geração de energia elétrica a partir da biomassa e de subprodutos da produção de biocombustíveis, em razão do seu caráter limpo, renovável e complementar à fonte hidráulica; [\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)
- XV - promover a competitividade do País no mercado internacional de biocombustíveis; [\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)
- XVI - atrair investimentos em infraestrutura para transporte e estocagem de biocombustíveis; [\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)
- XVII - fomentar a pesquisa e o desenvolvimento relacionados à energia renovável; [\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)
- XVIII - mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis. [\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)

CAPÍTULO II DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA

Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;

II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;

III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; [\(Inciso com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005\)](#)

V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, biocombustíveis, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991; [\(Inciso com redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico. [\(Inciso acrescido pela Lei nº 10.848, de 15/3/2004\)](#)

VII - estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externos. [\(Inciso acrescido pela Lei nº 11.909, de 4/3/2009\)](#)

VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção; [\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010\)](#)

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, de outros hidrocarbonetos fluidos e de biocombustíveis, bem como da sua cadeia de suprimento; [\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010, e com nova redação dada pela Medida Provisória nº 532, de 28/4/2011, convertida na Lei nº 12.490, de 16/9/2011\)](#)

X - induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX. [\(Inciso acrescido pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010\)](#)

XI - definir diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e estabelecer, em caráter autorizativo, quantidade superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica. [\(Inciso acrescido pela Medida Provisória nº 647, de 28/5/2014, convertida na Lei](#)

[nº 13.033, de 24/9/2014\)](#)

§ 1º Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético.

§ 2º O CNPE será regulamentado por decreto do Presidente da República, que determinará sua composição e a forma de seu funcionamento.

.....
.....

COMISSÃO ESPECIAL DESTINADA A PROFERIR PARECER AO PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016, DO SENADO FEDERAL, QUE “ALTERA A LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010, PARA FACULTAR À PETROBRAS O DIREITO DE PREFERÊNCIA PARA ATUAR COMO OPERADOR E POSSUIR PARTICIPAÇÃO MÍNIMA DE 30% (TRINTA POR CENTO) NOS CONSÓRCIOS FORMADOS PARA EXPLORAÇÃO DE BLOCOS LICITADOS NO REGIME DE PARTILHA”, E APENSADOS.

I – RELATÓRIO

O Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, do Senado Federal, dá nova redação ao art. 4º da Lei nº 12.351, de 2010, para eliminar a exigência de que a Petrobrás seja a operadora exclusiva dos blocos contratados sob o regime de partilha de produção. Em lugar disso, estabelece que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobrás a preferência para ser a operadora dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção. Na hipótese de aceitação dessa preferência, a proposição em apreço determina que a Petrobrás terá participação mínima, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento), no consórcio previsto no art. 20 da Lei nº 12.351, de 2010. Ressalte-se, outrossim, que o projeto de lei prevê que mesmo que a Petrobrás não manifeste desejo de ser o operador do bloco, ela poderá participar da licitação.

A presente Comissão Especial foi criada por Ato da Presidência da Câmara dos Deputados, de 29 de fevereiro de 2016. Destina-se a proferir parecer ao Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, do Senado Federal, que “altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobrás o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção” e apensados.

A proposição principal está sujeita à apreciação do Plenário. O seu regime de tramitação é o de prioridade. Encontram-se apensados ao Projeto de Lei nº 4.567/2016, as seguintes proposições:

Projeto de Lei nº 4.973/2013, do Dep. Raul Henry: “Revoga o art. 4º e a alínea "c" do inciso III do art. 10, ambos da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que "Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências””;

Projeto de Lei nº 6.726/2013, do Dep. Mendonça Filho: “Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de concessão, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências”;

Projeto de Lei nº 600/2015, do Dep. Jutahy Junior: “Altera e revoga dispositivos da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que "Dispõe sobre a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e dá outras providências””.

É o relatório.

II – VOTO DO RELATOR

Preliminarmente, deve-se registrar que contribuíram significativamente para a formação de convicção a respeito da matéria em apreciação a realização de seis audiências públicas, ocorridas entre 12 de abril e 2 de junho de 2016, com consultores e representantes dos seguintes órgãos e entidades: Associação dos Engenheiros da Petrobrás – AEPET; Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ; Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e

Biocombustíveis – IBP; Sindicato Nacional da Indústria da Construção e Reparação Naval e Offshore - SINAVAL; Federação Única dos Petroleiros – FUP; Organização Nacional da Indústria do Petróleo – ONIP; Clube de Engenharia do Rio de Janeiro; Departamento Intersindical de Estatísticas e Estudos Socioeconômicos – DIEESE; Organização dos Municípios Produtores de Petróleo – OMPETRO; Universidade de Brasília; e Universidade Federal do ABC. Também foi de grande valia o debate realizado, em 7 de junho de 2016, com o autor da proposição original no Senado Federal, Senador José Serra.

Decorridos 21 anos desde a promulgação da Emenda Constitucional nº 9, que flexibilizou o monopólio do petróleo da União, chama a atenção que a legislação atinente à exploração e produção de petróleo continue a despertar paixões tão intensas no País. Com efeito, observa-se que, em muitos dos debates realizados para tratar dessa questão, a emoção tem prevalecido sobre a razão. Também se nota que persistem algumas confusões e desinformações a respeito da titularidade dos recursos petrolíferos e das principais características dos regimes de contratação de áreas exploratórias existentes no Brasil.

Preliminarmente, cumpre esclarecer que a Constituição Federal estabelece que são bens da União os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva (Art. 20, V) e os recursos minerais, inclusive os do subsolo (Art. 20, IX). No que respeita à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás, deve-se sublinhar que se trata de uma empresa de economia mista, na qual a União (União Federal, BNDESPar, BNDES e Fundo de Participação Social) detinha, em 31/03/2016, apenas 46% do seu capital social¹. Ela, portanto, não se confunde com o Estado.

Também incumbe notar que as leis que disciplinam o regime de concessão (Lei nº 9.478/1997) e o regime de partilha de produção (Lei nº 12.351/2010), bem como o projeto de lei em apreço, não conferem, nem poderiam fazê-lo, tratamento privilegiado à Petrobrás no tocante ao pagamento de royalties pela produção de petróleo e derivados e de tributos, bem como na determinação da parcela do excedente em óleo da União², no caso de área contratada sob o regime

¹ A participação da União nas ações ordinárias e preferenciais eram, em 31/03/2016, de 60,5% e 23,9%, respectivamente.

² Excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos 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 devida ao proprietário da terra, quando for o caso (ver art. 2º da Lei nº 12.351/2010).

de partilha de produção. Em outras palavras, todas as companhias contratadas - seja sob o regime de concessão seja sob o regime de partilha de produção - estão sujeitas às mesmas regras de pagamento de participações governamentais³, de tributos e de determinação do excedente em óleo da União.

Outro equívoco na análise dessa questão diz respeito ao controle da produção de petróleo e gás natural a cargo das empresas contratadas pela União. A primeira e mais evidente forma de controle é a frequência e tamanho das licitações de áreas exploratórias. Neste caso, independentemente da forma de contratação, é o Poder Executivo que determina o ritmo das licitações, o que, por tabela, afeta a velocidade de produção da área. Dito de outra maneira, o controle da velocidade do aproveitamento dos recursos petrolíferos é e continuará a ser total, na hipótese de aprovação da proposição em exame.

No que concerne à forma de aproveitamento das jazidas de hidrocarbonetos, o controle da União também está assegurado nas formas de contratação de áreas exploratórias. Na hipótese de contratação sob o regime de concessão, a empresa petroleira está obrigada a submeter planos de exploração e de desenvolvimento à ANP, estando sujeita à fiscalização desse órgão regulador. Já no caso da contratação sob o regime de partilha de produção, a Lei nº 12.304, de 2010, atribui à Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA, empresa pública, sob a forma de sociedade anônima, entre outras, as seguintes competências: representar a União nos consórcios formados para a execução dos contratos de partilha de produção; defender os interesses da União nos comitês operacionais; avaliar, técnica e economicamente, planos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como fazer cumprir as exigências contratuais referentes ao conteúdo local; **monitorar e auditar a execução de projetos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos; monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção.**

Neste ponto, convém sublinhar que a proposição em exame não propõe abandonar o regime de partilha de produção. O que se está propondo é, tão-

³ São participações governamentais no regime de concessão, consoante o disposto no art. 45 da Lei nº 9.478/1997: bônus de assinatura; royalties; participação especial; e pagamento pela ocupação ou retenção de área.

somente, conferir à Petrobrás a preferência para ser operadora de bloco a ser contratado sob o regime de partilha de produção e assegurar que, caso a empresa exerça esse direito de preferência, será sua participação de, no mínimo, 30% (trinta por cento) no consórcio de empresas a que alude o art. 20 da Lei nº 12.351/2010.

Da mesma forma, afigura-se desarrazoado afirmar que, com a aprovação do PL nº 4.567/2016, se estará “entregando reservas para as multinacionais”. Na eventualidade de desistência da Petrobrás, terá o direito de explorar uma área no Pré-sal a empresa ou consórcio de empresas que apresentar a melhor proposta na licitação. Nesse particular, note-se que também no regime de concessão se procede assim, desde 1999, ano em que ocorreu a primeira licitação de blocos exploratórios no Brasil.

É igualmente relevante sublinhar que o que garante o nível de contratação de bens e serviços nacionais para cada fase do contrato é a cláusula de conteúdo local existente em cada um desses diplomas. A legislação vigente limita-se a determinar que é atribuição do CNPE “induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX” (inciso X do art. 2º da Lei nº 9.478, de 1997). Assim, o operador, seja ele quem for, estará obrigado a atender os referidos índices.

Outra questão que suscita polêmica é o nível de arrecadação de participações governamentais devidas pela produção de hidrocarbonetos no regime de concessão e no de partilha de produção. A esse respeito, impende notar que é possível obter a mesma arrecadação nesses dois regimes. Nesse particular, registre-se que, no regime de concessão, a aludida arrecadação pode, inclusive, ser majorada sem necessidade de modificação legal, bastando alterar o Decreto nº 2.705, de 1998⁴, de forma a aumentar as alíquotas da participação especial.

No que se refere à contratação de empresa sob o regime de partilha de produção, é importante ter presente que a existência de operador exclusivo ou de múltiplos operadores não afeta, diretamente, a arrecadação de receitas governamentais. Entretanto, pode-se afirmar que é de se esperar que, com mais

⁴ O Decreto nº 2.705/1998 “Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. ”

operadores, o ritmo de produção do pré-sal possa ser acelerado, com repercussão positiva nas mencionadas receitas.

Releva notar, também, que a Petrobrás tem e sempre terá um limite de capacidade de investimento. Ainda que os preços de petróleo voltem para o patamar de US\$ 120/b, cenário que não parece provável em horizonte de curto e médio prazos, existirá um limite para as inversões da empresa. Não resta dúvida, portanto, que ela não pode arcar sozinha com todos os investimentos requeridos para o tempestivo aproveitamento do Pré-sal, para a exploração das demais bacias sedimentares no Brasil, para a ampliação da capacidade de refino e para a infraestrutura de transporte de petróleo e seus derivados e gás natural. Em suma, a Petrobrás não consegue fazer tudo que é necessário para que o setor petróleo e gás natural volte a registrar taxas de crescimento expressivas e sustentáveis.

As sucessivas reduções de investimentos apontadas nos últimos planos da Petrobrás atestam essa limitação com clareza. No Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 (PNG 2015-2019), por exemplo, o volume total de investimentos da Petrobrás no quinquênio em referência foi estimado em US\$ 98,4 bilhões, na revisão de 12/01/2016. Isso representa diminuição de 24,5% em relação ao valor previsto nessa peça de planejamento apenas seis meses antes⁵ (US\$ 130,3 bilhões) e redução de impressionantes 42,1% com respeito ao Plano de Negócios 2011 – 2015, que previa investimentos de US\$ 224,7 bilhões.

Essa maciça redução dos investimentos da Petrobrás, bem superior à diminuição verificada nos investimentos em Petróleo e Gás no mundo, onde atuam muitas empresas como operadoras, causou grandes danos à indústria nacional de bens e serviços. Ressalte-se que a mencionada redução de investimentos não se verificou na área de Exploração & Produção, havendo mesmo anos em que se verificaram aumentos dos investimentos. A despeito disso, a produção de petróleo cresceu apenas 1,2% ao ano no período compreendido entre 2010 e 2015.

Pior ainda foi a perda de grande quantidade de empregos, como bem assinalado pelo Prefeito de Macaé, Dr. Aluizio dos Santos Junior, em audiência pública realizada, em 19/05/2016, nesta Comissão Especial. Para atrair novos investidores, de sorte a compensar as reduções dos investimentos da Petrobrás e possibilitar forte aumento da produção de petróleo e gás natural, a mencionada autoridade municipal sugeriu revisão do dispositivo da Lei de Partilha de Produção

⁵ Apresentação ao público em 29/06/2015.

que institui o operador único, de sorte a eliminar a exigência de que a Petrobrás seja operadora de todos os blocos do Pré-sal.

Não se pode olvidar, outrossim, que a retomada de investimentos da Petrobrás é ainda sobremodo dificultada pelos elevados prejuízos registrados nos últimos anos (R\$ 34,8 bilhões apenas em 2015) e pela gigantesca dívida bruta da empresa, que era de R\$ 450 bilhões ao final do primeiro trimestre de 2016.

A recente emissão de *bonds* pela Petrobrás, que contemplou uma remuneração elevadíssima por conta da perda do grau de investimento da empresa, é uma confirmação desse fato. Em 23 de maio de 2016, a Petrobrás informou a colocação de títulos no mercado de capitais internacional (*Global Notes*) no valor de US\$ 6,75 bilhões e vencimentos em 5 e 10 anos. Nos títulos com vencimento em 2021, o montante vendido foi de US\$ 5 bilhões e o rendimento ao investidor de 8,625%, enquanto que nos títulos com vencimento em 2026, o montante vendido foi de US\$ 1,75 bilhão e o rendimento do investidor foi de 9,0 %. Ressalve-se, por oportuno, que essas remunerações são muito superiores ao custo de oportunidade das grandes petroleiras internacionais⁶.

Contrariamente ao preconizado pelos defensores do *status quo*, a existência do operador exclusivo na área do Pré-sal também é negativa para o crescimento e competitividade da indústria nacional de bens e serviços de petróleo. Afinal, se houvesse outros operadores, a queda no volume de pedidos à indústria nacional seria bem menor. Não se trata, frise-se, de privilégio do setor petróleo/gás natural. Pelo contrário, há farta literatura a respeito dos prejuízos causados a uma determinada indústria pela existência de apenas um comprador (monopsônio, na terminologia econômica).

Existem, ainda, alegações que resvalam na desonestidade. É o caso da assertiva de que a eliminação da exigência de que a Petrobrás seja a única operadora de blocos contratados sob o regime de partilha ensejará redução de recursos para as áreas de educação e saúde. O que pode ter esse condão é a redução das produções de petróleo e gás natural decorrentes da diminuição do ritmo de investimentos na área do Pré-sal. Além do mais, a distribuição da renda do petróleo simplesmente não é objeto do projeto de lei em apreciação.

⁶ A remuneração de um título público do Tesouro Americano de 10 anos era de 1,73 % ao ano em 06/06/2016 (*US bond rate:10-year yield*, Fonte: <http://markets.ft.com/data>).

Também não se pode desconhecer que a exigência de que todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção tenham de ser operados pela Petrobras desencoraja a participação de outras empresas. Isso, por outro lado, contribui para a obtenção de menor renda para o governo (menor excedente em óleo da União, de acordo com as definições da Lei nº 12.351/2010). Em outras palavras, a manutenção das regras vigentes implica o risco de se repetir a malsucedida licitação da área de Libra, em que apenas um consórcio apresentou proposta.

Ressalte-se, por fim, que a eliminação da exigência de que a Petrobrás seja a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção facilita o procedimento de individualização da produção de petróleo e gás natural, quando a jazida se estender além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção. Isso, por seu turno, estimularia a realização de novos investimentos por parte de empresas que já operam em áreas contíguas ao pré-sal.

Pelo exposto, estou convencido de que a iniciativa privada pode dar importante contribuição para o desenvolvimento pleno dos recursos de petróleo e gás natural de propriedade da União, isto é, de todos os brasileiros. Com isso, estou seguro, pode-se obter maiores aumentos das produções de petróleo e gás natural no Brasil e maior desenvolvimento da indústria de bens e serviços do setor petróleo/gás natural, com maior geração de empregos e renda. Entendo, também, que a Petrobrás não precisa de privilégios para voltar a registrar expressivas taxas de crescimento da produção de petróleo e gás natural, em bases sustentáveis, e a ter bons lucros, os quais são indispensáveis para a manutenção de seus investimentos.

A Petrobrás, a União, os Estados e os Municípios nada ganham com a expressiva diminuição dos investimentos na área do pré-sal decorrentes da manutenção dos dispositivos da Lei nº 12.351/2010, que determinam que ela seja a operadora exclusiva de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção e que tenha participação mínima de 30% (trinta por cento) no consórcio vencedor da licitação.

Neste ponto, cumpre reconhecer que o marco legal do setor petróleo carece de alterações bem maiores que a ora discutida. Isso, no entanto, exigiria a aprovação de novo projeto de lei nesta Casa, que seria submetido à revisão do

Senado Federal. Trata-se de um processo que, como se sabe, pode consumir muito tempo, mormente em situação na qual a pauta do Legislativo já se mostra sobrecarregada. Por essa razão, afigura-se mais produtivo assegurar, o mais pronto possível, avanços na legislação referente à contratação de áreas exploratórias sob o regime de partilha de produção.

A análise do Projeto de Lei nº 4.567/2016 e de seus apensados evidencia que não há criação de novas despesas, não resultando em impacto direto ao Orçamento da União. Dessa forma, somos pela não implicação do Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, e dos seus apensados, Projeto de Lei nº 4.973, de 2013, Projeto de Lei nº 6.726, de 2013, e Projeto de Lei nº 600, de 2015, em aumento ou diminuição de receita ou despesa pública.

Ante o exposto, votamos pela:

i) constitucionalidade, juridicidade e adequação à técnica legislativa do Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, e dos apensados, Projeto de Lei nº 4.973, de 2013, Projeto de Lei nº 6.726, de 2013, e nº 600, de 2015;

ii) compatibilidade e adequação financeira e orçamentária do Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, e dos apensados, Projeto de Lei nº 4.973, de 2013, Projeto de Lei nº 6.726, de 2013, e Projeto de Lei nº 600, de 2015;

iii) aprovação, no mérito, do Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, e pela rejeição dos apensados, Projeto de Lei nº 4.973, de 2013, Projeto de Lei nº 6.726, de 2013, e Projeto de Lei nº 600, de 2015.

Sala da Comissão, em de junho de 2016.

Deputado **José Carlos Aleluia**
Relator

III - PARECER DA COMISSÃO

A Comissão Especial destinada a proferir parecer ao Projeto de Lei nº 4567, de 2016, do Senado Federal, que "altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar

como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção", e apensados, em reunião ordinária realizada hoje, opinou pela constitucionalidade, juridicidade e técnica legislativa e pela adequação financeira e orçamentária do PL 4567/16, e do PL 4973/13, do PL 6726/13 e do PL 600/15, apensados; e, no mérito, pela aprovação do PL 4567/16 e, pela rejeição do PL 6726/2013, do PL 600/2015, e do PL 4973/2013, apensados do Projeto de Lei nº 4.567/2016, nos termos do Parecer do Relator, Deputado José Carlos Aleluia, contra os votos dos Deputados Valmir Prascidelli, Glauber Braga, Henrique Fontana, Carlos Zarattini e Moema Gramacho. Os Deputados Arnaldo Jordy, Davidson Magalhães, Glauber Braga, Moema Gramacho, Sergio Vidigal e Weverton Rocha apresentaram voto em separado.

Participaram da votação os Senhores Deputados:

Lelo Coimbra - Presidente, Max Filho, Carlos Zarattini e Jose Stédile - Vice-Presidentes, José Carlos Aleluia, Relator; Altineu Côrtes, Átila Lins, Beбето, Capitão Augusto, Carlos Marun, Covatti Filho, Fábio Ramalho, Henrique Fontana, Hugo Leal, José Fogaça, Julio Lopes, Jutahy Junior, Moema Gramacho, Alfredo Kaefer, Cabuçu Borges, Eduardo Cury, Glauber Braga, Marx Beltrão, Nelson Marquezelli, Rodrigo Maia, Ronaldo Benedet, Valmir Prascidelli e Valtenir Pereira.

Sala da Comissão, em 7 de julho de 2016.

Deputado LELO COIMBRA
Presidente

VOTO EM SEPARADO DO DEPUTADO WEVERTON ROCHA

I – RELATÓRIO

O Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, do Senado Federal, dá nova redação ao art. 4º da Lei nº 12.351, de 2010, com o propósito de desobrigar a Petróleo Brasileiro S/A (PETROBRAS) de ser operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio por ela formado com a licitante vencedora e com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S/A (PPSA).

Estabelece também que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobrás a preferência para ser a operadora dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção. Na hipótese de aceitação dessa preferência, a proposição em apreço

determina que a Petrobrás terá participação mínima, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento), no consórcio previsto no art. 20 da Lei nº 12.351, de 2010.

Em 29 de fevereiro de 2016 foi criada Comissão Especial destinada a proferir parecer ao Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, do Senado Federal, que “altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobrás o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção” e apensados.

A proposição principal está sujeita à apreciação do Plenário. O seu regime de tramitação é o de prioridade. Encontram-se apensados ao Projeto de Lei nº 4.567/2016, as seguintes proposições:

Projeto de lei nº 4.973/13, do deputado Raul Henry, que propõe a revogação do art. 4º e da alínea “c” do inciso III do art. 10, ambos da lei nº 12.351/10 com o propósito de desobrigar a Petróleo Brasileiro S/A (PETROBRAS) de ser operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio por ela formado com a licitante vencedora e com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S/A (PPSA).

Projeto de Lei nº 6.726/13, do deputado Mendonça Filho, que propõe a extinção do regime de partilha da produção ao estabelecer que a exploração e a produção de petróleo e gás natural na área do Pré-Sal passarão a ser contratados sob o regime de concessão.

O Projeto de Lei nº 600/15, do Deputado Jutahy Junior, que também revoga os mesmos dispositivos propostos pela proposição nº 4.973/13 e estabelece, dentre outras mudanças, a flexibilização nas regras de editais dos leilões.

Este é o relatório

II – VOTO

A lei que dispõe acerca do regime de partilha do Pré-Sal (Lei 12.351/10) determina hoje que a PETROBRAS será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção. Então, deverá o licitante vencedor constituir juntamente com a PETROBRAS consórcio para a exploração do bloco

licitado. Nesse consórcio, a lei determina que a PETROBRAS terá participação mínima de 30%. A proposição principal, bem como apensadas, tem como objetivo retirar a PETROBRAS desse processo. Não obstante as preocupações dos autores, a alteração legislativa não merece prosperar, porquanto vai de encontro aos interesses nacionais.

Por ocasião da tramitação do PL nº 4.973/13 na Comissão de Minas e Energia, hoje apensado ao PL principal, o PDT já havia manifestado ser contrário à matéria mediante voto em separado do Deputado Dagoberto (PDT/MS), conforme manifestação abaixo.

Reconhece-se estar a PETROBRAS a passar por momento de dificuldade tendo em vista os escândalos de corrupção descobertos recentemente. Apesar disso, a S/A continua a ser uma das maiores empresas petrolíferas do mundo, com ativos avaliados em bilhões de dólares. Além disso, é reconhecida como detentora da tecnologia mais avançada no processo de exploração de petróleo em águas profundas. Por isso, qualquer argumento no sentido de estar a situação da petroleira brasileira a reduzir os avanços no processo de exploração do Pré-Sal é incompatível com a história e a realidade da estatal.

Ao que tudo indica, o verdadeiro motivo de possível diminuição no processo de exploração do Pré-Sal é a redução do preço do produto no mercado mundial. Quando foram descobertas as primeiras jazidas do Pré-Sal, o barril do petróleo era vendido a mais de US\$ 100,00. Hoje, o preço do mesmo encontra-se próximo dos US\$ 50,00/barril. Essa redução no preço da *commoditie* fez reduzir os investimentos em todo o mundo e não apenas no Brasil. Então, esse é o maior motivo do processo de redução no processo de exploração do Pré-Sal no País.

Os riscos no Pré-Sal são mínimos e bem conhecidos e os custos de sua exploração estão sendo reduzidos a taxas importantes. Dessa forma, não se justifica mudança legislativa no sentido de atrair transnacionais estrangeiras para auxiliar no processo de exploração. De acordo com a PETROBRAS, o custo de extração no Pré-Sal vem caindo significativamente ao longo dos anos e, hoje, está em torno de US\$ 9,00/barril. Apenas a título de comparação, a média mundial é de US\$ 15,00/barril. A província do Pré-Sal detém importante reserva estratégica de petróleo e a participação efetiva nos consórcios de exploração da empresa brasileira deve ser preservada.

Se não fosse suficiente o argumento acima apontado no sentido de obrigação de participação da PETROBRAS em todos os consórcios, sua permanência contribui de maneira decisiva para o sistema de controle brasileiro no processo de exploração feito por estrangeiros. Com a presença da S/A brasileira no processo de produção de todos os campos do Pré-Sal, garante-se com exatidão o conhecimento exato da quantidade extraída. Em outros termos: com a presença da PETROBRAS no processo de exploração, o governo brasileiro tem o conhecimento correto do montante extraído e, por conseguinte, poderá cobrar o valor correspondente em *royalties*. Sem a presença da estatal, não será possível aferir se a exploração de fato realizada por transnacionais estrangeiras será o correto ou se inferior ao comunicado ao governo brasileiro.

É sempre importante apontar que os recursos provenientes da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos serão utilizados pelo governo brasileiro em setores essenciais como saúde e educação. Sem o controle promovido por empresa brasileira com reconhecida capacidade no setor, muito provavelmente, estes recursos serão reduzidos significativamente, tendo em vista a possibilidade de fraude contábil de empresas transnacionais estrangeiras.

A manutenção da PETROBRAS como operadora única permite a implementação de política de desenvolvimento industrial e aumento no número de postos de trabalho no país. Isso se deve, pois os inúmeros serviços especializados ligados à exploração e fundamentais para a sua efetiva exploração serão desempenhados, em sua maioria, por profissionais locados no Brasil.

A experiência operacional é fundamental no processo de desenvolvimento tecnológico. Ao longo das últimas décadas, a PETROBRAS adquiriu *know-how* reconhecido internacionalmente no processo de exploração de petróleo. Dentre outros motivos, tal fato deveu-se a sua atuação operacional. Exemplo de tal assertiva é o fato de a empresa já ter alcançado em pouco mais de 8 anos a marca de 800 mil barris/dia de exploração na camada do Pré-Sal. Retirar a PETROBRAS do processo significa reduzir sua capacidade em promover desenvolvimento na área de exploração.

Os escândalos de corrupção reduziram momentaneamente o acesso ao crédito internacional pela empresa. Todavia, já há mostra importante de sua recuperação econômica após a divulgação dos balanços pós-escândalos. A plena

recuperação da empresa se dará ao longo do tempo, porquanto o ativo da empresa é robusto e sua capacidade de extração é significativa. Então, atribuir a dificuldade da empresa em angariar recursos no estrangeiro é justificativa simplória e incorreta.

Sob o argumento de ser necessário o aumento na produção do Pré-Sal, muitos defendem a intensificação da exploração por transnacionais estrangeiras. Tal pensamento é contrário aos interesses do país. A exploração das jazidas do Pré-Sal já está a ocorrer e, conforme já apontado anteriormente, a PETROBRAS tem promovido aumento de sua exploração de maneira significativa. Permitir maior participação de transnacionais significa permitir que estrangeiros explorem recurso estratégico, o que o governo brasileiro não pode permitir.

Diante de tudo o exposto, voto pela **REJEIÇÃO do PL nº 4.567, DE 2016 e dos apensados, PLs nº 9.726/13, 4.973/13 e 600/15.**

Sala de sessões 20 de junho de 2016.

Deputado Weverton Rocha (PDT/MA)

VOTO EM SEPARADO

(Do Sr. Deputado GLAUBER BRAGA PSOL/RJ)

I – RELATÓRIO

A proposição principal em análise nesta Comissão é o Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, de autoria do Senado Federal, que altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 para estabelecer que o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, considerando o interesse nacional, ofereça à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras a preferência para ser o operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção; e para dispor que, após a manifestação da Petrobras, que terá um prazo de 30 dias, o CNPE proporá à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio, que não poderá ser inferior a 30%.

Três outros projetos de lei constam da árvore de apensados. O primeiro deles é o Projeto de Lei nº 4.973, de 2013, apresentado pelo ilustre Ex-

Deputado Raul Henry, que propõe a revogação do artigo 4º e da alínea “c” do inciso III do artigo 10, ambos da Lei nº 12.351/2010, com o objetivo de liberar a Petrobras da obrigação de ser a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio por ela formado com o licitante vencedor e com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA⁷⁸.

Para justificar sua proposição, argumenta o autor que essas obrigações exigem que a Petrobras esteja sempre apta a realizar grandes investimentos, condição absolutamente incompatível com a trajetória das contas dessa empresa nos últimos anos. Por essa razão, entende que a exploração das reservas nacionais de hidrocarbonetos seria retardada, com o risco de não aproveitamento de todo o potencial de energia fóssil antes de uma previsível mudança do paradigma energético mundial.

O segundo apensado é o Projeto de Lei nº 6.726, de 2013, do nobre Deputado Mendonça Filho, que 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. Assim sendo, seria extinto o regime de partilha de produção.

Adicionalmente, o PL nº 6.726/2013 assegura ao trabalhador detentor de conta vinculada ao Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS a possibilidade de participar de licitação das mencionadas áreas exploratórias, observado o limite de 50% do saldo existente e disponível na data em que o titular da conta exercer a opção.

O terceiro apensado é o Projeto de Lei nº 600, de 2015, do ilustre Deputado Jutahy Junior, que promove alteração mais completa da Lei nº 12.351/2010 que o Projeto de Lei nº 4.973/2013. Ele contempla não apenas a revogação dos mesmos dispositivos da Lei nº 12.351/2010, prevista no Projeto de Lei nº 4.973/2013, mas também a adequação de outros dispositivos.

É o relatório.

II – VOTO

Da constitucionalidade, juridicidade e técnica legislativa

⁷ Empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

⁸ A Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, autorizou o Poder Executivo a criar a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA.

As disposições contidas nos Projetos de Lei – PL nº 4.567/2016, nº 4.973/2013, nº 6.726/2013 e nº 600/2015, por alterarem atribuições da Petrobras, entidade da Administração Pública Federal vinculada ao Poder Executivo, inserem-se entre as matérias de iniciativa privativa do Presidente da República. Esclareça-se que a proposição legislativa que deu origem à Lei nº 12.351/2010, que atribuiu à Petrobras a obrigatoriedade de ser operadora única e de ter participação mínima de 30% nos blocos do Pré-Sal e em áreas estratégicas, foi de iniciativa do Presidente da República.

A proposição principal, PL nº 4.567/2016, cria, ainda, atribuições para o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e, indiretamente, até para a Presidência da República, ao alterar o art. 4º da Lei nº 12.351/2010. Ao introduzir o inciso VIII no art. 9º da Lei nº 12.351/2010, essa proposição cria, novamente, atribuição para o CNPE. Ressalte-se, também, que, ao introduzir a alínea “c” no inciso III do art. 10 dessa lei, a proposição cria atribuição também para o Ministério de Minas e Energia.

A seguir, são transcritos trechos do PL nº 4.567/2016 que alteram os arts. 4º, 9º e 10 da Lei nº 12.351/2010:

“Art. 4º O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobras a preferência para ser o operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção.

§ 1º A Petrobras deverá manifestar-se sobre o direito de preferência em cada um dos blocos ofertados, no prazo de até 30 (trinta) dias a partir da comunicação pelo CNPE, apresentando suas justificativas.

§ 2º Após a manifestação da Petrobras, o CNPE proporá à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento).” (NR)

“Art. 9º

.....

VIII – a indicação da Petrobras como operador, nos termos do art. 4º;” (NR)

“Art. 10.

.....
III –

.....
c) a indicação da Petrobras como operador e sua participação mínima, nos termos do art. 4º;" (NR)

As proposições legislativas de iniciativa privativa do Presidente da República estão definidas no art. 61 da Constituição Federal, transcrito a seguir:

Art. 61.

§ 1º São de iniciativa privativa do Presidente da República as leis que:
.....

II – disponham sobre:

a) criação de cargos, funções ou empregos públicos na administração direta e autárquica ou aumento de sua remuneração;

b) organização administrativa e judiciária, matéria tributária e orçamentária, serviços públicos e pessoal da administração dos Territórios;

c) servidores públicos da União e Territórios, seu regime jurídico, provimento de cargos, estabilidade e aposentadoria;

d) organização do Ministério Público e da Defensoria Pública da União, bem como normas gerais para a organização do Ministério Público e da Defensoria Pública dos Estados, do Distrito Federal e dos Territórios;

e) criação e extinção de Ministérios e órgãos da administração pública, observado o disposto no art. 84, VI;

f) militares das Forças Armadas, seu regime jurídico, provimento de cargos, promoções, estabilidade, remuneração, reforma e transferência para a reserva.

Por força da Emenda Constitucional nº 32/2001, com a criação do chamado decreto autônomo no âmbito da Administração Pública federal (art. 84, VI), sem deixar de submeter à reserva de lei a criação e extinção de Ministérios e órgãos da Administração Pública, o constituinte reformador operou nova

deslegalização da disciplina jurídica da organização e funcionamento da Administração Pública. Isto quer significar que a expressão “estruturação e atribuições” (constante da redação original do art. 61, §1º, II, “e”) pode ser considerada equivalente à expressão “organização e funcionamento”, constante da redação do art. 84, VI, “a”, portanto sujeita está à chamada “reserva de decreto”⁹.

A interpretação do Supremo Tribunal Federal – STF, quando do julgamento da Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI nº 2.417/SP, acórdão de 3 de setembro de 2003, além de corroborar esse entendimento, foi no sentido de ser competência privativa do Chefe do Poder Executivo deflagrar o processo legislativo sobre matérias pertinentes à Administração Pública¹⁰.

Aprovado o PL nº 4.567/2016 e apensados, o Poder Legislativo definiria, por iniciativa própria, atribuições para o Poder Executivo, com ofensa à iniciativa privativa do Chefe do Poder Executivo, e colocaria o Poder Executivo em subordinação ao Poder Legislativo, com ofensa também ao art. 2º da Constituição Federal, que dispõe sobre a independência e harmonia entre os Poderes da União.

Nos termos do acórdão do STF, aprovado por unanimidade quando do julgamento da ADI nº 2.417/SP, ficou consignado que:

(...) importa em afronta direta ao Texto Constitucional o diploma legal em causa, de iniciativa parlamentar, que versa sobre matéria reservada ao Governador pela Carta da República, em obediência ao princípio da simetria (art. 61, § 1º, II, ‘e’), como é a estruturação e a especificação de atribuições da Secretaria de Educação, órgão que integra o Poder Executivo estadual.

A lei questionada na ADI nº 2.417/SP foi considerada inconstitucional não apenas por criar órgão, mas mesmo por tão-somente determinar atribuições a órgãos do Poder Executivo. Na discussão da matéria sequer houve debate. Os Ministros aderiram ao voto do Relator sem as comuns discussões de Plenário quando se declara a inconstitucionalidade de uma lei.

Segundo o acórdão relativo à ADI nº 2.417/SP, é de iniciativa privativa do Poder Executivo qualquer projeto de lei que disponha sobre o funcionamento da Administração Pública, visto essa que foi mantida pelo STF no julgamento, em 24 de agosto de 2006, da ADI nº 2.808/RS¹¹.

⁹ http://pensando.mj.gov.br/wp-content/uploads/2015/07/14Pensando_Direito3.pdf

¹⁰ <http://stf.jusbrasil.com.br/jurisprudencia/14744183/acao-direta-de-inconstitucionalidade-adi-2417-sp>

¹¹ <http://stf.jusbrasil.com.br/jurisprudencia/759833/acao-direta-de-inconstitucionalidade-adi-2808-rs>

Em suma, as proposições em análise padecem de inconstitucionalidade formal, por vício de iniciativa.

Com referência à técnica legislativa, o Projeto de Lei nº 4.973/2013, para o atingimento dos intentos do seu autor, apenas revoga o art. 4º e a alínea “c” do inciso III do art. 10, da Lei nº 12.351/2010, sem promover a necessária adequação de outros dispositivos dessa lei. Assim sendo, essa proposição apresenta óbices relativos à técnica legislativa.

Do polígono do Pré-Sal e áreas estratégicas

A Lei nº 12.351/2010 estabeleceu a Petrobras como o único operador, sob o regime de partilha de produção, nos blocos do polígono do Pré-Sal e em áreas estratégicas. A Figura 1 mostra a área do polígono do Pré-Sal.

O polígono do Pré-Sal, localizado na Plataforma Continental Brasileira, estende-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, em área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de avaliações e interpretações geológicas.

A área de ocorrência do Pré-Sal, cujo potencial petrolífero não se iguala a nenhum outro descoberto até este momento, representa em torno de 2,3% do total das bacias sedimentares brasileiras, que totalizam 6,4 milhões de km², somando-se as bacias terrestres e marítimas.

Inicialmente é importante registrar que muitas áreas já descobertas e perfuradas nesse polígono não são tão estratégicas, em razão do baixo volume de petróleo recuperável. Isso ocorre tanto na Bacia de Santos quanto na Bacia de Campos. Apesar de não serem tão estratégicas, elas devem ser desenvolvidas no curto prazo.

O CNPE já autorizou a contratação de cinco áreas do Pré-Sal sob regime de partilha de produção, todas localizadas na Bacia de Santos. A Figura 2 mostra parte do Pré-Sal na Bacia de Santos.

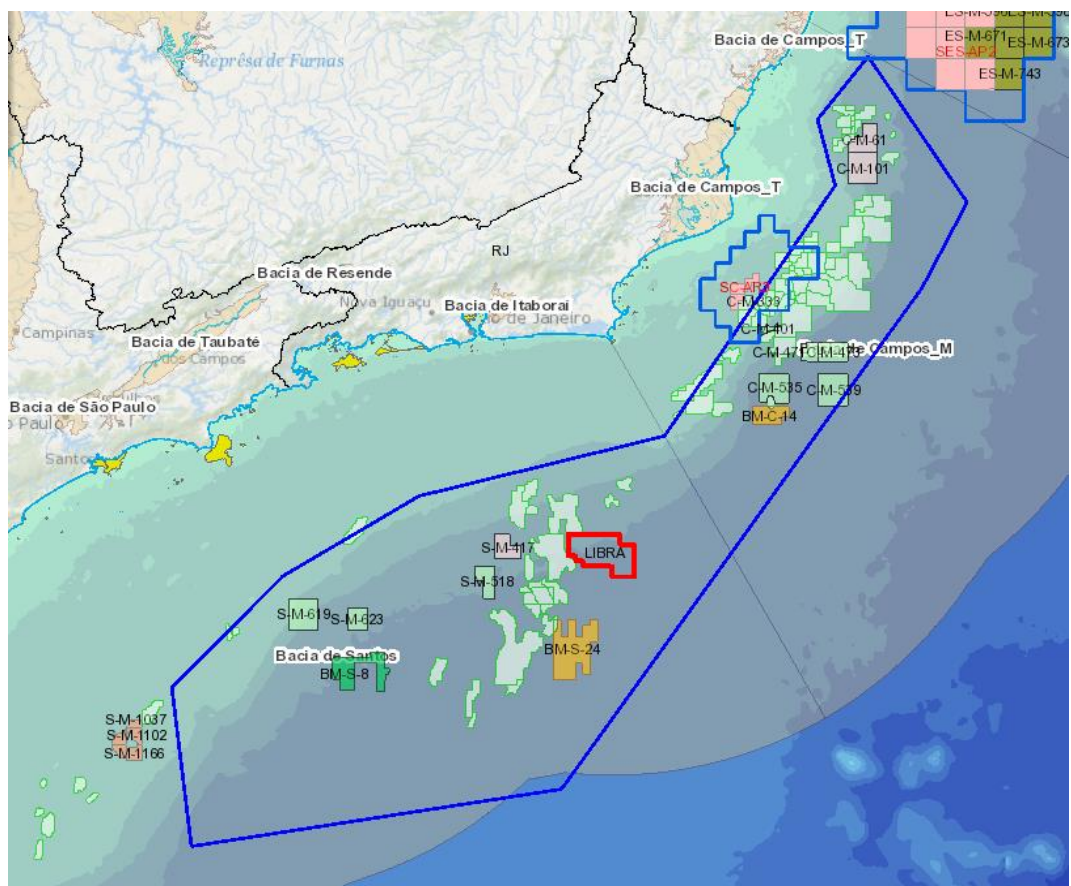


Figura 1 - Polígono do Pré-Sal.

O bloco de Libra, mostrado na Figura 2, foi licitado em outubro de 2013. Nesse bloco, antes da licitação, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicou a existência de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões de barris equivalentes de petróleo¹².

¹² <http://www.crea-am.org.br/src/site/noticia.php?id=2938>

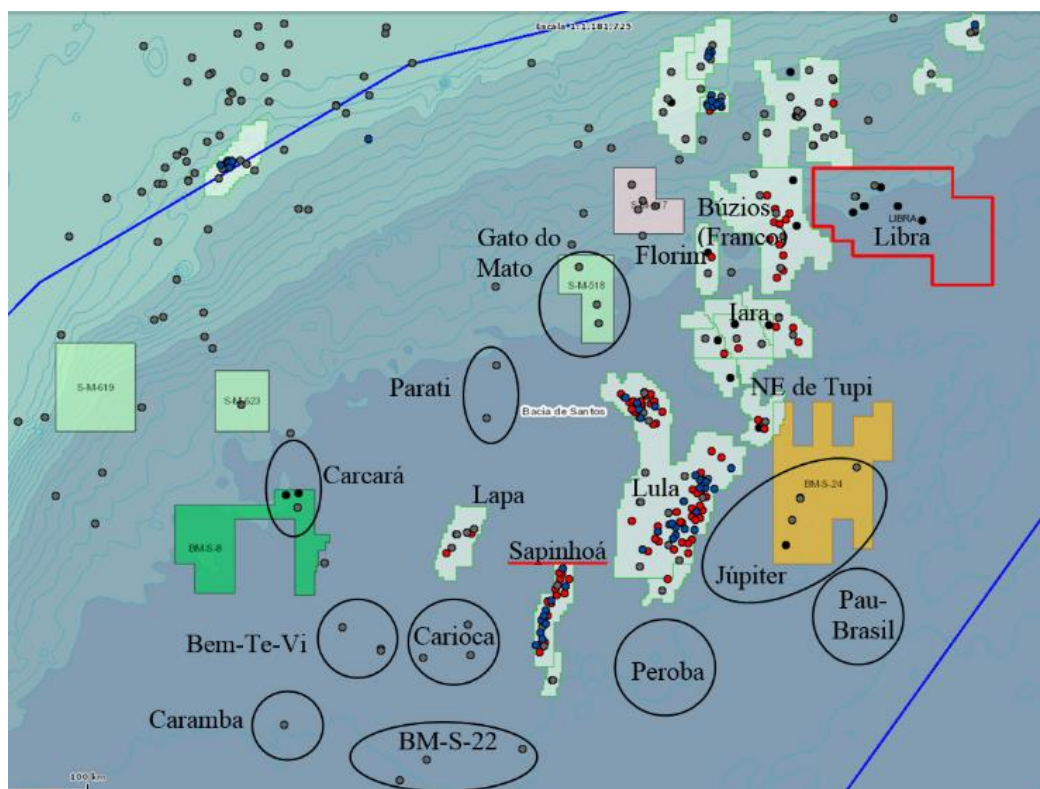


Figura 2 - Áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos.

Nas outras quatro áreas autorizadas para contratação direta da Petrobras, que são os excedentes da cessão onerosa de Franco, Lara, Nordeste de Tupi e Florim, foram indicados pela ANP volumes recuperáveis de 9,8 a 15,2 bilhões de barris equivalentes de petróleo¹³.

É importante destacar que, antes de haver a contratação sob regime de partilha de produção no Pré-Sal, têm sido divulgadas por órgãos do governo claras indicações dos potenciais volumes recuperáveis existentes em cada bloco.

A empresa tem sido seletiva na escolha das áreas do Pré-Sal a serem desenvolvidas. O foco da Petrobras tem sido os campos de Lula e Sapinhoá, as áreas da cessão onerosa e o bloco de Libra.

Nesse contexto, a área de Parati, onde ocorreu a descoberta do Pré-Sal, foi devolvida à ANP. Também já foram devolvidas, entre outras, as áreas de Caramba, Bem-Te-Vi e Carioca, todas mostradas na Figura 2. Essas devoluções decorreram, também, dos baixos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos dessas

¹³ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>

áreas, quando comparados com os volumes recuperáveis de campos como Lula e Búzios, e blocos como Libra, cada um com volumes recuperáveis superiores a 10 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Também foi devolvido à ANP o bloco BM-S-22, cujo operador era a Esso Exploração Santos Brasileira. Nesse bloco, foram perfurados três poços, sendo um seco. Os baixos volumes recuperáveis foram decisivos para a devolução desse bloco.

Além das áreas devolvidas, é importante mencionar que existem vinte áreas do Pré-Sal que precisam ser unitizadas, pois as jazidas já descobertas e perfuradas estendem-se por área da União. Entre essas áreas estão Carcará, Júpiter e Gato do Mato, localizadas na Bacia de Santos, mostradas na Figura 2, e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, a questão da unitização pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis¹⁴.

Observa-se, então, que o Pré-Sal e o País contam com grandes volumes recuperáveis de petróleo, que podem ser produzidos no curto prazo. Para isso, a Petrobras conta com a melhor tecnologia mundial e com os mais baixos custos de extração. No primeiro trimestre de 2016, o custo de extração da Petrobras no Pré-Sal foi inferior a US\$ 8 por barril.

Em razão disso, os textos originais dos Projetos de Lei ora em análise não devem prosperar, sob o risco de comprometimento da soberania nacional. Salientamos ainda que a solução do setor petrolífero não passa pela retirada da Petrobras da operação, nem pela alteração do regime fiscal de produção, mas pela capitalização da empresa ou por parcerias com a União, especialmente em áreas unitizáveis.

As principais razões para a Petrobras ser operadora e ter grande participação no Pré-Sal são:

- baixos custos e maior participação governamental;
- garantia da política de conteúdo local;

¹⁴ Unitização é a operação conjunta, coordenada, de um reservatório de petróleo, por todos os detentores de direitos nas seções sobrepondo o reservatório ou reservatórios. Um desses detentores pode ser a própria União.

- maior segurança operacional;
- promoção do desenvolvimento tecnológico nacional;
- capacidade operacional e econômica;
- evitar a extração predatória;
- empresas estatais são as grandes detentoras das reservas mundiais.

Dos baixos custos e da maior participação governamental

A Petrobras é a empresa com maior experiência na operação em águas profundas no mundo; tem baixíssimos custos de extração no Pré-Sal e dispõe de infraestrutura como gasodutos e unidades de tratamento de gás natural.

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 nessa província era 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.

Sem a logística e o conhecimento tecnológico da Petrobras, o custo de produção subiria de cerca de R\$ 40 por barril para, no mínimo, R\$ 60 por barril. Esse maior custo reduz o excedente em óleo da União, os recursos do Fundo Social e as receitas para as áreas de educação e saúde.

Também é importante ressaltar que cerca de 46% do capital social da Petrobras são da União e de entes públicos federais. Assim, 46% das receitas líquidas dos campos onde ela tem participação são, proporcionalmente, do Estado brasileiro. Dessa forma, quanto maior a participação societária da Petrobras, maior a receita estatal.

Dessa forma, a operação única com máxima participação societária da Petrobras permite que maior parcela da riqueza natural do petróleo do Pré-Sal seja convertida em resultados econômicos para a população brasileira, com destaque para as áreas sociais, como educação e saúde.

Em Libra, o consórcio conta com uma participação societária de 40% da Petrobras. Se a Petrobras não tivesse participado desse consórcio, o Estado brasileiro arrecadaria R\$ 246 bilhões a menos e as áreas de educação e saúde perderiam R\$ 50 bilhões. O Fundo Social perderia cerca de R\$ 100 bilhões.

Se a Petrobras fosse contratada diretamente, tendo 100% de participação em Libra, o Estado brasileiro arrecadaria R\$ 175 bilhões a mais.

É importante recordar que, para o efetivo direcionamento destes recursos para a melhoria das condições de vida da população, é necessário também se revogar a Lei 9.530/1997, aprovada durante o governo FHC e mantida nos governos subsequentes, e que determina a destinação de todos os lucros das estatais (distribuídos ao governo) para o pagamento da questionável dívida pública, que beneficia principalmente grandes bancos e investidores.

Outra medida importante é uma revisão da política de leilões de poços de petróleo, como o de Libra, cujo Edital permite a drástica redução na fatia da União na renda do Petróleo, de 41,25% (como previa a Lei) para até 9,93%, dependendo da produção média de cada poço, e do preço do petróleo no mercado internacional.

Da garantia da política de conteúdo local

A Petrobras, como operadora única, conduz os empreendimentos, o que proporciona a seleção e o desenvolvimento de fornecedores de bens e serviços no Brasil. Isso permite a implementação de uma política industrial que maximize o conteúdo local em bases competitivas e garanta o crescimento do País.

Em novembro de 2014, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP negou 37 pedidos de dispensa e isenção de cumprimento dos índices de conteúdo local. Esses pedidos, conhecidos como *waivers*, nos termos dos contratos assinados entre a ANP e as empresas contratadas, podem ser solicitados quando há inexistência de fornecedor local, quando a indústria nacional apresenta preços ou prazos excessivos ou quando não há tecnologia disponível localmente.

Por não cumprirem o percentual de aquisição de bens e serviços no Brasil, previsto em contrato, a ANP já aplicou 15 multas no primeiro semestre de 2015. Em 2014, apenas duas multas foram aplicadas no período. Somente a BG, recém-adquirida pela Shell, foi multada em R\$ 275 milhões – valor

equivalente ao total aplicado em multas em 2014. Essa foi a maior multa já registrada.

A operação e a condução dos empreendimentos pela Petrobras possibilitam que mais e melhores empregos sejam criados no Brasil. As multinacionais contratam serviços especializados em seus países de origem e empregam especialistas, supervisores, gerentes e executivos estrangeiros.

O Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural – Prominp, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e pela Petrobras, proporcionou aos diversos atores envolvidos com esta indústria um fórum permanente de discussão para desenvolvimento de ações que ampliem, de forma competitiva e sustentável, a participação da indústria nacional de bens e serviços na implantação de projetos de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior.

De 2003 a 2013, houve a ampliação sucessiva do programa de investimentos do setor, especialmente após a descoberta das reservas do Pré-Sal. Por meio do engajamento entre governo, operadoras, associações de classe, instituições financeiras, prestadores de serviço, entidades de ensino, e de toda a cadeia produtiva de petróleo e gás, projetos liderados dentro da plataforma de discussões criada pelo Prominp apresentaram resultados significativos, transformando em encomendas locais uma parcela crescente da carteira de investimentos.

De 2006, quando foi iniciado o Programa Nacional de Qualificação Profissional – PNQP, que integra o Prominp, a 2013, foram investidos R\$ 292 milhões para capacitar 97.252 profissionais de 17 estados, em categorias de níveis básico, médio, técnico e superior.

Também nessa década, o País presenciou a retomada da indústria naval no país, com a Petrobras se destacando como grande demandante mundial da construção naval offshore.

Da maior segurança operacional

As empresas estrangeiras não conhecem as especificidades do Pré-Sal e têm um forte compromisso com a lucratividade em detrimento da segurança operacional. Experientes operadoras provocaram grandes acidentes na plataforma continental em ambientes muito menos hostis que o Pré-Sal.

O acidente de Macondo, campo operado pela BP no Golfo do México, foi o maior desastre ambiental dos Estados Unidos; no campo de Frade na Bacia de Campos, operado pela Chevron, o acidente poderia ter sido tão catastrófico quanto Macondo.

Com outras operadoras, os riscos de graves acidentes no Pré-Sal seriam altíssimos, uma vez que outras empresas não têm o conhecimento tecnológico, a competência operacional da Petrobras e o compromisso com o meio ambiente do País.

Da promoção do desenvolvimento tecnológico nacional

A experiência operacional é essencial para garantir o domínio e o contínuo desenvolvimento tecnológico. O nível tecnológico atingido pela Petrobras é fruto do desenvolvimento científico e sua aplicação, sendo a operação etapa essencial para o aprendizado e o avanço tecnológico. Ceder a condição de operadora retira vantagem estratégica, expõe o conhecimento a potenciais competidores e reduz as oportunidades de aprendizado.

A Petrobras detém tecnologia e capacidade operacional para liderar a produção, na medida do interesse social e do desenvolvimento econômico nacional. A empresa é reconhecida internacionalmente pela sua liderança no desenvolvimento tecnológico da exploração e da produção de petróleo em águas profundas.

A capacidade operacional é atestada pela velocidade em que desenvolveu a produção na camada do Pré-Sal. Produção que já superou 1 milhão de barris equivalentes de petróleo por dia em tempo recorde em comparação ao desenvolvimento de províncias marítimas estrangeiras, como, por exemplo, as do Mar do Norte e as do Golfo do México.

Em apenas oito anos após a primeira descoberta de petróleo na província do Pré-Sal, ocorrida em 2006, a produção alcançou 800 mil barris de petróleo por dia. Para se alcançar essa produção de petróleo no Brasil, foram necessários 40 anos e a operação de 6.374 poços. Na Bacia de Campos, esse mesmo volume de produção foi alcançado em 24 anos, com 423 poços.

Da capacidade operacional e econômica

Foram os investimentos da Petrobras na área de Exploração e Produção que levaram à descoberta das grandes reservas do Pré-Sal. Esses investimentos provocaram o aumento da alavancagem¹⁵ e da dívida líquida da empresa. Não faz sentido que essas reservas, que não podem ser lançadas no ativo da empresa, deixem de ser exploradas e desenvolvidas por “prejudicar índices contábeis”.

Na verdade, essas reservas são o grande “ativo” da Petrobras, apesar de não entrarem no cálculo do patrimônio líquido real da empresa. Dessa forma, para a Petrobras o cálculo da sua alavancagem é pouco relevante, pois ela tem como base um patrimônio líquido irreal. Também foge à razoabilidade dar exagerada ênfase a relação dívida líquida/EBITDA¹⁶, uma vez que a descoberta do Pré-Sal exigiu e continua exigindo expressivos investimentos.

Importa destacar que a Petrobras foi e continua sendo a empresa mais lucrativa do Brasil. De 2006 a 2013, os lucros médios da Vale e da Petrobras foram, respectivamente, de R\$ 17,9 bilhões e R\$ 27,8 bilhões. Observa-se, então, que o lucro médio da Petrobras foi muito maior que o da Vale.

Em 2015, a Petrobras teve um extraordinário desempenho operacional, apesar de ter apresentado prejuízo. Importa registrar que nem sempre os dados relativos a lucro ou prejuízo são suficientes para analisar o desempenho efetivo de uma empresa em determinado período.

O EBITDA é também um relevante indicador para se medir o resultado de uma empresa. Para se chegar ao valor do EBITDA, faz-se a seguinte operação: ao prejuízo, soma-se a depreciação, a amortização, as despesas financeiras, o imposto de renda, a contribuição social e a perda do recuperável dos ativos (*impairment*), e subtrai-se o resultado com participações em investimento (equivalência patrimonial). Pode-se, assim, calcular com mais detalhes quanto foi a geração operacional de caixa. A Petrobras, em 2015, apresentou um EBITDA de R\$ 73,9 bilhões, um aumento de 25% em relação ao de 2014.

Outro importante indicador é o lucro bruto, que é obtido pela receita operacional líquida subtraída dos custos das vendas, ou seja, a diferença entre o que é faturado pela empresa e quanto ela gasta para fazer seus produtos. Desse modo, o lucro bruto possibilita saber quanto a empresa ganha com suas

¹⁵ Razão entre a dívida líquida e a soma do patrimônio líquido com a dívida líquida.

¹⁶ *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* (Lucro antes dos juros, tributos, depreciação e amortização).

atividades. Em 2015, o lucro bruto da Petrobras foi de R\$ 98,6 bilhões, 23% superior a 2014.

No primeiro trimestre de 2016, a alavancagem da Petrobras recuou de 60%, no final de 2015, para 58%. O endividamento bruto reduziu R\$ 42,8 bilhões (de R\$ 492,8 bilhões, no quarto trimestre de 2015, para R\$ 450,0 bilhões). O endividamento líquido em dólares aumentou 3% em comparação com o quarto trimestre de 2015. Além disso, houve uma redução de 21% no custo de extração em dólares no Brasil, em comparação com o primeiro trimestre de 2015.

Com as importantes descobertas no Pré-Sal, a Petrobras deve triplicar suas reservas. Nenhuma empresa de petróleo triplica suas reservas e aumenta sua produção sem grandes investimentos e, conseqüentemente, sem aumento da sua dívida e da sua alavancagem.

A Figura 3 mostra o crescimento da produção de petróleo da Petrobras e o decréscimo de produção da Exxon, Shell, Chevron e BP.

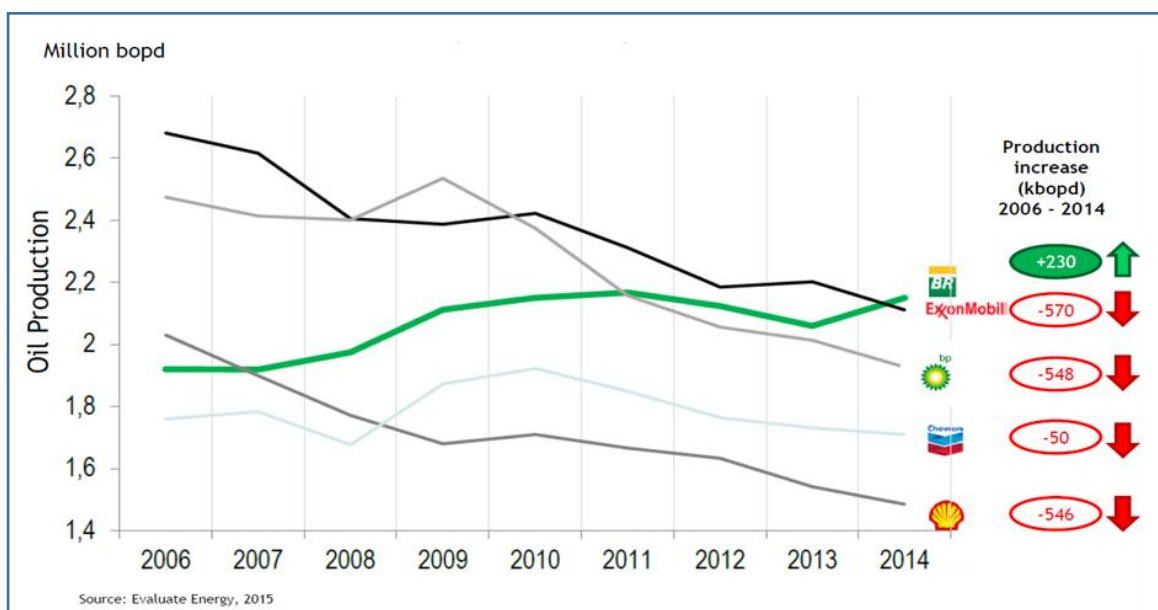


Figura 3 - Evolução da produção da Petrobras, Exxon, Shell, Chevron e BP.

Da extração predatória

A renda petroleira e a propriedade do petróleo, desde que bem administrados pelo Estado, de modo a evitar a extração predatória, podem se transformar em benefícios sociais para o conjunto da população brasileira. Ter a Petrobras como operadora possibilita maior controle social e diminui o risco de

extração predatória dos campos do Pré-Sal. Essa extração prejudica a recuperação total de petróleo e compromete a participação governamental de médio e longo prazos.

Quando o governo decide licitar determinado bloco do Pré-Sal, a política de exploração será determinada no âmbito do seu Comitê Operacional, composto pelo presidente da Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA e por representantes das empresas consorciadas.

No entanto, qualquer decisão estratégica, em termos da quantidade produzida, do destino e do preço, dentre outras, será objeto de negociações, disputas e controvérsias no âmbito desse Comitê. Não haverá, necessariamente, convergência entre os interesses do Estado brasileiro, o das empresas estrangeiras e, indiretamente, os dos Estados de origem dessas companhias.

Apesar da relação potencialmente contraditória entre os interesses das empresas multinacionais consorciadas, a Petrobras e o Estado Nacional, o fato de a Petrobras ter a operação dos campos possibilita reunir mais argumentos técnicos para evitar decisões que não sejam do interesse público.

Da importância estratégica do petróleo e das reservas

O petróleo não é uma mercadoria qualquer e não existe substituto que possa garantir a demanda atual e futura de combustíveis líquidos, de produtos petroquímicos e de fertilizantes.

Sob a alegação de urgência na produção do Pré-Sal, alguns justificam a necessidade de atrair multinacionais, com a cessão da condição de operadora dos consórcios. Argumentam, ainda, que o petróleo será substituído e assim as reservas perderiam valor caso não ocorra sua urgente extração. Na realidade, o petróleo é um recurso singular, não existe nenhum recurso similar em termos de densidade energética e da diversidade de compostos orgânicos, dificilmente encontrados na natureza, que o constituem.

Cerca de 90% do transporte mundial de carga e de pessoas são movidos por derivados de petróleo, milhares de compostos petroquímicos fazem parte da maioria dos produtos e os fertilizantes são os responsáveis pela produtividade agrícola.

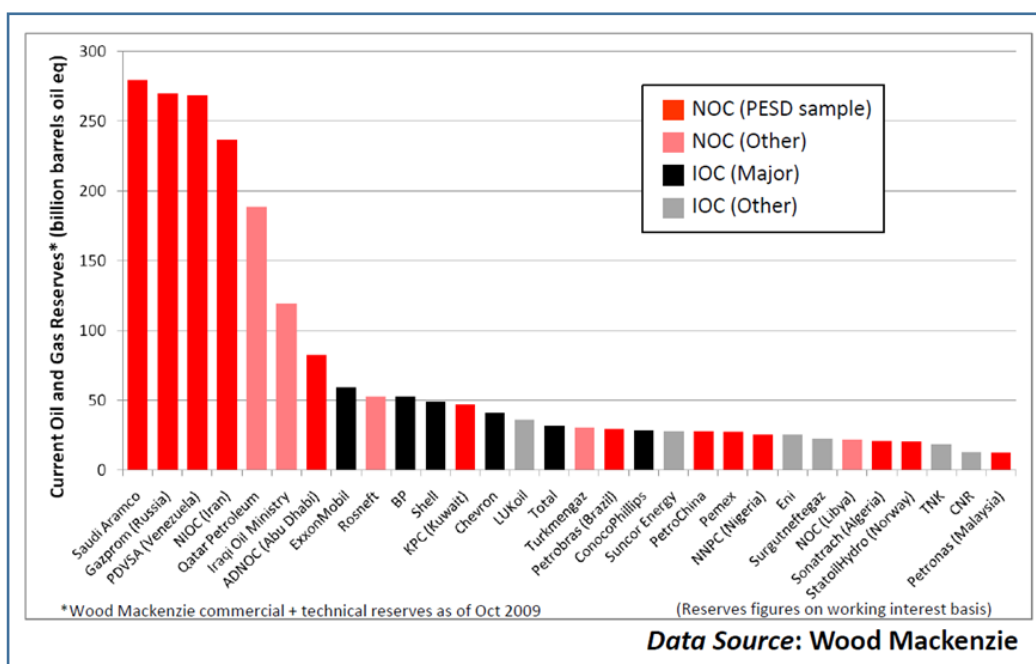
Existe correlação entre o preço do petróleo e o preço dos alimentos, uma vez que o petróleo é fundamental nas cadeias produtivas. O petróleo é o principal recurso natural da humanidade. Ele motivou os principais conflitos militares desde a 1ª Guerra Mundial.

É importante ressaltar que não há evidência científica de que exista recurso natural sucedâneo ao petróleo, em qualidade, quantidade e multiplicidade de usos. Assim, a propriedade do petróleo é estratégica e sua produção deve ser compatível com o desenvolvimento da economia nacional e submetida ao interesse social.

Também é importante que se agregue valor ao petróleo e ao gás natural com operações de refino e que se garanta a autossuficiência nacional em derivados básicos. Fundamental, ainda, é seu processamento com vistas à produção de petroquímicos e fertilizantes.

Para evitar que interesses privados se imponham aos interesses da maioria da população brasileira, é essencial que a Petrobras lidere a produção do Pré-Sal na condição de operadora.

Registre-se, por fim, que as empresas estatais são as grandes detentoras das reservas mundiais, conforme mostrado na Figura 4. Entregar as reservas do Pré-Sal para as empresas estrangeiras está na contramão do que ocorre no mundo.



Das conclusões

Conclui-se pela **inconstitucionalidade** dos Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 4.973/2013, nº 6.726/2013 e nº 600/2015. Já o Projeto de Lei nº 4.973/2013 carece de boa técnica legislativa. Em relação ao mérito, todos os projetos de lei em análise não atendem ao interesse nacional.

Diante do exposto, o voto é pela **rejeição** do Projeto de Lei nº 4.567/2016 e apensados. Em razão da flagrante inconstitucionalidade dessas proposições, contamos com o apoio dos nobres Parlamentares desta Comissão para a aprovação deste Voto em Separado.

Sala da Comissão, _____ de _____ de _____

Deputado Glauber Braga

PSOL/RJ

VOTO EM SEPARADO DO DEPUTADO SERGIO VIDIGAL

I – RELATÓRIO

O Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, do Senado Federal, dá nova redação ao art. 4º da Lei nº 12.351, de 2010, com o propósito de desobrigar a Petróleo Brasileiro S/A (PETROBRAS) de ser operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio por ela formado com a licitante vencedora e com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S/A (PPSA).

Estabelece também que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobrás a preferência para ser a operadora dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção. Na hipótese de aceitação dessa preferência, a proposição em apreço determina que a Petrobrás terá participação mínima, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento), no consórcio previsto no art. 20 da Lei nº 12.351, de 2010.

Em 29 de fevereiro de 2016 foi criada Comissão Especial destinada a proferir parecer ao Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, do Senado Federal, que “altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobrás o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta

por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção” e apensados.

A proposição principal está sujeita à apreciação do Plenário. O seu regime de tramitação é o de prioridade. Encontram-se apensados ao Projeto de Lei nº 4.567/2016, as seguintes proposições:

Projeto de lei nº 4.973/13, do deputado Raul Henry, que propõe a revogação do art. 4º e da alínea “c” do inciso III do art. 10, ambos da lei nº 12.351/10 com o propósito de desobrigar a Petróleo Brasileiro S/A (PETROBRAS) de ser operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio por ela formado com a licitante vencedora e com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S/A (PPSA).

Projeto de Lei nº 6.726/13, do deputado Mendonça Filho, que propõe a extinção do regime de partilha da produção ao estabelecer que a exploração e a produção de petróleo e gás natural na área do Pré-Sal passarão a ser contratados sob o regime de concessão.

O Projeto de Lei nº 600/15, do Deputado Jutahy Junior, que também revoga os mesmos dispositivos propostos pela proposição nº 4.973/13 e estabelece, dentre outras mudanças, a flexibilização nas regras de editais dos leilões.

Este é o relatório

II – VOTO

A lei que dispõe acerca do regime de partilha do Pré-Sal (lei 12.351/10) determina hoje que a PETROBRAS será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção. Então, deverá o licitante vencedor constituir juntamente com a PETROBRAS consórcio para a exploração do bloco licitado. Nesse consórcio, a lei determina que a PETROBRAS terá participação mínima de 30%. A proposição principal, bem como apensadas, tem como objetivo retirar a PETROBRAS desse processo. Não obstante as preocupações dos autores, a alteração legislativa não merece prosperar, porquanto vai de encontro aos interesses nacionais.

Por ocasião da tramitação do PL nº 4.973/13 na Comissão de Minas e Energia, hoje apensado ao PL principal, o PDT já havia manifestado ser contrário à matéria mediante voto em separado do Deputado Dagoberto (PDT/MS), conforme manifestação abaixo.

Reconhece-se estar a PETROBRAS a passar por momento de dificuldade tendo em vista os escândalos de corrupção descobertos recentemente. Apesar disso, a S/A continua a ser uma das maiores empresas petrolíferas do mundo, com ativos avaliados em bilhões de dólares. Além disso, é reconhecida como detentora da tecnologia mais avançada no processo de exploração de petróleo em águas profundas. Por isso, qualquer argumento no sentido de estar a situação da petroleira brasileira a reduzir os avanços no processo de exploração do Pré-Sal é incompatível com a história e a realidade da estatal.

Ao que tudo indica, o verdadeiro motivo de possível diminuição no processo de exploração do Pré-Sal é a redução do preço do produto no mercado mundial. Quando foram descobertas as primeiras jazidas do Pré-Sal, o barril do petróleo era vendido a mais de US\$ 100,00. Hoje, o preço do mesmo encontra-se próximo dos US\$ 50,00/barril. Essa redução no preço da *commoditie* fez reduzir os investimentos em todo o mundo e não apenas no Brasil. Então, esse é o maior motivo do processo de redução no processo de exploração do Pré-Sal no País.

Os riscos no Pré-Sal são mínimos e bem conhecidos e os custos de sua exploração estão sendo reduzidos a taxas importantes. Dessa forma, não se justifica mudança legislativa no sentido de atrair transnacionais estrangeiras para auxiliar no processo de exploração. De acordo com a PETROBRAS, o custo de extração no Pré-Sal vem caindo significativamente ao longo dos anos e, hoje, está em torno de US\$ 9,00/barril. Apenas a título de comparação, a média mundial é de US\$ 15,00/barril. A província do Pré-Sal detém importante reserva estratégica de petróleo e a participação efetiva nos consórcios de exploração da empresa brasileira deve ser preservada.

Se não fosse suficiente o argumento acima apontado no sentido de obrigação de participação da PETROBRAS em todos os consórcios, sua permanência contribui de maneira decisiva para o sistema de controle brasileiro no processo de exploração feito por estrangeiros. Com a presença da S/A brasileira no processo de produção de todos os campos do Pré-Sal, garante-se com exatidão o

conhecimento exato da quantidade extraída. Em outros termos: com a presença da PETROBRAS no processo de exploração, o governo brasileiro tem o conhecimento correto do montante extraído e, por conseguinte, poderá cobrar o valor correspondente em *royalties*. Sem a presença da estatal, não será possível aferir se a exploração de fato realizada por transnacionais estrangeiras será o correto ou se inferior ao comunicado ao governo brasileiro.

É sempre importante apontar que os recursos provenientes da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos serão utilizados pelo governo brasileiro em setores essenciais como saúde e educação. Sem o controle promovido por empresa brasileira com reconhecida capacidade no setor, muito provavelmente, estes recursos serão reduzidos significativamente, tendo em vista a possibilidade de fraude contábil de empresas transnacionais estrangeiras.

A manutenção da PETROBRAS como operadora única permite a implementação de política de desenvolvimento industrial e aumento no número de postos de trabalho no país. Isso se deve, pois os inúmeros serviços especializados ligados à exploração e fundamentais para a sua efetiva exploração serão desempenhados, em sua maioria, por profissionais locados no Brasil.

A experiência operacional é fundamental no processo de desenvolvimento tecnológico. Ao longo das últimas décadas, a PETROBRAS adquiriu *know-how* reconhecido internacionalmente no processo de exploração de petróleo. Dentre outros motivos, tal fato deveu-se a sua atuação operacional. Exemplo de tal assertiva é o fato de a empresa já ter alcançado em pouco mais de 8 anos a marca de 800 mil barris/dia de exploração na camada do Pré-Sal. Retirar a PETROBRAS do processo significa reduzir sua capacidade em promover desenvolvimento na área de exploração.

Os escândalos de corrupção reduziram momentaneamente o acesso ao crédito internacional pela empresa. Todavia, já há mostra importante de sua recuperação econômica após a divulgação dos balanços pós-escândalos. A plena recuperação da empresa se dará ao longo do tempo, porquanto o ativo da empresa é robusto e sua capacidade de extração é significativa. Então, atribuir a dificuldade da empresa em angariar recursos no estrangeiro é justificativa simplória e incorreta.

Sob o argumento de ser necessário o aumento na produção do Pré-Sal, muitos defendem a intensificação da exploração por transnacionais estrangeiras. Tal pensamento é contrário aos interesses do país. A exploração das jazidas do Pré-Sal já está a ocorrer e, conforme já apontado anteriormente, a PETROBRAS tem promovido aumento de sua exploração de maneira significativa. Permitir maior participação de transnacionais significa permitir que estrangeiros explorem recurso estratégico, o que o governo brasileiro não pode permitir.

Diante de tudo o exposto, voto pela **REJEIÇÃO do PL nº 4.567, DE 2016 e dos apensados, PLs nº 6.726/13, 4.973/13 e 600/15.**

Sala de sessões 05 de julho de 2016.

Deputado Sergio Vidigal (PDT/ES)

VOTO EM SEPARADO

(Da Sra. Deputada MOEMA GRAMACHO)

I – RELATÓRIO

A proposição principal em análise nesta Comissão é o Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, de autoria do Senado Federal, que altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 para estabelecer que o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, considerando o interesse nacional, ofereça à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras a preferência para ser o operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção; e para dispor que, após a manifestação da Petrobras, que terá um prazo de 30 dias, o CNPE proporá à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio, que não poderá ser inferior a 30%.

Três outros projetos de lei constam da árvore de apensados. O primeiro deles é o Projeto de Lei nº 4.973, de 2013, apresentado pelo ilustre Ex-Deputado Raul Henry, que propõe a revogação do artigo 4º e da alínea “c” do inciso III do artigo 10, ambos da Lei nº 12.351/2010, com o objetivo de liberar a Petrobras da obrigação de ser a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de

partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio por ela formado com o licitante vencedor e com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA¹⁷¹⁸.

Para justificar sua proposição, argumenta o autor que essas obrigações exigem que a Petrobras esteja sempre apta a realizar grandes investimentos, condição absolutamente incompatível com a trajetória das contas dessa empresa nos últimos anos. Por essa razão, entende que a exploração das reservas nacionais de hidrocarbonetos seria retardada, com o risco de não aproveitamento de todo o potencial de energia fóssil antes de uma previsível mudança do paradigma energético mundial.

O segundo apensado é o Projeto de Lei nº 6.726, de 2013, do nobre Deputado Mendonça Filho, que 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. Assim sendo, seria extinto o regime de partilha de produção.

Adicionalmente, o PL nº 6.726/2013 assegura ao trabalhador detentor de conta vinculada ao Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS a possibilidade de participar de licitação das mencionadas áreas exploratórias, observado o limite de 50% (cinquenta por cento) do saldo existente e disponível na data em que o titular da conta exercer a opção.

O terceiro apensado é o Projeto de Lei nº 600, de 2015, do ilustre Deputado Jutahy Junior, que promove alteração mais completa da Lei nº 12.351/2010 que o Projeto de Lei nº 4.973/2013. Ele contempla não apenas a revogação dos mesmos dispositivos da Lei nº 12.351/2010, prevista no Projeto de Lei nº 4.973/2013, mas também a adequação de outros dispositivos.

É o relatório.

II – VOTO

Da constitucionalidade, juridicidade e técnica legislativa

Verifica-se que disposições contidas nos Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 4.973/2013, nº 6.726/2013 e nº 600/2015 se inserem entre as matérias de iniciativa privativa do Presidente da República, pois todos eles tratam de

¹⁷ Empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

¹⁸ A Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, autorizou o Poder Executivo a criar a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA.

atribuições da Petrobras. Registre-se que o Projeto de Lei nº 600/2015 também trata de atribuições da PPSA.

As matérias de iniciativa privativa do Presidente da República estão definidas no art. 61, § 1º, II, “e”, da Constituição Federal, transcrito a seguir:

Art. 61.

§ 1º São de iniciativa privativa do Presidente da República as leis que:

.....

II – disponham sobre:

- a) criação de cargos, funções ou empregos públicos na administração direta e autárquica ou aumento de sua remuneração;
- b) organização administrativa e judiciária, matéria tributária e orçamentária, serviços públicos e pessoal da administração dos Territórios;
- c) servidores públicos da União e Territórios, seu regime jurídico, provimento de cargos, estabilidade e aposentadoria;
- d) organização do Ministério Público e da Defensoria Pública da União, bem como normas gerais para a organização do Ministério Público e da Defensoria Pública dos Estados, do Distrito Federal e dos Territórios;
- e) criação e extinção de Ministérios e órgãos da administração pública, observado o disposto no art. 84, VI;
- f) militares das Forças Armadas, seu regime jurídico, provimento de cargos, promoções, estabilidade, remuneração, reforma e transferência para a reserva.

Apesar de o dispositivo estabelecer ser de iniciativa privativa do Presidente da República os projetos de lei que disponham sobre criação e extinção de Ministérios e órgãos da administração pública, a interpretação do Supremo Tribunal Federal – STF, quando do julgamento da Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI nº 2.417/SP, foi no sentido de se abranger qualquer matéria pertinente à Administração Pública.

No caso dos projetos de lei em análise, por alterarem as atribuições da Petrobras, eles são de iniciativa privativa do Poder Executivo Federal, uma vez que essa empresa faz parte da Administração Pública Indireta.

Nos termos do acórdão do STF, aprovado por unanimidade, ficou consignado que:

(...) importa em afronta direta ao Texto Constitucional o diploma legal em causa, de iniciativa parlamentar, que versa sobre matéria reservada ao Governador pela Carta da República, em obediência ao princípio da simetria (art. 61, § 1º, II, 'e'), como é a estruturação e a especificação de atribuições da Secretaria de Educação, órgão que integra o Poder Executivo estadual.

A lei tratada no caso da ADI nº 2.417/SP foi considerada inconstitucional não apenas por criar órgão, mas mesmo por tão-somente determinar atribuições de órgãos do Poder Executivo. Na discussão da matéria sequer houve debate. Os Ministros aderiram ao voto do Relator sem as comuns discussões de Plenário quando se declara uma lei inconstitucional.

Segundo o acórdão relativo à ADI nº 2.417/SP, é de iniciativa privativa do Poder Executivo qualquer projeto de lei que disponha sobre o funcionamento da Administração Pública, visão essa que foi mantida pelo STF no julgamento da ADI nº 2.808/RS.

Quanto à juridicidade, não foram identificados óbices em relação aos projetos de lei em análise.

Com referência à técnica legislativa, o Projeto de Lei nº 4.973/2013, para o atingimento dos intentos do seu autor, não basta revogar o artigo 4º e a alínea “c” do inciso III do artigo 10, da Lei nº 12.351/2010. É preciso também promover a necessária adequação de outros dispositivos dessa lei. Assim sendo, essa proposição apresenta óbices relativos à técnica legislativa.

Da adequação orçamentária e financeira

Não foram identificados óbices relativos à adequação orçamentária e financeira das proposições em exame.

Do polígono do Pré-Sal e áreas estratégicas

A Lei nº 12.351/2010 estabeleceu a Petrobras como o único operador, sob o regime de partilha de produção, nos blocos do polígono do Pré-Sal e em áreas estratégicas. A Figura 1 mostra a área do polígono do Pré-Sal.

O polígono do Pré-Sal, localizado na Plataforma Continental Brasileira, estende-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, em área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de avaliações e interpretações geológicas.

A área de ocorrência do Pré-Sal, cujo potencial petrolífero não se iguala a nenhum outro descoberto até este momento, representa em torno de 2,3% do total das bacias sedimentares brasileiras, que totalizam 6,4 milhões de km², somando-se as bacias terrestres e marítimas.

Inicialmente é importante registrar que muitas áreas já descobertas e perfuradas nesse polígono não são tão estratégicas, em razão do baixo volume de petróleo recuperável. Isso ocorre tanto na Bacia de Santos quanto na Bacia de Campos. Apesar de não serem tão estratégicas, elas devem ser desenvolvidas no curto prazo.

O CNPE já autorizou a contratação de cinco áreas do Pré-Sal sob regime de partilha de produção, todas localizadas na Bacia de Santos. A Figura 2 mostra parte do Pré-Sal na Bacia de Santos.

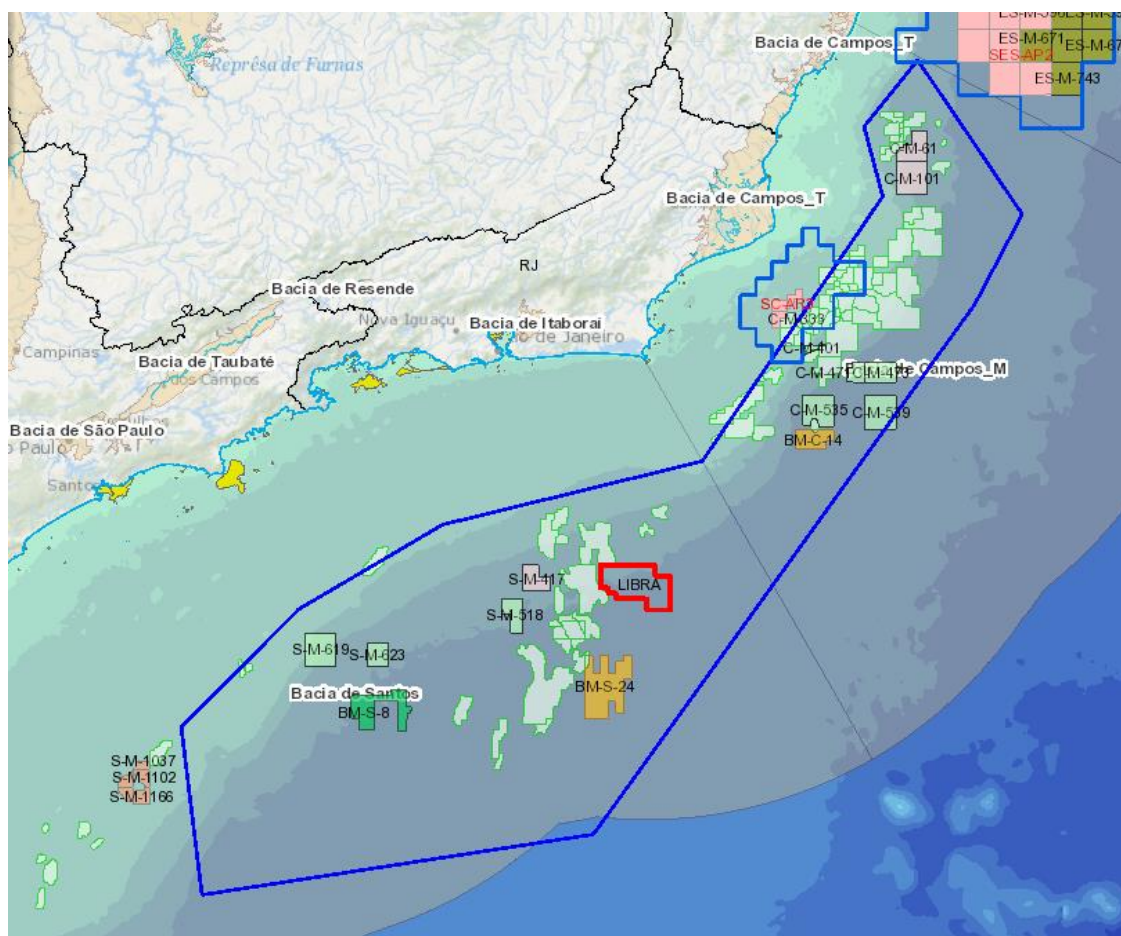


Figura 1 - Polígono do Pré-Sal.

O bloco de Libra, mostrado na Figura 2, foi licitado em outubro de 2013. Nesse bloco, antes da licitação, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicou a existência de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões de barris equivalentes de petróleo¹⁹.

¹⁹ <http://www.crea-am.org.br/src/site/noticia.php?id=2938>

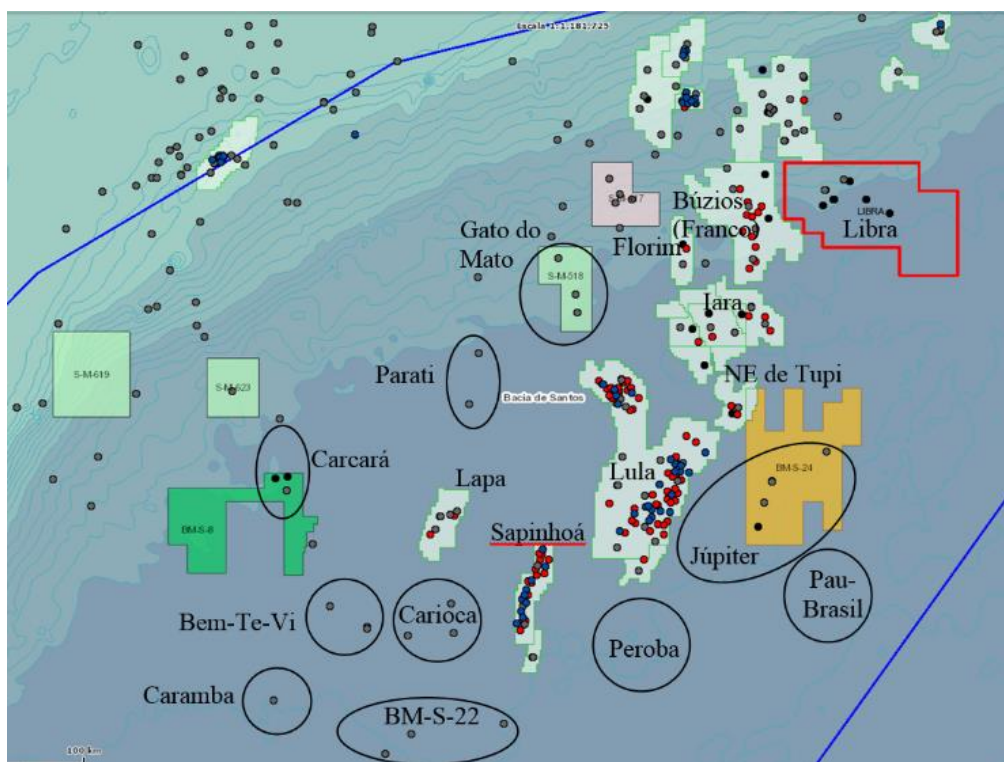


Figura 2 - Áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos.

Nas outras quatro áreas autorizadas para contratação direta da Petrobras, que são os excedentes da cessão onerosa de Franco, Lara, Nordeste de Tupi e Florim, foram indicados pela ANP volumes recuperáveis de 9,8 a 15,2 bilhões de barris equivalentes de petróleo²⁰.

É importante destacar que, antes de haver a contratação sob regime de partilha de produção no Pré-Sal, têm sido divulgadas por órgãos do governo claras indicações dos potenciais volumes recuperáveis existentes em cada bloco.

Em razão dos elevadíssimos volumes da carteira da Petrobras e do seu endividamento, a empresa tem sido muito seletiva na escolha das áreas do Pré-Sal a serem desenvolvidas. O foco da Petrobras tem sido os campos de Lula e Sapinhoá, as áreas da cessão onerosa e o bloco de Libra.

Nesse contexto, a área de Parati, onde ocorreu a descoberta do Pré-Sal, foi devolvida à ANP. Também já foram devolvidas, entre outras, as áreas de Caramba, Bem-Te-Vi e Carioca, todas mostradas na Figura 2. Essas devoluções decorreram, também, dos baixos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos dessas

²⁰ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>

áreas, quando comparados com os volumes recuperáveis de campos como Lula e Búzios, e blocos como Libra, cada um com volumes recuperáveis superiores a 10 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Também foi devolvido à ANP o bloco BM-S-22, cujo operador era a Esso Exploração Santos Brasileira. Nesse bloco, foram perfurados três poços, sendo um seco. Os baixos volumes recuperáveis foram decisivos para a devolução desse bloco.

Além das áreas devolvidas, é importante mencionar que existem vinte áreas do Pré-Sal que precisam ser unitizadas, pois as jazidas já descobertas e perfuradas estendem-se por área da União. Entre essas áreas estão Carcará, Júpiter e Gato do Mato, localizadas na Bacia de Santos, mostradas na Figura 2, e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, a questão da unitização pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis.

Observa-se, então, que o Pré-Sal e o País contam com grandes volumes recuperáveis de petróleo, que podem ser produzidos no curto prazo. Para isso, a Petrobras conta com a melhor tecnologia mundial e com os mais baixos custos de extração. No primeiro trimestre de 2016, o custo de extração da Petrobras no Pré-Sal foi inferior a US\$ 8 por barril.

Em razão disso, apesar das boas intenções dos autores, os textos originais dos Projetos de Lei ora em análise não devem prosperar, pois a solução do setor petrolífero não passa pela retirada da Petrobras da operação, nem pela alteração do regime fiscal de produção, mas pela capitalização da empresa.

As principais razões para a Petrobras ser operadora e ter grande participação no Pré-Sal são:

- baixos custos e maior participação governamental;
- garantia da política de conteúdo local;
- maior segurança operacional;
- promoção do desenvolvimento tecnológico nacional;
- capacidade operacional e econômica;

- evitar a extração predatória;
- empresas estatais são as grandes detentoras das reservas mundiais.

Dos baixos custos e da maior participação governamental

A Petrobras é a empresa com maior experiência na operação em águas profundas no mundo; tem baixíssimos custos de extração no Pré-Sal e dispõe de infraestrutura como gasodutos e unidades de tratamento de gás natural.

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 era 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.

Sem a logística e o conhecimento tecnológico da Petrobras, o custo de produção subiria de cerca de R\$ 40 por barril para, no mínimo, R\$ 60 por barril. Esse maior custo reduz o excedente em óleo da União, os recursos do Fundo Social e as receitas para as áreas de educação e saúde.

Também é importante ressaltar que cerca de 46% do capital social da Petrobras são da União e de entes públicos federais. Assim, 46% das receitas líquidas dos campos onde ela tem participação são, proporcionalmente, do Estado brasileiro. Dessa forma, quanto maior a participação societária da Petrobras, maior a receita estatal.

Dessa forma, a operação única com máxima participação societária da Petrobras permite que maior parcela da riqueza natural do petróleo do Pré-Sal seja convertida em resultados econômicos para a população brasileira, com destaque para as áreas sociais, como educação e saúde.

Em Libra, o consórcio conta com uma participação societária de 40% da Petrobras. Se a Petrobras não tivesse participado desse consórcio, o Estado brasileiro arrecadaria R\$ 246 bilhões a menos e as áreas de educação e saúde perderiam R\$ 50 bilhões. O Fundo Social teria perdido R\$ 100 bilhões.

Se a Petrobras fosse contratada diretamente, tendo 100% de participação em Libra, o Estado brasileiro arrecadaria R\$ 175 bilhões a mais.

Da garantia da política de conteúdo local

A Petrobras, como operadora única, conduz os empreendimentos, o que proporciona a seleção e o desenvolvimento de fornecedores de bens e serviços no Brasil. Isso permite a implementação de uma política industrial que maximize o conteúdo local em bases competitivas e garanta o crescimento do País.

Em novembro de 2014, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP negou 37 pedidos de dispensa e isenção de cumprimento dos índices de conteúdo local. Esses pedidos, conhecidos como *waivers*, nos termos dos contratos assinados entre a ANP e as empresas contratadas, podem ser solicitados quando há inexistência de fornecedor local, quando a indústria nacional apresenta preços ou prazos excessivos ou quando não há tecnologia disponível localmente.

Por não cumprirem o percentual de aquisição de bens e serviços no Brasil, previsto em contrato, a ANP já aplicou 15 multas no primeiro semestre de 2015. Em 2014, apenas duas multas foram aplicadas no período. Somente a BG, recém-adquirida pela Shell, foi multada em R\$ 275 milhões – valor equivalente ao total aplicado em multas em 2014. Essa foi a maior multa já registrada.

A operação e a condução dos empreendimentos pela Petrobras possibilitam que mais e melhores empregos sejam criados no Brasil. As multinacionais contratam serviços especializados em seus países de origem e empregam especialistas, supervisores, gerentes e executivos estrangeiros.

O Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural – Prominp, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e pela Petrobras, proporcionou aos diversos atores envolvidos com esta indústria um fórum permanente de discussão para desenvolvimento de ações que ampliem, de forma competitiva e sustentável, a participação da indústria nacional de bens e serviços na implantação de projetos de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior.

De 2003 a 2013, houve a ampliação sucessiva do programa de investimentos do setor, especialmente após a descoberta das reservas do Pré-Sal. Por meio do engajamento entre governo, operadoras, associações de classe, instituições financeiras, prestadores de serviço, entidades de ensino, e de toda a cadeia produtiva de petróleo e gás, projetos liderados dentro da plataforma de

discussões criada pelo Prominp apresentaram resultados significativos, transformando em encomendas locais uma parcela crescente da carteira de investimentos.

De 2006, quando foi iniciado o Programa Nacional de Qualificação Profissional – PNQP, que integra o Prominp, a 2013, foram investidos R\$ 292 milhões para capacitar 97.252 profissionais de 17 estados, em categorias de níveis básico, médio, técnico e superior.

Também nessa década, o País presenciou a retomada da indústria naval no país, com a Petrobras se destacando como grande demandante mundial da construção naval offshore.

Da maior segurança operacional

As empresas estrangeiras não conhecem as especificidades do Pré-Sal e têm um forte compromisso com a lucratividade em detrimento da segurança operacional. Experientes operadoras provocaram grandes acidentes na plataforma continental em ambientes muito menos hostis que o Pré-Sal.

O acidente de Macondo, campo operado pela BP no Golfo do México, foi o maior desastre ambiental dos Estados Unidos; no campo de Frade na Bacia de Campos, operado pela Chevron, o acidente poderia ter sido tão catastrófico quanto Macondo.

Com outras operadoras, os riscos de graves acidentes no Pré-Sal seriam altíssimos, uma vez que outras empresas não têm o conhecimento tecnológico, a competência operacional da Petrobras e o compromisso com o meio ambiente do País.

Da promoção do desenvolvimento tecnológico nacional

A experiência operacional é essencial para garantir o domínio e o contínuo desenvolvimento tecnológico. O nível tecnológico atingido pela Petrobras é fruto do desenvolvimento científico e sua aplicação, sendo a operação etapa essencial para o aprendizado e o avanço tecnológico. Ceder a condição de operadora retira vantagem estratégica, expõe o conhecimento a potenciais competidores e reduz as oportunidades de aprendizado.

A Petrobras detém tecnologia e capacidade operacional para liderar a produção, na medida do interesse social e do desenvolvimento econômico

nacional. A empresa é reconhecida internacionalmente pela sua liderança no desenvolvimento tecnológico da exploração e da produção de petróleo em águas profundas.

A capacidade operacional é atestada pela velocidade em que desenvolveu a produção na camada do Pré-Sal. Produção que já superou 1 milhão de barris equivalentes de petróleo por dia em tempo recorde em comparação ao desenvolvimento de províncias marítimas estrangeiras, como, por exemplo, as do Mar do Norte e as do Golfo do México.

Em apenas oito anos após a primeira descoberta de petróleo na província do Pré-Sal, ocorrida em 2006, a produção alcançou 800 mil barris de petróleo por dia. Para se alcançar essa produção de petróleo no Brasil, foram necessários 40 anos e a operação de 6.374 poços. Na Bacia de Campos, esse mesmo volume de produção foi alcançado em 24 anos, com 423 poços.

Da capacidade operacional e econômica

Foram os investimentos da Petrobras na área de Exploração e Produção que levaram à descoberta das grandes reservas do Pré-Sal. Esses investimentos provocaram o aumento da alavancagem²¹ e da dívida líquida da empresa. Não faz sentido que essas reservas, que não podem ser lançadas no ativo da empresa, deixem de ser exploradas e desenvolvidas por “prejudicar índices contábeis”.

Na verdade, essas reservas são o grande “ativo” da Petrobras, apesar de não entrarem no cálculo do patrimônio líquido real da empresa. Dessa forma, para a Petrobras o cálculo da sua alavancagem é pouco relevante, pois ela tem como base um patrimônio líquido irreal. Também foge à razoabilidade dar exagerada ênfase a relação dívida líquida/EBITDA²², uma vez que a descoberta do Pré-Sal exigiu e continua exigindo expressivos investimentos.

Importa destacar que a Petrobras foi e continua sendo a empresa mais lucrativa do Brasil. De 2006 a 2013, os lucros médios da Vale e da Petrobras foram, respectivamente, de R\$ 17,9 bilhões e R\$ 27,8 bilhões. Observa-se, então, que o lucro médio da Petrobras foi muito maior que o da Vale.

²¹ Razão entre a dívida líquida e a soma do patrimônio líquido com a dívida líquida.

²² *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* (Lucro antes dos juros, tributos, depreciação e amortização).

Em 2015, a Petrobras teve um extraordinário desempenho operacional, apesar de ter apresentado prejuízo. Importa registrar que nem sempre os dados relativos a lucro ou prejuízo são suficientes para analisar o desempenho efetivo de uma empresa em determinado período.

O Ebitda é também um relevante indicador para se medir o resultado de uma empresa. Para se chegar ao valor do Ebitda, faz-se a seguinte operação: ao prejuízo, soma-se a depreciação, a amortização, as despesas financeiras, o imposto de renda, a contribuição social e a perda do recuperável dos ativos (*impairment*), e subtrai-se o resultado com participações em investimento (equivalência patrimonial). Pode-se, assim, calcular com mais detalhes quanto foi a geração operacional de caixa. A Petrobras, em 2015, apresentou um Ebitda de R\$ 73,9 bilhões, um aumento de 25% em relação ao de 2014.

Outro importante indicador é o lucro bruto, que é obtido pela receita operacional líquida subtraída dos custos das vendas, ou seja, a diferença entre o que é faturado pela empresa e quanto ela gasta para fazer seus produtos. Desse modo, o lucro bruto possibilita saber quanto a empresa ganha com suas atividades. Em 2015, o lucro bruto da Petrobras foi de R\$ 98,6 bilhões, 23% superior a 2014.

No primeiro trimestre de 2016, a alavancagem da Petrobras recuou de 60%, no final de 2015, para 58%. O endividamento bruto reduziu R\$ 42,8 bilhões (de R\$ 492,8 bilhões, no quarto trimestre de 2015, para R\$ 450,0 bilhões). O endividamento líquido em dólares aumentou 3% em comparação com o quarto trimestre de 2015. Além disso, houve uma redução de 21% no custo de extração em dólares no Brasil, em comparação com o primeiro trimestre de 2015.

Com as importantes descobertas no Pré-Sal, a Petrobras deve triplicar suas reservas. Nenhuma empresa de petróleo triplica suas reservas e aumenta sua produção sem grandes investimentos e, conseqüentemente, sem aumento da sua dívida e da sua alavancagem.

A Figura 3 mostra o crescimento da produção de petróleo da Petrobras e o decréscimo de produção da Exxon, Shell, Chevron e BP.

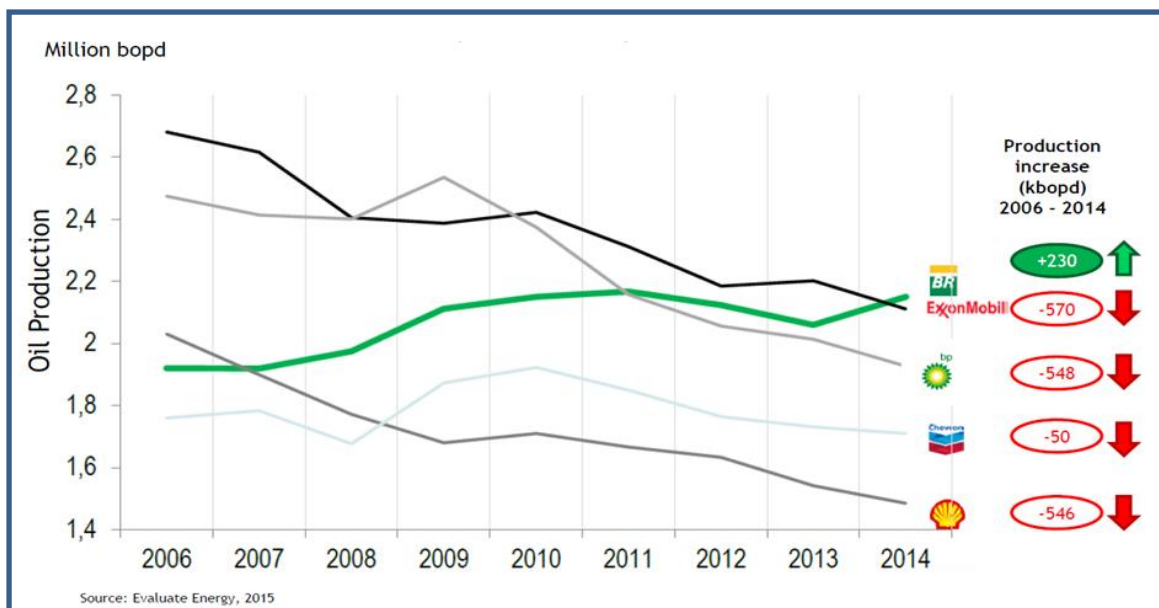


Figura 3 - Evolução da produção da Petrobras, Exxon, Shell, Chevron e BP.

Da extração predatória

A renda petroleira e a propriedade do petróleo, desde que bem administrados pelo Estado, de modo a evitar a extração predatória, podem se transformar em benefícios sociais para o conjunto da população brasileira. Ter a Petrobras como operadora possibilita maior controle social e diminui o risco de extração predatória dos campos do Pré-Sal. Essa extração prejudica a recuperação total de petróleo e compromete participação governamental de médio e longo prazos.

Quando o governo decide licitar determinado bloco do Pré-Sal, a política de exploração será determinada no âmbito do seu Comitê Operacional, composto pelo presidente da Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA e por representantes das empresas consorciadas.

No entanto, qualquer decisão estratégica, em termos da quantidade produzida, do destino e do preço, dentre outras, será objeto de negociações, disputas e controvérsias no âmbito desse Comitê. Não haverá, necessariamente, convergência entre os interesses do Estado brasileiro, o das empresas estrangeiras e, indiretamente, os dos Estados de origem dessas companhias.

Apesar da relação potencialmente contraditória entre os interesses das empresas multinacionais consorciadas, a Petrobras e o Estado Nacional, o fato de a Petrobras ter a operação dos campos possibilita reunir mais argumentos técnicos para evitar decisões que não sejam do interesse público.

Da importância estratégica do petróleo e das reservas

O petróleo não é uma mercadoria qualquer e não existe substituto que possa garantir a demanda atual e futura de combustíveis líquidos, de produtos petroquímicos e de fertilizantes.

Sob a alegação de urgência na produção do Pré-Sal, alguns justificam a necessidade de atrair multinacionais, com a cessão da condição de operadora dos consórcios. Argumentam, ainda, que o petróleo será substituído e assim as reservas perderiam valor caso não ocorra sua urgente extração. Na realidade, o petróleo é um recurso singular, não existe nenhum recurso similar em termos de densidade energética e da diversidade de compostos orgânicos, dificilmente encontrados na natureza, que o constituem.

Cerca de 90% do transporte mundial de carga e de pessoas são movidos por derivados de petróleo, milhares de compostos petroquímicos fazem parte da maioria dos produtos e os fertilizantes são os responsáveis pela produtividade agrícola.

Existe correlação entre o preço do petróleo e o preço dos alimentos, uma vez que o petróleo é fundamental nas cadeias produtivas. O petróleo é o principal recurso natural da humanidade. Ele motivou os principais conflitos militares desde a 1ª Guerra Mundial.

É importante ressaltar que não há evidência científica de que exista recurso natural sucedâneo ao petróleo, em qualidade, quantidade e multiplicidade de usos. Assim, a propriedade do petróleo é estratégica e sua produção deve ser compatível com o desenvolvimento da economia nacional e submetida ao interesse social.

Também é importante que se agregue valor ao petróleo e ao gás natural com operações de refino e que se garanta a autossuficiência nacional em derivados básicos. Fundamental, ainda, é seu processamento com vistas à produção de petroquímicos e fertilizantes.

Para evitar que interesses privados se imponham aos interesses da maioria da população brasileira, é essencial que a Petrobras lidere a produção do Pré-Sal na condição de operadora.

Registre-se, por fim, que as empresas estatais são as grandes detentoras das reservas mundiais, conforme mostrado na Figura 4. Entregar as reservas do Pré-Sal para as empresas estrangeiras está na contramão do que ocorre no mundo.

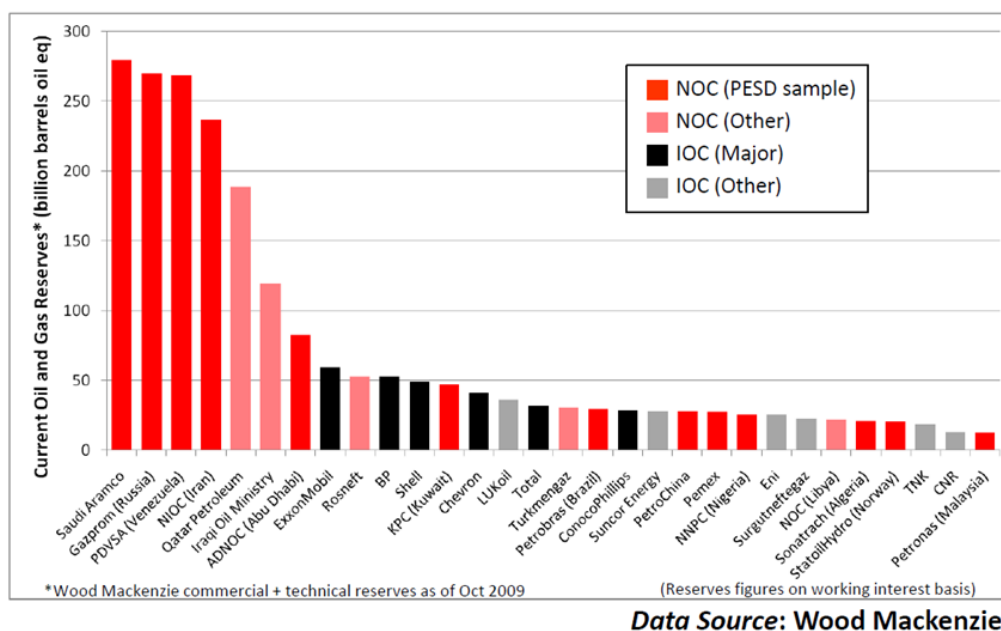


Figura 4 - Controle das reservas petrolíferas.

Da apresentação de Substitutivo

Quanto ao mérito, julga-se importante que a província do Pré-Sal seja plenamente desenvolvida, como pretendem os autores das proposições em análise. Para garantir o pleno desenvolvimento do Pré-Sal, apresenta-se um Substitutivo que visa a dar capacidade financeira para a Petrobras, por meio de sua capitalização.

Essa capitalização também é fundamental para a conclusão de investimentos estratégicos para o Brasil, como o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj e a Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III – UFN III. O Complexo está localizado no município de Itaboraí (RJ), ocupando uma área de 45

km², e terá como objetivo estratégico expandir a capacidade de refino do País para atender ao crescimento da demanda de derivados como óleo diesel, nafta petroquímica, querosene de aviação, coque e GLP (gás de cozinha). A previsão de entrada em operação da primeira unidade de refino era agosto de 2016, com capacidade para refino de 165 mil barris de petróleo por dia. Em fevereiro de 2015, a obra alcançou 82% de avanço físico. No momento, as obras estão suspensas.

A UFN III é um complexo de fertilizantes localizado no município de Três Lagoas (MS), com capacidade de produção de 761,2 mil toneladas por ano de amônia e 1.223 mil toneladas por ano de ureia granulada a partir de 2,24 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural proveniente do gasoduto Brasil-Bolívia. O projeto tem, aproximadamente, 80% de avanço físico e está suspenso. A unidade tem como objetivo aumentar a oferta interna de fertilizantes nitrogenados, reduzir a necessidade de importação desses produtos e agregar valor.

Das conclusões

Diante do exposto, o voto é pela **inconstitucionalidade do texto original** dos Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 4.973/2013, nº 6.726/2013 e nº 600/2015, que pode ser sanada.

O Projeto de Lei nº 4.973/2013 deve ser **rejeitado** por ausência de boa técnica legislativa.

Quanto à juridicidade, à técnica legislativa, à adequação orçamentária e financeira e ao mérito, o voto é pela **aprovação** dos Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 6.726/2013 e nº 600/2015, na forma do Substitutivo em anexo, que corrige óbices quanto à inconstitucionalidade original.

Contamos, então, com o apoio dos nobres Parlamentares desta Comissão para a aprovação deste Voto em Separado, pois, por meio do Substitutivo apresentado, serão promovidos, no curto prazo, os necessários investimentos no setor petrolífero nacional, com geração de emprego, renda e desenvolvimento do País.

Sala da Comissão, _____ de _____ de 2016.

DEPUTADA MOEMA GRAMACHO
PT/BA

**SUBSTITUTIVO AOS PROJETOS DE LEI Nº 4.567/2016, Nº
6.726/2013 e Nº 600/2015.**

Autoriza a União a subscrever ações do capital social da Petrobras, de modo a garantir que a empresa possa investir no pré-sal e em outros setores.

O CONGRESSO NACIONAL decreta:

Art. 1º Fica a União autorizada a subscrever ações do capital social da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal, nas condições estabelecidas em ato do Ministro de Estado da Fazenda.

§ 1º A autorização de que trata o *caput* é válida pelo prazo de 12 (doze) meses, contado da data de publicação desta Lei.

§ 2º Fica a União autorizada, a critério do Ministro de Estado da Fazenda, a emitir os títulos de que trata o *caput*, precificados a valor de mercado e sob a forma de colocação direta.

§ 3º O valor máximo da subscrição de que trata o *caput* será de R\$ 100.000.000.000,00 (cem bilhões de reais).

Art. 2º Fica a Petrobras autorizada a investir o valor da subscrição de que trata o art. 1º no desenvolvimento da produção de campos localizados no polígono do pré-sal, definido pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010; na conclusão do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj; e na construção da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III, localizada em Três Lagoas (MS).

Art. 3º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Sala da Comissão, ____ de _____ de 2016.

DEPUTADA MOEMA GRAMACHO

PT/BA

VOTO EM SEPARADO DO DEPUTADO ARNALDO JORDY

I – RELATÓRIO

A proposição principal em análise nesta Comissão é o Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, de autoria do Senado Federal, que altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 para estabelecer que o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, considerando o interesse nacional, ofereça à Petrobrás a preferência para ser o operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção; e para dispor que, após a manifestação da Petrobrás, que terá um prazo de 30 dias, o CNPE proporá à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio, que não poderá ser inferior a 30%.

Três outros projetos de lei constam da árvore de apensados. O primeiro deles é o Projeto de Lei nº 4.973, de 2013, apresentado pelo ilustre Ex-Deputado Raul Henry, que propõe a revogação do artigo 4º e da alínea “c” do inciso III do artigo 10, ambos da Lei nº 12.351/2010, com o objetivo de liberar a Petrobrás da obrigação de ser a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio por ela formado com o licitante vencedor e com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA²³²⁴.

Para justificar sua proposição, argumenta o autor que essas obrigações exigem que a Petrobrás esteja sempre apta a realizar grandes investimentos, condição absolutamente incompatível com a trajetória das contas dessa empresa nos últimos anos. Por essa razão, entende que a exploração das reservas nacionais de hidrocarbonetos seria retardada, com o risco de não aproveitamento de todo o potencial de energia fóssil antes de uma previsível mudança do paradigma energético mundial.

²³ Empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

²⁴ A Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, autorizou o Poder Executivo a criar a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA.

O segundo apensado é o Projeto de Lei nº 6.726, de 2013, do nobre Deputado Mendonça Filho, que 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. Assim sendo, seria extinto o regime de partilha de produção.

Adicionalmente, o PL nº 6.726/2013 assegura ao trabalhador detentor de conta vinculada ao Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS a possibilidade de participar de licitação das mencionadas áreas exploratórias, observado o limite de 50% do saldo existente e disponível na data em que o titular da conta exercer a opção.

O terceiro apensado é o Projeto de Lei nº 600, de 2015, do ilustre Deputado Jutahy Junior, que promove alteração mais completa da Lei nº 12.351/2010 que o Projeto de Lei nº 4.973/2013. Ele contempla não apenas a revogação dos mesmos dispositivos da Lei nº 12.351/2010, prevista no Projeto de Lei nº 4.973/2013, mas também a adequação de outros dispositivos.

É o relatório.

II – VOTO

A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, estabeleceu a Petrobras como o único operador, sob o regime de partilha de produção, nos blocos do polígono do Pré-Sal. Estabeleceu, ainda, uma participação da empresa de, no mínimo, 30% no consórcio vencedor da licitação. A Figura 1 mostra a área desse polígono.

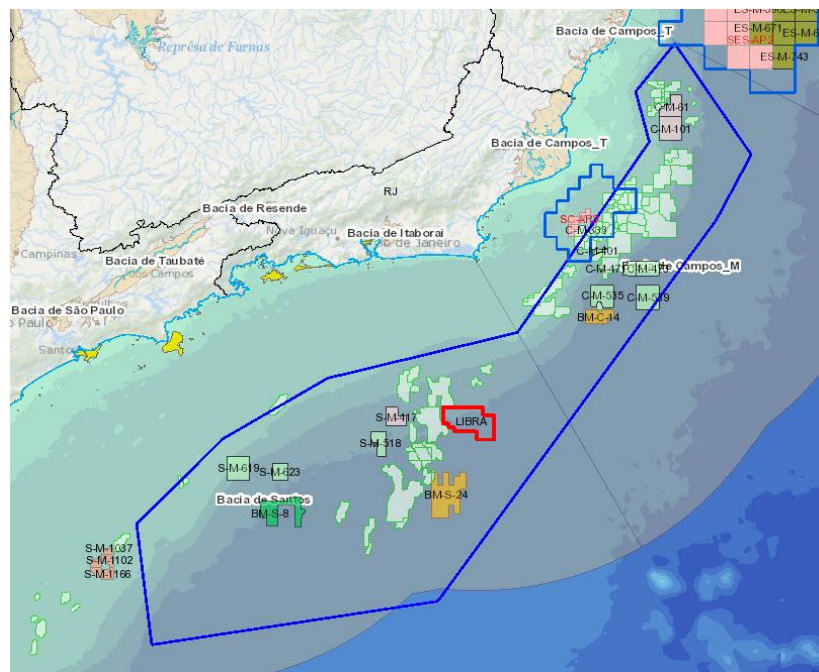


Figura 1 - Polígono do Pré-Sal.

O polígono do Pré-Sal, localizado na Plataforma Continental Brasileira, estende-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, em área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de avaliações e interpretações geológicas.

A área de ocorrência do Pré-Sal, cujo potencial petrolífero não se iguala a nenhum outro descoberto até este momento, representa em torno de 2,3% do total das bacias sedimentares brasileiras, que totalizam 6,4 milhões de km², somando-se as bacias terrestres e marítimas.

Vale enfatizar, que apesar do seu alto potencial, existem áreas não estratégicas no polígono do Pré-Sal, que podem e devem ser desenvolvidas no curto prazo. Para isso, é, de fato, necessário promover alterações no atual marco legal, no sentido de permitir que áreas não estratégicas possam ser operadas por outras empresas. A Figura 2 mostra parte do Pré-Sal na Bacia de Santos.

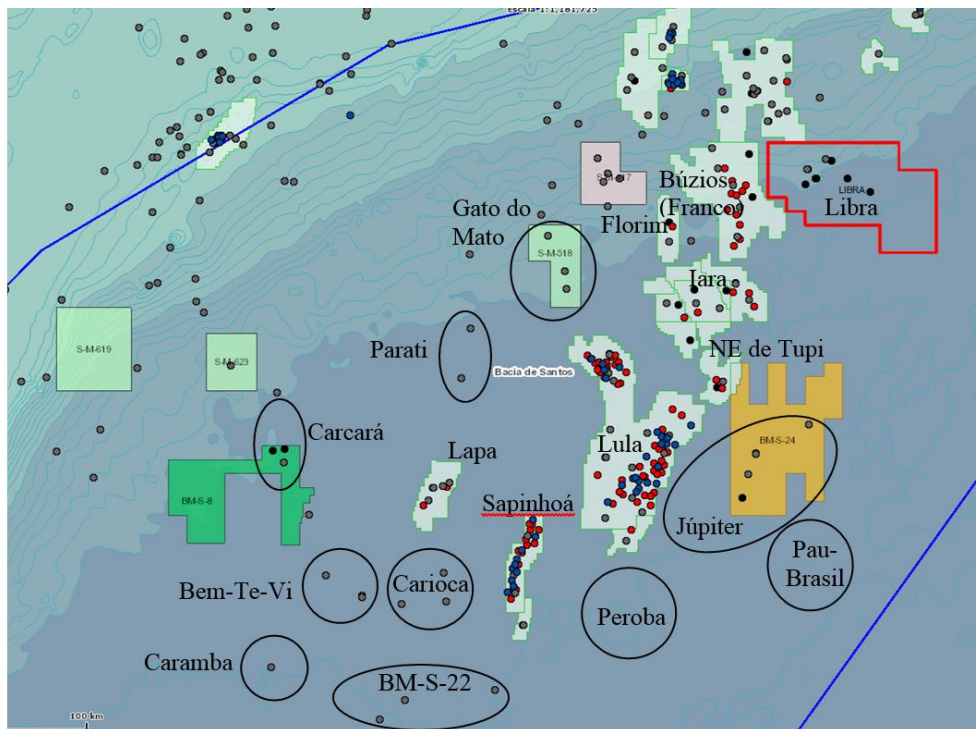


Figura 2 - Áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos.

Várias áreas mostradas na Figura 2, mesmo estando localizadas na melhor área da Bacia de Santos, não devem ser consideradas estratégicas, haja vista que muitas delas já foram devolvidas à União pela própria Petrobras.

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE já autorizou a contratação de cinco áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos sob regime de partilha de produção. O bloco de Libra foi licitado em outubro de 2013. Nesse bloco, antes da licitação, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicou a existência de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões de barris equivalentes de petróleo²⁵.

Nas outras quatro áreas autorizadas para contratação direta da Petrobras, que são os excedentes da cessão onerosa de Franco (atual campo de Búzios), Iara, Nordeste de Tupi e Florim, foram indicados pela ANP volumes recuperáveis de 9,8 a 15,2 bilhões de barris equivalentes de petróleo²⁶.

²⁵ <http://www.crea-am.org.br/src/site/noticia.php?id=2938>

²⁶ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>

É importante destacar que, antes de haver a contratação sob regime de partilha de produção no Pré-Sal, têm sido divulgadas por órgãos do governo claras indicações dos potenciais volumes recuperáveis de cada área.

Em razão dos elevadíssimos volumes da carteira da Petrobras e do seu endividamento, a empresa tem sido muito seletiva na escolha das áreas do Pré-Sal a serem desenvolvidas. O foco da Petrobras tem sido os campos de Lula e Sapinhoá, as áreas da cessão onerosa e o bloco de Libra.

Nesse contexto, a área de Parati, onde ocorreu a descoberta do Pré-Sal, foi devolvida à ANP. Também já foram devolvidas, entre outras, as áreas de Caramba, Bem-Te-Vi e Carioca, todas mostradas na Figura 2. Essas devoluções decorreram, também, dos baixos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos dessas áreas, quando comparados com os volumes recuperáveis de campos como Lula e Búzios, e blocos como Libra, cada um com volumes recuperáveis superiores a 10 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Também foi devolvido à ANP o bloco BM-S-22, cujo operador era a Exxon. Nesse bloco, foram perfurados três poços, sendo um seco. Os baixos volumes recuperáveis foram decisivos para a devolução desse bloco.

Além das áreas devolvidas, que podem ser do interesse de outras empresas, também é importante mencionar que existem vinte áreas do Pré-Sal que precisam ser unitizadas, pois as jazidas já descobertas e perfuradas estendem-se por área da União. Entre essas áreas estão Carcará, Júpiter e Gato do Mato, localizadas na Bacia de Santos, mostradas na Figura 2, e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, a questão da unitização pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis. A grande maioria das jazidas na área da União apresentam volume recuperável inferior a 1 bilhão de barris equivalentes de petróleo cada uma.

Importa ressaltar que a Petrobras tem áreas a serem desenvolvidas muito mais estratégicas e produtivas do que Parati, Caramba, Carcará, Gato do

Mato etc. Somente em seis áreas da cessão onerosa, a Petrobras tem, sozinha, uma carteira que pode chegar a 20 bilhões de barris recuperáveis.

É importante, então, que outras empresas passem a ter o direito de serem operadores nas áreas adjacentes às suas descobertas ou às descobertas pela Petrobras, muitas vezes em parceria com outras empresas. Se a estatal for dispensada de ser o operador e de ter uma participação mínima de 30% nessas áreas, deverão ser gerados empregos, renda e altos investimentos, no curtíssimo prazo, em muitas áreas com pequenas acumulações.

Esses investimentos, em áreas onde a Petrobras não tem interesse, vão gerar importante aumento na produção petrolífera nacional e um acréscimo de tributos e das receitas governamentais do setor, tais como royalties, participação especial e excedente em óleo.

Apresenta-se, a seguir, uma análise das proposições.

Quanto ao mérito, o Projeto de Lei – PL nº 4.567/2016 e apensados, PLs nº 600/2015, nº 6.726/2013 e nº 4.973/2013 apresentam falhas, pois não apresentam dispositivos relativos à definição de áreas estratégicas, para garantir que as áreas estratégicas sejam operadas pela Petrobras e para solucionar a questão das áreas unitizáveis que se estendem por áreas da União.

Além disso, os Projetos de Lei nº 600/2015, nº 6.726/2013 e nº 4.973/2013 não apresentam nenhuma preocupação em relação ao fator de a Petrobras ser ou não a operadora.

O PL nº 4.567/2016 garante, pelo menos, que se dê preferência à Petrobras. Julga-se, no entanto, que, para o País, a garantia de a Petrobras ser operadora de áreas estratégicas é mais importante que o direito de preferência. Entende-se como estratégico, o bloco com potencial volume recuperável igual ou maior que um bilhão de barris de óleo equivalente.

Quanto à técnica legislativa, o Projeto de Lei nº 4.973/2013 deve ser rejeitado, pois seriam necessárias outras alterações para compatibilizá-lo com a Lei nº 12.351/2010.

Quanto à constitucionalidade, juridicidade, técnica legislativa e adequação financeira e orçamentária, os Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 600/2015 e nº 6.726/2013 não apresentam óbices.

Diante do exposto, vota-se pela:

i) constitucionalidade, juridicidade e adequação à técnica legislativa do Projetos de Lei nº 4.567, de 2016; nº 6.726, de 2013; e nº 600, de 2015;

ii) adequação financeira e orçamentária do Projetos de Lei nº 4.567, de 2016; nº 4.973, de 2013; nº 6.726, de 2013; e nº 600, de 2015;

iii) **aprovação**, no mérito, do Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, na forma do substitutivo em anexo, e pela **rejeição** dos Projetos de Lei nº 4.973, de 2013; nº 6.726, de 2013; e nº 600, de 2015.

Sala da Comissão, em de de 2016.

Deputado ARNALDO JORDY

SUBSTITUTIVO AO PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que estabelece a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela seja 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 CONGRESSO NACIONAL decreta:

Art.1º Os arts. 2º, 4º, 9º, 10, 14, 15, 20, 30 e 36 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passam a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º

VI - operador: o 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;

VII - contratado: a Petrobras, quando for realizada a contratação direta, nos termos do art. 8º, I, desta Lei, ou a empresa ou o consórcio de empresas vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção;

.....” (NR)

“Art. 4º A Petrobras será o operador dos blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurada, a este título, participação mínima no consórcio previsto no art. 20.

Parágrafo único. No caso da licitação de bloco não estratégico, caracterizado por potencial de volume recuperável inferior a um bilhão de barris equivalentes de petróleo, a Petrobras não será obrigatoriamente o operador e não terá obrigatoriamente a participação mínima de que trata o **caput**.” (NR)

“Art. 9º.

VIII – a caracterização do bloco como não estratégico, nos termos do parágrafo único do art. 4º.” (NR)

“Art. 10.

III –

c) a indicação ou não da Petrobras como o operador e a participação mínima do operador no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento), nos termos do art. 4º;

.....” (NR)

“Art. 14. A Petrobras poderá participar da licitação prevista no art. 8º, II, para ampliar sua participação mínima de que trata o **caput** do art. 4º.” (NR)

“Art. 15.

IV – a formação do consórcio previsto no art. 20 e, nos termos do art. 4º, caso a Petrobras seja o operador, a respectiva participação mínima da empresa;

.....” (NR)

“Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

.....

§ 3º Caso a Petrobras seja o operador, nos termos do art. 4º, o contrato de constituição de consórcio deverá indicá-la como responsável pela execução do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros, observado o disposto no § 2º do art. 8º desta Lei.” (NR)

“Art. 30. O operador do contrato de partilha de produção deverá:

.....” (NR)

“Art. 36.

§ 3º As jazidas de que trata o **caput**, descobertas por empresas ou consórcios contratados sob regime de concessão, poderão ser objeto de acordo de individualização de produção, no qual poderá ser mantido o mesmo operador nas áreas do pré-sal e em áreas estratégicas da União, sendo aplicável à jazida unificada as participações governamentais do regime de concessão.

§ 4º As receitas líquidas, obtidas pela dedução das participações governamentais de que trata o § 3º da receita bruta da jazida unificada, serão divididas entre a União e as empresas ou consórcios na proporção do volume recuperável de petróleo equivalente presente nas áreas da União e nas áreas das empresas ou consórcios, podendo ser descontados da parcela da União, proporcionalmente, os custos incorridos pelas empresas ou consórcios e um valor relativo à prestação de serviços pelo operador, nos termos do acordo de individualização da produção.” (NR)

Art. 2º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Sala da Comissão, em de de 2016.

Deputado ARNALDO JORDY

VOTO EM SEPARADO

(Do Sr. Deputado DAVIDSON MAGALHÃES)

I – RELATÓRIO

A proposição principal em análise nesta Comissão é o Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, de autoria do Senado Federal, que altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 para estabelecer que o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, considerando o interesse

nacional, ofereça à Petrobrás Brasileiro S.A. – Petrobrás a preferência para ser o operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção; e para dispor que, após a manifestação da Petrobrás, que terá um prazo de 30 dias, o CNPE proporá à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio, que não poderá ser inferior a 30%.

Três outros projetos de lei constam da árvore de apensados. O primeiro deles é o Projeto de Lei nº 4.973, de 2013, apresentado pelo ilustre Ex-Deputado Raul Henry, que propõe a revogação do artigo 4º e da alínea “c” do inciso III do artigo 10, ambos da Lei nº 12.351/2010, com o objetivo de liberar a Petrobrás da obrigação de ser a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio por ela formado com o licitante vencedor e com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA²⁷²⁸.

Para justificar sua proposição, argumenta o autor que essas obrigações exigem que a Petrobrás esteja sempre apta a realizar grandes investimentos, condição absolutamente incompatível com a trajetória das contas dessa empresa nos últimos anos. Por essa razão, entende que a exploração das reservas nacionais de hidrocarbonetos seria retardada, com o risco de não aproveitamento de todo o potencial de energia fóssil antes de uma previsível mudança do paradigma energético mundial.

O segundo apensado é o Projeto de Lei nº 6.726, de 2013, do nobre Deputado Mendonça Filho, que 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. Assim sendo, seria extinto o regime de partilha de produção.

Adicionalmente, o PL nº 6.726/2013 assegura ao trabalhador detentor de conta vinculada ao Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS a possibilidade de participar de licitação das mencionadas áreas exploratórias, observado o limite de 50% (cinquenta por cento) do saldo existente e disponível na data em que o titular da conta exercer a opção.

O terceiro apensado é o Projeto de Lei nº 600, de 2015, do ilustre Deputado Jutahy Junior, que promove alteração mais completa da Lei nº 12.351/2010 que o Projeto de Lei nº 4.973/2013. Ele contempla não apenas a

²⁷ Empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

²⁸ A Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, autorizou o Poder Executivo a criar a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA.

revogação dos mesmos dispositivos da Lei nº 12.351/2010, prevista no Projeto de Lei nº 4.973/2013, mas também a adequação de outros dispositivos.

É o relatório.

II – VOTO

Da constitucionalidade, juridicidade e técnica legislativa

Verifica-se que disposições contidas nos Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 4.973/2013, nº 6.726/2013 e nº 600/2015 se inserem entre as matérias de iniciativa privativa do Presidente da República, pois todos eles tratam de atribuições da Petrobras. Registre-se que o Projeto de Lei nº 600/2015 também trata de atribuições da PPSA.

As matérias de iniciativa privativa do Presidente da República estão definidas no art. 61, § 1º, II, “e”, da Constituição Federal, transcrito a seguir:

Art. 61.

§ 1º São de iniciativa privativa do Presidente da República as leis que:

.....

II – disponham sobre:

- a) criação de cargos, funções ou empregos públicos na administração direta e autárquica ou aumento de sua remuneração;
- b) organização administrativa e judiciária, matéria tributária e orçamentária, serviços públicos e pessoal da administração dos Territórios;
- c) servidores públicos da União e Territórios, seu regime jurídico, provimento de cargos, estabilidade e aposentadoria;
- d) organização do Ministério Público e da Defensoria Pública da União, bem como normas gerais para a organização do Ministério Público e da Defensoria Pública dos Estados, do Distrito Federal e dos Territórios;
- e) criação e extinção de Ministérios e órgãos da administração pública, observado o disposto no art. 84, VI;

f) militares das Forças Armadas, seu regime jurídico, provimento de cargos, promoções, estabilidade, remuneração, reforma e transferência para a reserva.

Apesar de o dispositivo estabelecer ser de iniciativa privativa do Presidente da República os projetos de lei que disponham sobre criação e extinção de Ministérios e órgãos da administração pública, a interpretação do Supremo Tribunal Federal – STF, quando do julgamento da Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI nº 2.417/SP, foi no sentido de se abranger qualquer matéria pertinente à Administração Pública.

No caso dos projetos de lei em análise, por alterarem as atribuições da Petrobras, eles são de iniciativa privativa do Poder Executivo Federal, uma vez que essa empresa faz parte da Administração Pública Indireta.

Nos termos do acórdão do STF, aprovado por unanimidade, ficou consignado que:

(...) importa em afronta direta ao Texto Constitucional o diploma legal em causa, de iniciativa parlamentar, que versa sobre matéria reservada ao Governador pela Carta da República, em obediência ao princípio da simetria (art. 61, § 1º, II, 'e'), como é a estruturação e a especificação de atribuições da Secretaria de Educação, órgão que integra o Poder Executivo estadual.

A lei tratada no caso da ADI nº 2.417/SP foi considerada inconstitucional não apenas por criar órgão, mas mesmo por tão-somente determinar atribuições de órgãos do Poder Executivo. Na discussão da matéria sequer houve debate. Os Ministros aderiram ao voto do Relator sem as comuns discussões de Plenário quando se declara uma lei inconstitucional.

Segundo o acórdão relativo à ADI nº 2.417/SP, é de iniciativa privativa do Poder Executivo qualquer projeto de lei que disponha sobre o funcionamento da Administração Pública, visão essa que foi mantida pelo STF no julgamento da ADI nº 2.808/RS.

Quanto à juridicidade, não foram identificados óbices em relação aos projetos de lei em análise.

Com referência à técnica legislativa, o Projeto de Lei nº 4.973/2013, para o atingimento dos intentos do seu autor, não basta revogar o artigo 4º e a alínea “c” do inciso III do artigo 10, da Lei nº 12.351/2010. É preciso também

promover a necessária adequação de outros dispositivos dessa lei. Assim sendo, essa proposição apresenta óbices relativos à técnica legislativa.

Da adequação orçamentária e financeira

Não foram identificados óbices relativos à adequação orçamentária e financeira das proposições em exame.

Do polígono do Pré-Sal e áreas estratégicas

A Lei nº 12.351/2010 estabeleceu a Petrobras como o único operador, sob o regime de partilha de produção, nos blocos do polígono do Pré-Sal e em áreas estratégicas. A Figura 1 mostra a área do polígono do Pré-Sal.

O polígono do Pré-Sal, localizado na Plataforma Continental Brasileira, estende-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, em área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de avaliações e interpretações geológicas.

A área de ocorrência do Pré-Sal, cujo potencial petrolífero não se iguala a nenhum outro descoberto até este momento, representa em torno de 2,3% do total das bacias sedimentares brasileiras, que totalizam 6,4 milhões de km², somando-se as bacias terrestres e marítimas.

Inicialmente é importante registrar que muitas áreas já descobertas e perfuradas nesse polígono não são tão estratégicas, em razão do baixo volume de petróleo recuperável. Isso ocorre tanto na Bacia de Santos quanto na Bacia de Campos. Apesar de não serem tão estratégicas, elas devem ser desenvolvidas no curto prazo.

O CNPE já autorizou a contratação de cinco áreas do Pré-Sal sob regime de partilha de produção, todas localizadas na Bacia de Santos. A Figura 2 mostra parte do Pré-Sal na Bacia de Santos.

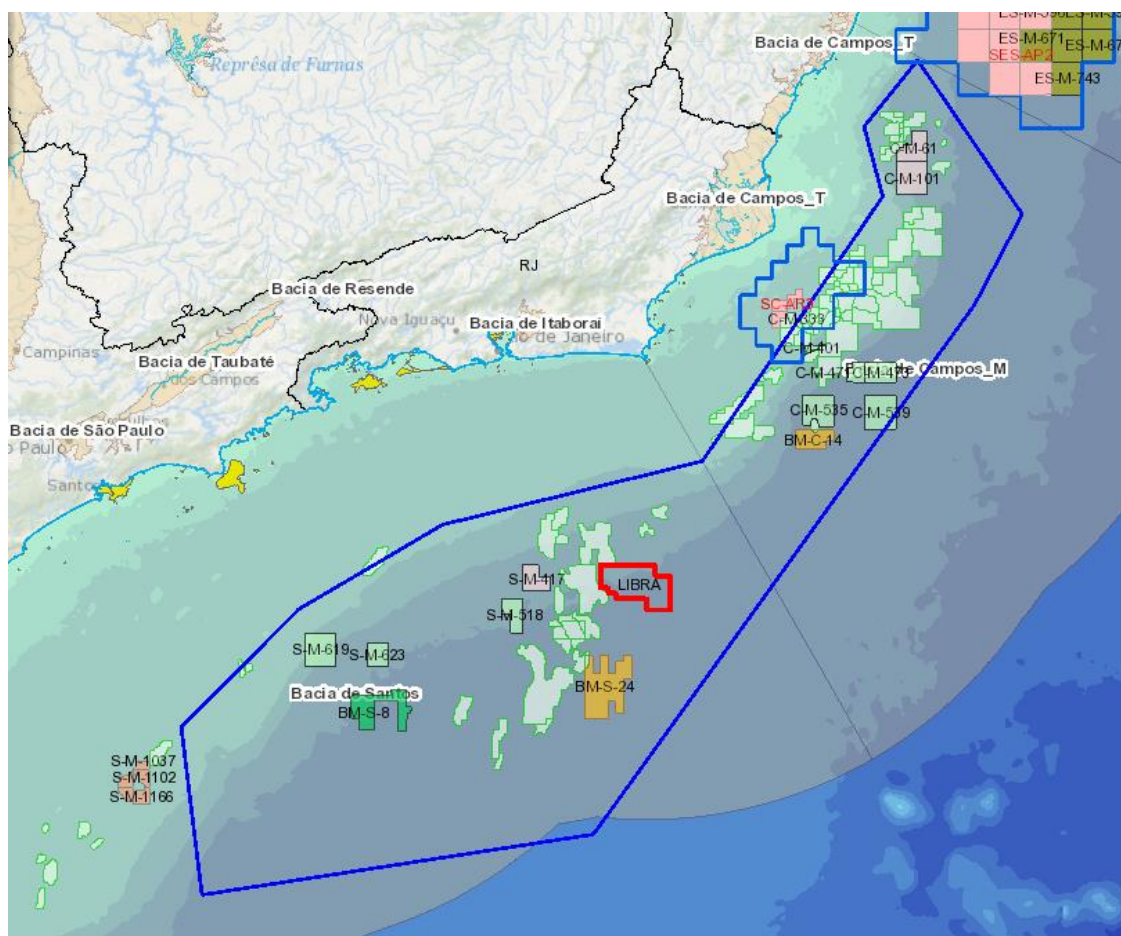


Figura 1 - Polígono do Pré-Sal.

O bloco de Libra, mostrado na Figura 2, foi licitado em outubro de 2013. Nesse bloco, antes da licitação, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicou a existência de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões de barris equivalentes de petróleo²⁹.

²⁹ <http://www.crea-am.org.br/src/site/noticia.php?id=2938>

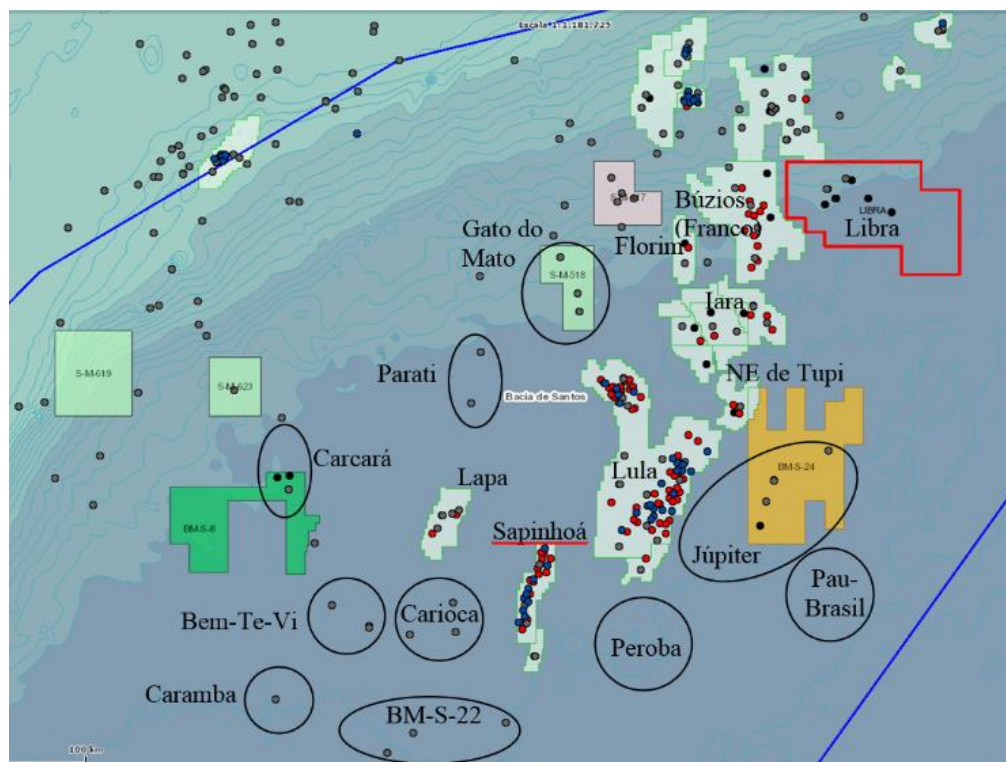


Figura 2 - Áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos.

Nas outras quatro áreas autorizadas para contratação direta da Petrobras, que são os excedentes da cessão onerosa de Franco, Lara, Nordeste de Tupi e Florim, foram indicados pela ANP volumes recuperáveis de 9,8 a 15,2 bilhões de barris equivalentes de petróleo³⁰.

É importante destacar que, antes de haver a contratação sob regime de partilha de produção no Pré-Sal, têm sido divulgadas por órgãos do governo claras indicações dos potenciais volumes recuperáveis existentes em cada bloco.

Em razão dos elevadíssimos volumes da carteira da Petrobras e do seu endividamento, a empresa tem sido muito seletiva na escolha das áreas do Pré-Sal a serem desenvolvidas. O foco da Petrobras tem sido os campos de Lula e Sapinhoá, as áreas da cessão onerosa e o bloco de Libra.

Nesse contexto, a área de Parati, onde ocorreu a descoberta do Pré-Sal, foi devolvida à ANP. Também já foram devolvidas, entre outras, as áreas de Caramba, Bem-Te-Vi e Carioca, todas mostradas na Figura 2. Essas devoluções decorreram, também, dos baixos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos dessas áreas, quando comparados com os volumes recuperáveis de campos como Lula e

³⁰ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>

Búzios, e blocos como Libra, cada um com volumes recuperáveis superiores a 10 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Também foi devolvido à ANP o bloco BM-S-22, cujo operador era a Esso Exploração Santos Brasileira. Nesse bloco, foram perfurados três poços, sendo um seco. Os baixos volumes recuperáveis foram decisivos para a devolução desse bloco.

Além das áreas devolvidas, é importante mencionar que existem vinte áreas do Pré-Sal que precisam ser unitizadas, pois as jazidas já descobertas e perfuradas estendem-se por área da União. Entre essas áreas estão Carcará, Júpiter e Gato do Mato, localizadas na Bacia de Santos, mostradas na Figura 2, e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, a questão da unitização pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis.

Observa-se, então, que o Pré-Sal e o País contam com grandes volumes recuperáveis de petróleo, que podem ser produzidos no curto prazo. Para isso, a Petrobras conta com a melhor tecnologia mundial e com os mais baixos custos de extração. No primeiro trimestre de 2016, o custo de extração da Petrobras no Pré-Sal foi inferior a US\$ 8 por barril.

Em razão disso, apesar das boas intenções dos autores, os textos originais dos Projetos de Lei ora em análise não devem prosperar, pois a solução do setor petrolífero não passa pela retirada da Petrobras da operação, nem pela alteração do regime fiscal de produção, mas pela capitalização da empresa.

As principais razões para a Petrobras ser operadora e ter grande participação no Pré-Sal são:

- baixos custos e maior participação governamental;
- garantia da política de conteúdo local;
- maior segurança operacional;
- promoção do desenvolvimento tecnológico nacional;
- capacidade operacional e econômica;
- evitar a extração predatória;

- empresas estatais são as grandes detentoras das reservas mundiais.

Dos baixos custos e da maior participação governamental

A Petrobras é a empresa com maior experiência na operação em águas profundas no mundo; tem baixíssimos custos de extração no Pré-Sal e dispõe de infraestrutura como gasodutos e unidades de tratamento de gás natural.

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 era 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.

Sem a logística e o conhecimento tecnológico da Petrobras, o custo de produção subiria de cerca de R\$ 40 por barril para, no mínimo, R\$ 60 por barril. Esse maior custo reduz o excedente em óleo da União, os recursos do Fundo Social e as receitas para as áreas de educação e saúde.

Também é importante ressaltar que cerca de 46% do capital social da Petrobras são da União e de entes públicos federais. Assim, 46% das receitas líquidas dos campos onde ela tem participação são, proporcionalmente, do Estado brasileiro. Dessa forma, quanto maior a participação societária da Petrobras, maior a receita estatal.

Dessa forma, a operação única com máxima participação societária da Petrobras permite que maior parcela da riqueza natural do petróleo do Pré-Sal seja convertida em resultados econômicos para a população brasileira, com destaque para as áreas sociais, como educação e saúde.

Em Libra, o consórcio conta com uma participação societária de 40% da Petrobras. Se a Petrobras não tivesse participado desse consórcio, o Estado brasileiro arrecadaria R\$ 246 bilhões a menos e as áreas de educação e saúde perderiam R\$ 50 bilhões. O Fundo Social teria perdido R\$ 100 bilhões.

Se a Petrobras fosse contratada diretamente, tendo 100% de participação em Libra, o Estado brasileiro arrecadaria R\$ 175 bilhões a mais.

Da garantia da política de conteúdo local

A Petrobras, como operadora única, conduz os empreendimentos, o que proporciona a seleção e o desenvolvimento de fornecedores de bens e serviços no Brasil. Isso permite a implementação de uma política industrial que maximize o conteúdo local em bases competitivas e garanta o crescimento do País.

Em novembro de 2014, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP negou 37 pedidos de dispensa e isenção de cumprimento dos índices de conteúdo local. Esses pedidos, conhecidos como *waivers*, nos termos dos contratos assinados entre a ANP e as empresas contratadas, podem ser solicitados quando há inexistência de fornecedor local, quando a indústria nacional apresenta preços ou prazos excessivos ou quando não há tecnologia disponível localmente.

Por não cumprirem o percentual de aquisição de bens e serviços no Brasil, previsto em contrato, a ANP já aplicou 15 multas no primeiro semestre de 2015. Em 2014, apenas duas multas foram aplicadas no período. Somente a BG, recém-adquirida pela Shell, foi multada em R\$ 275 milhões – valor equivalente ao total aplicado em multas em 2014. Essa foi a maior multa já registrada.

A operação e a condução dos empreendimentos pela Petrobras possibilitam que mais e melhores empregos sejam criados no Brasil. As multinacionais contratam serviços especializados em seus países de origem e empregam especialistas, supervisores, gerentes e executivos estrangeiros.

O Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural – Prominp, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e pela Petrobras, proporcionou aos diversos atores envolvidos com esta indústria um fórum permanente de discussão para desenvolvimento de ações que ampliem, de forma competitiva e sustentável, a participação da indústria nacional de bens e serviços na implantação de projetos de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior.

De 2003 a 2013, houve a ampliação sucessiva do programa de investimentos do setor, especialmente após a descoberta das reservas do Pré-Sal. Por meio do engajamento entre governo, operadoras, associações de classe, instituições financeiras, prestadores de serviço, entidades de ensino, e de toda a cadeia produtiva de petróleo e gás, projetos liderados dentro da plataforma de discussões criada pelo Prominp apresentaram resultados significativos,

transformando em encomendas locais uma parcela crescente da carteira de investimentos.

De 2006, quando foi iniciado o Programa Nacional de Qualificação Profissional – PNQP, que integra o Prominp, a 2013, foram investidos R\$ 292 milhões para capacitar 97.252 profissionais de 17 estados, em categorias de níveis básico, médio, técnico e superior.

Também nessa década, o País presenciou a retomada da indústria naval no país, com a Petrobras se destacando como grande demandante mundial da construção naval offshore.

Da maior segurança operacional

As empresas estrangeiras não conhecem as especificidades do Pré-Sal e têm um forte compromisso com a lucratividade em detrimento da segurança operacional. Experientes operadoras provocaram grandes acidentes na plataforma continental em ambientes muito menos hostis que o Pré-Sal.

O acidente de Macondo, campo operado pela BP no Golfo do México, foi o maior desastre ambiental dos Estados Unidos; no campo de Frade na Bacia de Campos, operado pela Chevron, o acidente poderia ter sido tão catastrófico quanto Macondo.

Com outras operadoras, os riscos de graves acidentes no Pré-Sal seriam altíssimos, uma vez que outras empresas não têm o conhecimento tecnológico, a competência operacional da Petrobras e o compromisso com o meio ambiente do País.

Da promoção do desenvolvimento tecnológico nacional

A experiência operacional é essencial para garantir o domínio e o contínuo desenvolvimento tecnológico. O nível tecnológico atingido pela Petrobras é fruto do desenvolvimento científico e sua aplicação, sendo a operação etapa essencial para o aprendizado e o avanço tecnológico. Ceder a condição de operadora retira vantagem estratégica, expõe o conhecimento a potenciais competidores e reduz as oportunidades de aprendizado.

A Petrobras detém tecnologia e capacidade operacional para liderar a produção, na medida do interesse social e do desenvolvimento econômico nacional. A empresa é reconhecida internacionalmente pela sua liderança no

desenvolvimento tecnológico da exploração e da produção de petróleo em águas profundas.

A capacidade operacional é atestada pela velocidade em que desenvolveu a produção na camada do Pré-Sal. Produção que já superou 1 milhão de barris equivalentes de petróleo por dia em tempo recorde em comparação ao desenvolvimento de províncias marítimas estrangeiras, como, por exemplo, as do Mar do Norte e as do Golfo do México.

Em apenas oito anos após a primeira descoberta de petróleo na província do Pré-Sal, ocorrida em 2006, a produção alcançou 800 mil barris de petróleo por dia. Para se alcançar essa produção de petróleo no Brasil, foram necessários 40 anos e a operação de 6.374 poços. Na Bacia de Campos, esse mesmo volume de produção foi alcançado em 24 anos, com 423 poços.

Da capacidade operacional e econômica

Foram os investimentos da Petrobras na área de Exploração e Produção que levaram à descoberta das grandes reservas do Pré-Sal. Esses investimentos provocaram o aumento da alavancagem³¹ e da dívida líquida da empresa. Não faz sentido que essas reservas, que não podem ser lançadas no ativo da empresa, deixem de ser exploradas e desenvolvidas por “prejudicar índices contábeis”.

Na verdade, essas reservas são o grande “ativo” da Petrobras, apesar de não entrarem no cálculo do patrimônio líquido real da empresa. Dessa forma, para a Petrobras o cálculo da sua alavancagem é pouco relevante, pois ela tem como base um patrimônio líquido irreal. Também foge à razoabilidade dar exagerada ênfase a relação dívida líquida/EBITDA³², uma vez que a descoberta do Pré-Sal exigiu e continua exigindo expressivos investimentos.

Importa destacar que a Petrobras foi e continua sendo a empresa mais lucrativa do Brasil. De 2006 a 2013, os lucros médios da Vale e da Petrobras foram, respectivamente, de R\$ 17,9 bilhões e R\$ 27,8 bilhões. Observa-se, então, que o lucro médio da Petrobras foi muito maior que o da Vale.

Em 2015, a Petrobras teve um extraordinário desempenho operacional, apesar de ter apresentado prejuízo. Importa registrar que nem sempre

³¹ Razão entre a dívida líquida e a soma do patrimônio líquido com a dívida líquida.

³² *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* (Lucro antes dos juros, tributos, depreciação e amortização).

os dados relativos a lucro ou prejuízo são suficientes para analisar o desempenho efetivo de uma empresa em determinado período.

O Ebitda é também um relevante indicador para se medir o resultado de uma empresa. Para se chegar ao valor do Ebitda, faz-se a seguinte operação: ao prejuízo, soma-se a depreciação, a amortização, as despesas financeiras, o imposto de renda, a contribuição social e a perda do recuperável dos ativos (*impairment*), e subtrai-se o resultado com participações em investimento (equivalência patrimonial). Pode-se, assim, calcular com mais detalhes quanto foi a geração operacional de caixa. A Petrobras, em 2015, apresentou um Ebitda de R\$ 73,9 bilhões, um aumento de 25% em relação ao de 2014.

Outro importante indicador é o lucro bruto, que é obtido pela receita operacional líquida subtraída dos custos das vendas, ou seja, a diferença entre o que é faturado pela empresa e quanto ela gasta para fazer seus produtos. Desse modo, o lucro bruto possibilita saber quanto a empresa ganha com suas atividades. Em 2015, o lucro bruto da Petrobras foi de R\$ 98,6 bilhões, 23% superior a 2014.

No primeiro trimestre de 2016, a alavancagem da Petrobras recuou de 60%, no final de 2015, para 58%. O endividamento bruto reduziu R\$ 42,8 bilhões (de R\$ 492,8 bilhões, no quarto trimestre de 2015, para R\$ 450,0 bilhões). O endividamento líquido em dólares aumentou 3% em comparação com o quarto trimestre de 2015. Além disso, houve uma redução de 21% no custo de extração em dólares no Brasil, em comparação com o primeiro trimestre de 2015.

Com as importantes descobertas no Pré-Sal, a Petrobras deve triplicar suas reservas. Nenhuma empresa de petróleo triplica suas reservas e aumenta sua produção sem grandes investimentos e, conseqüentemente, sem aumento da sua dívida e da sua alavancagem.

A Figura 3 mostra o crescimento da produção de petróleo da Petrobras e o decréscimo de produção da Exxon, Shell, Chevron e BP.

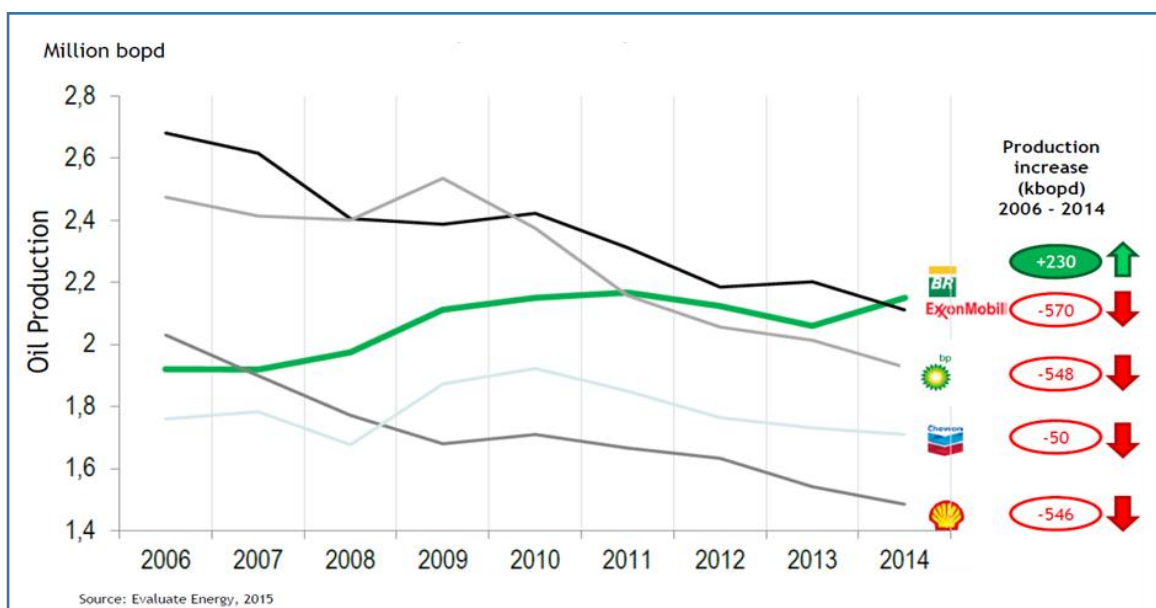


Figura 3 - Evolução da produção da Petrobras, Exxon, Shell, Chevron e BP.

Da extração predatória

A renda petroleira e a propriedade do petróleo, desde que bem administrados pelo Estado, de modo a evitar a extração predatória, podem se transformar em benefícios sociais para o conjunto da população brasileira. Ter a Petrobras como operadora possibilita maior controle social e diminui o risco de extração predatória dos campos do Pré-Sal. Essa extração prejudica a recuperação total de petróleo e compromete participação governamental de médio e longo prazos.

Quando o governo decide licitar determinado bloco do Pré-Sal, a política de exploração será determinada no âmbito do seu Comitê Operacional, composto pelo presidente da Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA e por representantes das empresas consorciadas.

No entanto, qualquer decisão estratégica, em termos da quantidade produzida, do destino e do preço, dentre outras, será objeto de negociações, disputas e controvérsias no âmbito desse Comitê. Não haverá, necessariamente, convergência entre os interesses do Estado brasileiro, o das empresas estrangeiras e, indiretamente, os dos Estados de origem dessas companhias.

Apesar da relação potencialmente contraditória entre os interesses das empresas multinacionais consorciadas, a Petrobras e o Estado Nacional, o fato de a Petrobras ter a operação dos campos possibilita reunir mais argumentos técnicos para evitar decisões que não sejam do interesse público.

Da importância estratégica do petróleo e das reservas

O petróleo não é uma mercadoria qualquer e não existe substituto que possa garantir a demanda atual e futura de combustíveis líquidos, de produtos petroquímicos e de fertilizantes.

Sob a alegação de urgência na produção do Pré-Sal, alguns justificam a necessidade de atrair multinacionais, com a cessão da condição de operadora dos consórcios. Argumentam, ainda, que o petróleo será substituído e assim as reservas perderiam valor caso não ocorra sua urgente extração. Na realidade, o petróleo é um recurso singular, não existe nenhum recurso similar em termos de densidade energética e da diversidade de compostos orgânicos, dificilmente encontrados na natureza, que o constituem.

Cerca de 90% do transporte mundial de carga e de pessoas são movidos por derivados de petróleo, milhares de compostos petroquímicos fazem parte da maioria dos produtos e os fertilizantes são os responsáveis pela produtividade agrícola.

Existe correlação entre o preço do petróleo e o preço dos alimentos, uma vez que o petróleo é fundamental nas cadeias produtivas. O petróleo é o principal recurso natural da humanidade. Ele motivou os principais conflitos militares desde a 1ª Guerra Mundial.

É importante ressaltar que não há evidência científica de que exista recurso natural sucedâneo ao petróleo, em qualidade, quantidade e multiplicidade de usos. Assim, a propriedade do petróleo é estratégica e sua produção deve ser compatível com o desenvolvimento da economia nacional e submetida ao interesse social.

Também é importante que se agregue valor ao petróleo e ao gás natural com operações de refino e que se garanta a autossuficiência nacional em derivados básicos. Fundamental, ainda, é seu processamento com vistas à produção de petroquímicos e fertilizantes.

Para evitar que interesses privados se imponham aos interesses da maioria da população brasileira, é essencial que a Petrobras lidere a produção do Pré-Sal na condição de operadora.

Registre-se, por fim, que as empresas estatais são as grandes detentoras das reservas mundiais, conforme mostrado na Figura 4. Entregar as reservas do Pré-Sal para as empresas estrangeiras está na contramão do que ocorre no mundo.

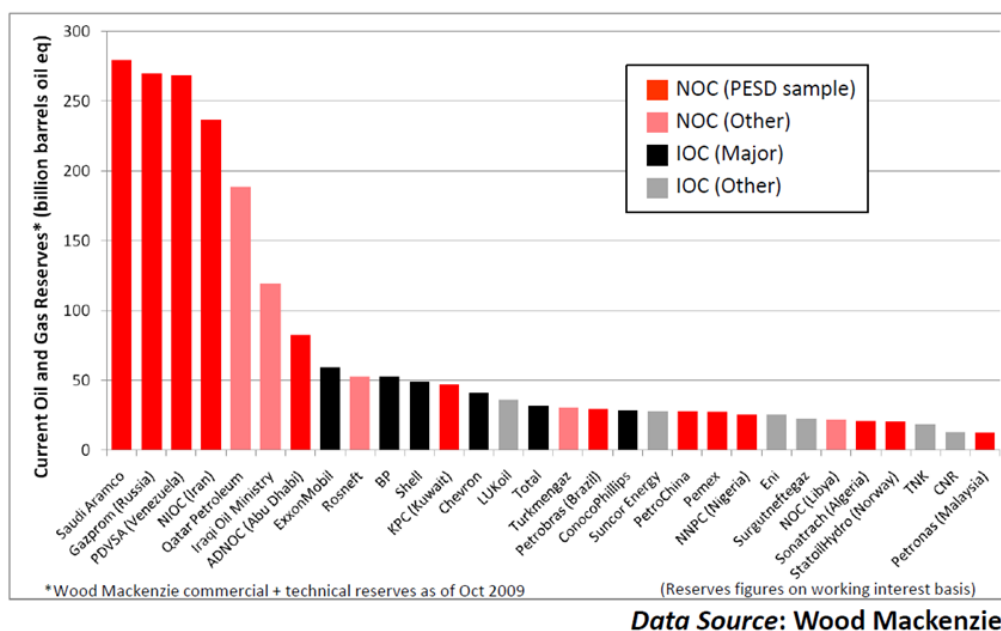


Figura 2 Empresas detentoras das principais reservas de petróleo e gás

Figura 4 - Controle das reservas petrolíferas.

Da apresentação de Substitutivo

Quanto ao mérito, julga-se importante que a província do Pré-Sal seja plenamente desenvolvida, como pretendem os autores das proposições em análise. Para garantir o pleno desenvolvimento do Pré-Sal, apresenta-se um Substitutivo que visa a dar capacidade financeira para a Petrobras, por meio de sua capitalização.

Essa capitalização também é fundamental para a conclusão de investimentos estratégicos para o Brasil, como o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj e a Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III – UFN III. O

Complexo está localizado no município de Itaboraí (RJ), ocupando uma área de 45 km², e terá como objetivo estratégico expandir a capacidade de refino do País para atender ao crescimento da demanda de derivados como óleo diesel, nafta petroquímica, querosene de aviação, coque e GLP (gás de cozinha). A previsão de entrada em operação da primeira unidade de refino era agosto de 2016, com capacidade para refino de 165 mil barris de petróleo por dia. Em fevereiro de 2015, a obra alcançou 82% de avanço físico. No momento, as obras estão suspensas.

A UFN III é um complexo de fertilizantes localizado no município de Três Lagoas (MS), com capacidade de produção de 761,2 mil toneladas por ano de amônia e 1.223 mil toneladas por ano de ureia granulada a partir de 2,24 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural proveniente do gasoduto Brasil-Bolívia. O projeto tem, aproximadamente, 80% de avanço físico e está suspenso. A unidade tem como objetivo aumentar a oferta interna de fertilizantes nitrogenados, reduzir a necessidade de importação desses produtos e agregar valor.

Das conclusões

Diante do exposto, o voto é pela inconstitucionalidade do texto original dos Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 4.973/2013, nº 6.726/2013 e nº 600/2015. O Projeto de Lei nº 4.973/2013 também deve ser rejeitado por ausência de boa técnica legislativa. Quanto à juridicidade, à técnica legislativa, à adequação orçamentária e financeira e ao mérito, o voto é pela aprovação das demais proposições na forma do Substitutivo em anexo.

Contamos, então, com o apoio dos nobres Parlamentares desta Comissão para a aprovação deste Voto em Separado, pois, por meio do Substitutivo apresentado, serão promovidos, no curto prazo, os necessários investimentos no setor petrolífero nacional, com geração de emprego, renda e desenvolvimento do País.

Sala da Comissão, ____ de _____ de 2016.

Deputado DAVIDSON MAGALHÃES

PCdoB/BA

SUBSTITUTIVO AOS PROJETOS DE LEI Nº 4.567/2016, Nº 6.726/2013 e Nº 600/2015.

Autoriza a União a subscrever ações do capital social da Petrobras, de modo a garantir que a empresa possa investir no pré-sal e em outros setores.

O CONGRESSO NACIONAL decreta:

Art. 1º Fica a União autorizada a subscrever ações do capital social da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal, nas condições estabelecidas em ato do Ministro de Estado da Fazenda.

§ 1º A autorização de que trata o *caput* é válida pelo prazo de 12 (doze) meses, contado da data de publicação desta Lei.

§ 2º Fica a União autorizada, a critério do Ministro de Estado da Fazenda, a emitir os títulos de que trata o *caput*, precificados a valor de mercado e sob a forma de colocação direta.

§ 3º O valor máximo da subscrição de que trata o *caput* será de R\$ 100.000.000.000,00 (cem bilhões de reais).

Art. 2º Fica a Petrobras autorizada a investir o valor da subscrição de que trata o art. 1º no desenvolvimento da produção de campos localizados no polígono do pré-sal, definido pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010; na conclusão do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj; e na construção da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III, localizada em Três Lagoas (MS).

Art. 3º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Sala da Comissão, _____ de _____ de 2016.

Deputado DAVIDSON MAGALHÃES

PCdoB/BA

EMP Nº1

11/11/19

PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016

(Apeços os PLs nº 600, de 2015; nº 6.726, de 2013 e nº 4.973, de 2013)

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que estabelece a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela seja 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".

EMENDA ADITIVA

Incluam-se no art. 4º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, alterado pelo art. 1º do Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, os parágrafos 3º, 4º e 5º, com a seguinte redação:

"Art. 4º

§ 3º As licitações no polígono do pré-sal de que tratam esta lei serão precedidas de avaliação técnica para se estimar o volume potencial de óleo equivalente recuperável em cada bloco.

§ 4º Bloco com estimativa de volume potencial de óleo equivalente recuperável acima de quinhentos milhões de barris será considerado estratégico.

§ 5º No caso de bloco estratégico, a Petrobras será obrigatoriamente a operadora e terá participação mínima de 30% (trinta por cento) no consórcio previsto no art. 20."

JUSTIFICAÇÃO

A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, estabeleceu a Petrobras como o único operador, sob o regime de partilha de produção, nos blocos do polígono do Pré-Sal. Estabeleceu, ainda, uma participação da empresa de, no mínimo, 30% no consórcio vencedor da licitação. A Figura 1 mostra a área desse polígono.

[Handwritten signature]

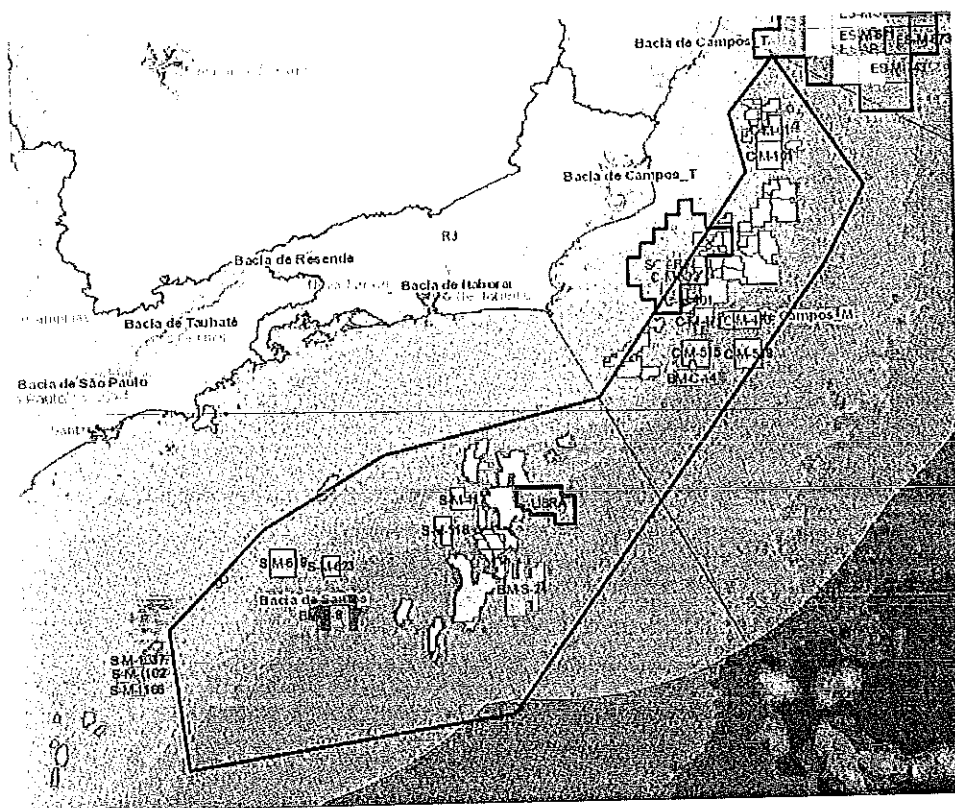


Figura.1. - Polígono do Pré-Sal.

O polígono do Pré-Sal, localizado na Plataforma Continental Brasileira, estende-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, em área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de avaliações e interpretações geológicas.

A área de ocorrência do Pré-Sal, cujo potencial petrolífero não se iguala a nenhum outro descoberto até este momento, representa em torno de 2,3% do total das bacias sedimentares brasileiras, que totalizam 6,4 milhões de km², somando-se as bacias terrestres e marítimas.

Vale enfatizar, que apesar do seu alto potencial, existem áreas não estratégicas no polígono do Pré-Sal, que podem e devem ser desenvolvidas no curto prazo. Para isso, é, de fato, necessário promover alterações no atual marco legal, no sentido de permitir que áreas não estratégicas possam ser operadas por outras empresas. A Figura 2 mostra parte do Pré-Sal na Bacia de Santos.

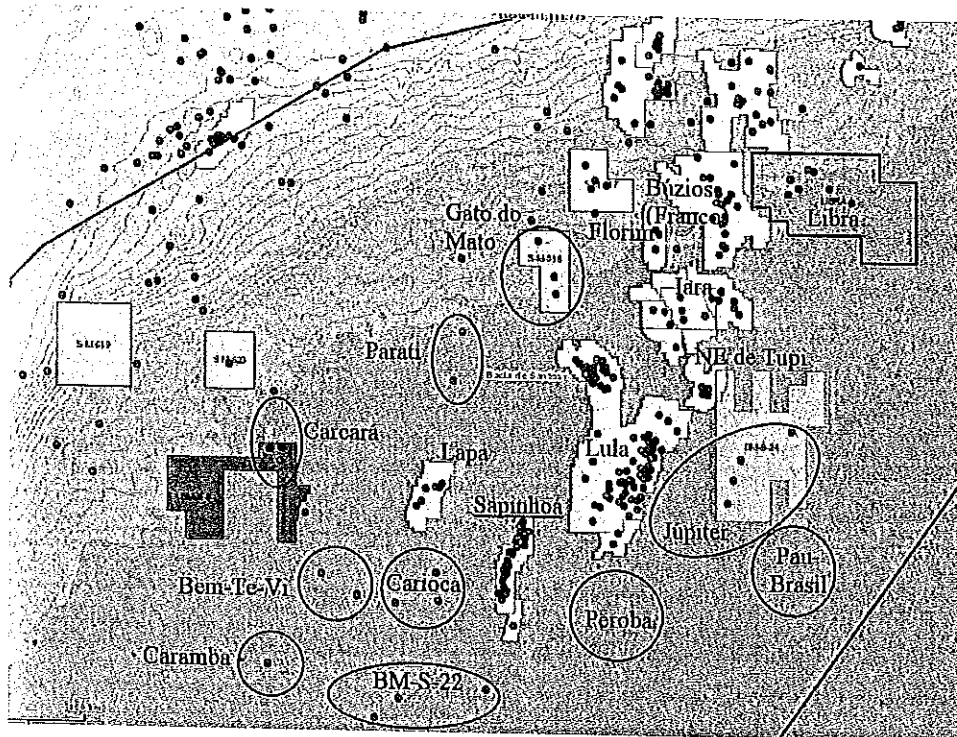


Figura 2 - Áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos.

Várias áreas mostradas na Figura 2, mesmo estando localizadas na melhor área da Bacia de Santos, não devem ser consideradas estratégicas, haja vista que muitas delas já foram devolvidas à União pela própria Petrobras.

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE já autorizou a contratação de cinco áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos sob regime de partilha de produção. O bloco de Libra foi licitado em outubro de 2013. Nesse bloco, antes da licitação, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicou a existência de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões de barris equivalentes de petróleo¹.

Nas outras quatro áreas autorizadas para contratação direta da Petrobras, que são os excedentes da cessão onerosa de Franco (atual campo de Búzios), Iara, Nordeste de Tupi e Florim, foram indicados pela ANP volumes recuperáveis de 9,8 a 15,2 bilhões de barris equivalentes de petróleo².

¹ <http://www.crea-an.org.br/src/site/noticia.php?id=2938>

² http://www.petrobras.com.br/fatos_e_dados/volumes_excedentes_da_cessao-onerosa.htm

É importante destacar que, antes de haver a contratação sob regime de partilha de produção no Pré-Sal, têm sido divulgadas por órgãos do governo claras indicações dos potenciais volumes recuperáveis de cada área.

Em razão dos elevadíssimos volumes da carteira da Petrobras e do seu endividamento, a empresa tem sido muito seletiva na escolha das áreas do Pré-Sal a serem desenvolvidas. O foco da Petrobras tem sido os campos de Lula e Sapinhoá, as áreas da cessão onerosa e o bloco de Libra.

Nesse contexto, a área de Parati, onde ocorreu a descoberta do Pré-Sal, foi devolvida à ANP. Também já foram devolvidas, entre outras, as áreas de Caramba, Bem-Te-Vi e Carioca, todas mostradas na Figura 2. Essas devoluções decorreram, também, dos baixos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos dessas áreas, quando comparados com os volumes recuperáveis de campos como Lula e Búzios, e blocos como Libra, cada um com volumes recuperáveis superiores a 10 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Também foi devolvido à ANP o bloco BM-S-22, cujo operador era a Exxon. Nesse bloco, foram perfurados três poços, sendo um seco. Os baixos volumes recuperáveis foram decisivos para a devolução desse bloco.

Além das áreas devolvidas, que podem ser do interesse de outras empresas, também é importante mencionar que existem vinte áreas do Pré-Sal que precisam ser unitizadas, pois as jazidas já descobertas e perfuradas estendem-se por área da União. Entre essas áreas estão Carcará, Júpiter e Gato do Mato, localizadas na Bacia de Santos, mostradas na Figura 2, e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, a questão da unitização pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis. A grande maioria das jazidas na área da União apresentam volume recuperável inferior a 500 milhões de barris equivalentes de petróleo cada uma.

Importa ressaltar que a Petrobras tem áreas a serem desenvolvidas muito mais estratégicas e produtivas do que Parati, Caramba, Carcará, Gato do Mato etc. Somente em seis áreas da cessão onerosa, a

Petrobras tem, sozinha, uma carteira que pode chegar a 20 bilhões de barris recuperáveis.

É importante, então, que outras empresas passem a ter o direito de serem operadores nas áreas adjacentes às suas descobertas ou às descobertas pela Petrobras, muitas vezes em parceria com outras empresas. Se a estatal for dispensada de ser o operador e de ter uma participação mínima de 30% nessas áreas, deverão ser gerados empregos, renda e altos investimentos, no curtíssimo prazo, em muitas áreas com pequenas acumulações.

Esses investimentos, em áreas onde a Petrobras não tem interesse, vão gerar importante aumento na produção petrolífera nacional e um acréscimo de tributos e das receitas governamentais do setor, tais como royalties, participação especial e excedente em óleo.

O Projeto de Lei – PL nº 4.567/2016, de autoria do Senado Federal, não entra no mérito quanto às características das áreas nem quanto às condições objetivas de a Petrobras poder ser a operadora. No entanto, tem o mérito de oferecer à estatal a preferência na operação.

Três outros projetos de lei foram apensados ao PL nº 4.567/2016. O PL nº 4.973/2013 propõe liberar a Petrobras da obrigação de ser a operadora de todos os blocos contratado sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio. Ao contrário do PL nº 4.567/2016, não se garante preferência à Petrobras.

O PL nº 6.726/2013 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 a descoberta do Pré-Sal, o Brasil tem condições de vir a ser importante exportador de petróleo. Nos países exportadores, com raras exceções, não se adota exclusivamente o regime de concessão como proposto. Dessa forma, no atual contexto nacional, não se julga adequado o PL nº 6.726/2013.

O PL nº 600, de 2015, promove alteração mais completa da Lei nº 12.351/2010 que o PL nº 4.973/2013. Ele contempla não apenas a revogação dos mesmos dispositivos da Lei nº 12.351/2010, prevista no PL nº 4.973/2013, mas também a adequação de outros dispositivos. Entretanto, ao contrário do PL nº 4.567/2016, não estabelece nenhum tipo de preferência à

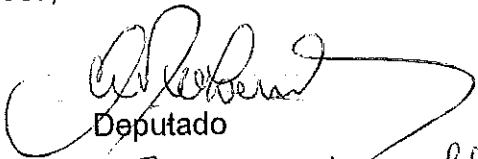
Petrobras.

Importa destacar que os Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 600/2015, nº 6.726/2013 e nº 4.973/2013 não apresentam dispositivos relativos à definição de áreas estratégicas, à garantia de que áreas estratégicas sejam operadas pela Petrobras e às áreas unitizáveis, que se estendem por áreas da União. Assim sendo, eles deveriam ser alterados.

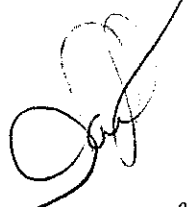
Ao contrário dessas proposições, a emenda ora apresentada garante que apenas áreas não estratégicas sejam operadas por empresas estrangeiras, mantendo sob controle da Petrobras as áreas estratégicas, caracterizadas por potencial de volume recuperável de petróleo igual ou maior que 500 milhões de barris.

Diante do exposto, contamos com o apoio dos nobres Parlamentares para a aprovação desta emenda.

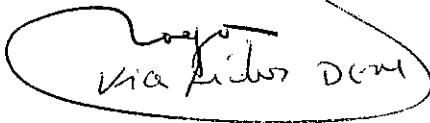
Sala das Sessões, em de de 2016.


Deputado

André Figueiredo PDT/CE
Vice-Líder PDT



Arnaldo Faria de Sá
Vice-Líder Bloco PP/PTB/PS C


Via Litor Dom

PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016

14h00
30/8/16
EMP 2

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção.

EMENDA ADITIVA Nº _____

Acrescente-se ao Projeto de Lei nº 4.567, de 2016 os seguintes dispositivos:

Art. 1º

Art. 2º Fica a União autorizada a subscrever ações do capital social da Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras e a integralizá-la com títulos da dívida pública mobiliária federal, nas condições estabelecidas em ato do Ministro de Estado da Fazenda.

§ 1º A autorização de que trata o *caput* é válida pelo prazo de 12 (doze) meses, contado da data de publicação desta Lei.

§ 2º Fica a União autorizada, a critério do Ministro de Estado da Fazenda, a emitir os títulos de que trata o *caput*, precificados a valor de mercado e sob a forma de colocação direta.

§ 3º O valor máximo da subscrição de que trata o *caput* será de R\$ 100.000.000.000,00 (cem bilhões de reais).

Art. 3º Fica a Petrobras autorizada a investir o valor da subscrição de que trata o art. 2º no desenvolvimento da produção de campos localizados no polígono do pré-sal, definido pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 201, na conclusão do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj e na construção da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III, localizada em Três lagoas (MS).

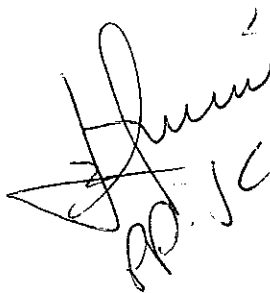


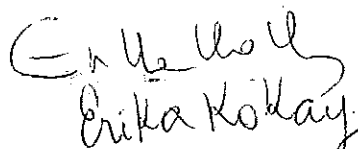
JUSTIFICAÇÃO

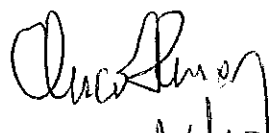
Investimentos no pré-sal são fundamentais e estratégicos à economia brasileira, daí a importância da subscrição e integralização das ações no valor constante desta emenda para viabilizar os recursos necessários a realização de investimentos no setor, bem como na conclusão do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – Comperj e na construção da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III, localizada em Três lagoas (MS). Para tanto, solicito dos nobres Pares à aprovação da emenda que ora apresentamos.

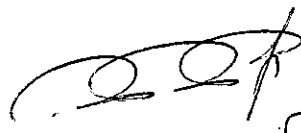
Sala das Sessões, 30 de agosto de 2016.


Deputado **CARLOS ZARATTINI** – PT/SP


PP-SC


Erika Kollay
vice-líder do PT


vice-líder PSD


vice-líder PCLB
Lil / PR
Dr. José Roche



15h 33
30/8/16

EMP 3

**EMENDA SUBSTITUTIVA GLOBAL AO PROJETO DE LEI Nº
4.567, DE 2016**

(Aposos os PLs nº 600, de 2015; nº 6.726, de 2013 e nº 4.973, de 2013)

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que estabelece a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela seja 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 CONGRESSO NACIONAL decreta:

Art.1º Os arts. 2º, 4º, 9º, 10, 14, 15, 20, 30 e 36 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passam a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 2º

VI - operador: o 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;

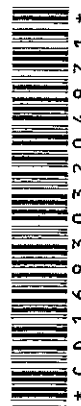
VII - contratado: a Petrobras, quando for realizada a contratação direta, nos termos do art. 8º, I, desta Lei, ou a empresa ou o consórcio de empresas vencedor da licitação para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção;

....." (NR)

"Art. 4º A Petrobras será o operador dos blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurada, a este título, participação mínima no consórcio previsto no art. 20.

Parágrafo único. No caso da licitação de bloco não estratégico, caracterizado por potencial de volume recuperável inferior a quinhentos milhões de barris equivalentes de petróleo, a Petrobras não será obrigatoriamente o operador e não terá obrigatoriamente a participação mínima de que trata o **caput**." (NR)

"Art. 9º



h



VIII – a caracterização do bloco como não estratégico, nos termos do parágrafo único do art. 4º." (NR)

"Art. 10.

III –

c) a indicação ou não da Petrobras como o operador e a participação mínima do operador no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento), nos termos do art. 4º;

....." (NR)

"Art. 14. A Petrobras poderá participar da licitação prevista no art. 8º, II, para ampliar sua participação mínima de que trata o **caput** do art. 4º." (NR)

"Art. 15.

IV – a formação do consórcio previsto no art. 20 e, nos termos do art. 4º, caso a Petrobras seja o operador, a respectiva participação mínima da empresa;

....." (NR)

"Art. 20. O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º desta Lei, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

.....

§ 3º Caso a Petrobras seja o operador, nos termos do art. 4º, o contrato de constituição de consórcio deverá indicá-la como responsável pela execução do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das consorciadas perante o contratante ou terceiros, observado o disposto no § 2º do art. 8º desta Lei." (NR)

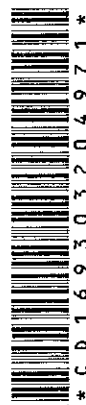
"Art. 30. O operador do contrato de partilha de produção deverá:

....." (NR)

"Art. 36.

§ 3º As jazidas de que trata o **caput**, descobertas por empresas ou consórcios contratados sob regime de concessão, poderão ser objeto de acordo de individualização de produção, no qual poderá ser mantido o mesmo operador nas áreas do pré-sal e em áreas estratégicas da União, sendo aplicável à jazida unificada as participações governamentais do regime de concessão.

§ 4º As receitas líquidas, obtidas pela dedução das participações governamentais de que trata o § 3º da receita bruta da jazida unificada, serão divididas entre a União e as





empresas ou consórcios na proporção do volume recuperável de petróleo equivalente presente nas áreas da União e nas áreas das empresas ou consórcios, podendo ser descontados da parcela da União, proporcionalmente, os custos incorridos pelas empresas ou consórcios e um valor relativo à prestação de serviços pelo operador, nos termos do acordo de individualização da produção.” (NR)

Art. 2º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

JUSTIFICAÇÃO

A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, estabeleceu a Petrobras como o único operador, sob o regime de partilha de produção, nos blocos do polígono do Pré-Sal. Estabeleceu, ainda, uma participação da empresa de, no mínimo, 30% no consórcio vencedor da licitação. A Figura 1 mostra a área desse polígono.

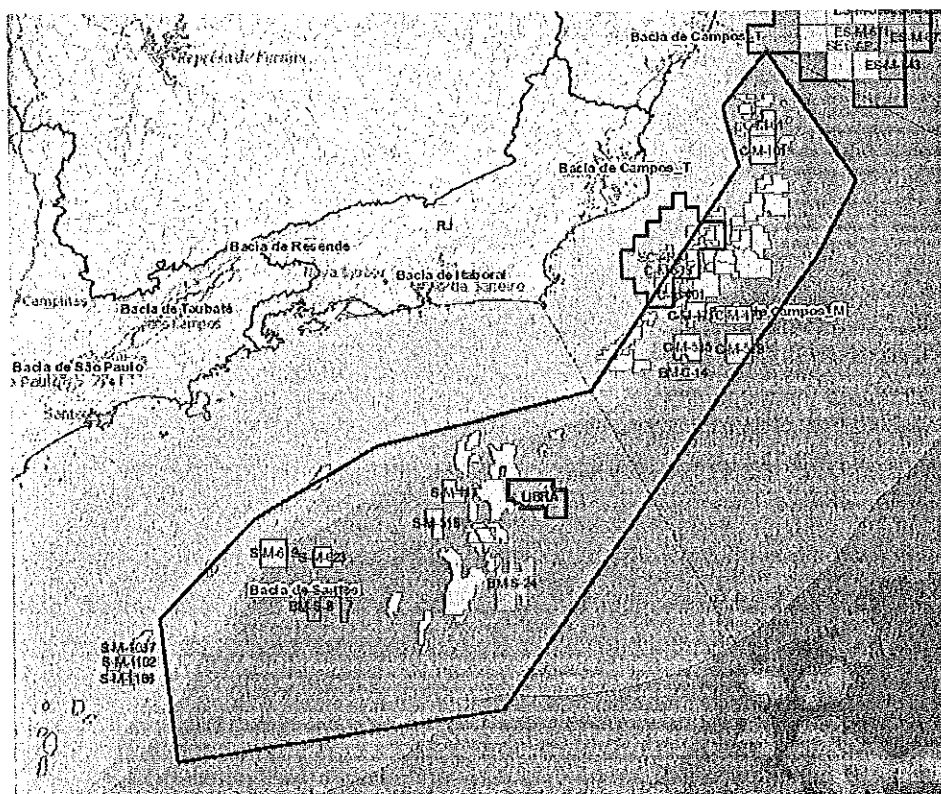
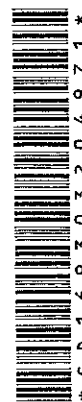


Figura 1 - Polígono do Pré-Sal.

O polígono do Pré-Sal, localizado na Plataforma Continental Brasileira, estende-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina,





em área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de avaliações e interpretações geológicas.

A área de ocorrência do Pré-Sal, cujo potencial petrolífero não se iguala a nenhum outro descoberto até este momento, representa em torno de 2,3% do total das bacias sedimentares brasileiras, que totalizam 6,4 milhões de km², somando-se as bacias terrestres e marítimas.

Vale enfatizar, que apesar do seu alto potencial, existem áreas não estratégicas no polígono do Pré-Sal, que podem e devem ser desenvolvidas no curto prazo. Para isso, é, de fato, necessário promover alterações no atual marco legal, no sentido de permitir que áreas não estratégicas possam ser operadas por outras empresas. A Figura 2 mostra parte do Pré-Sal na Bacia de Santos.

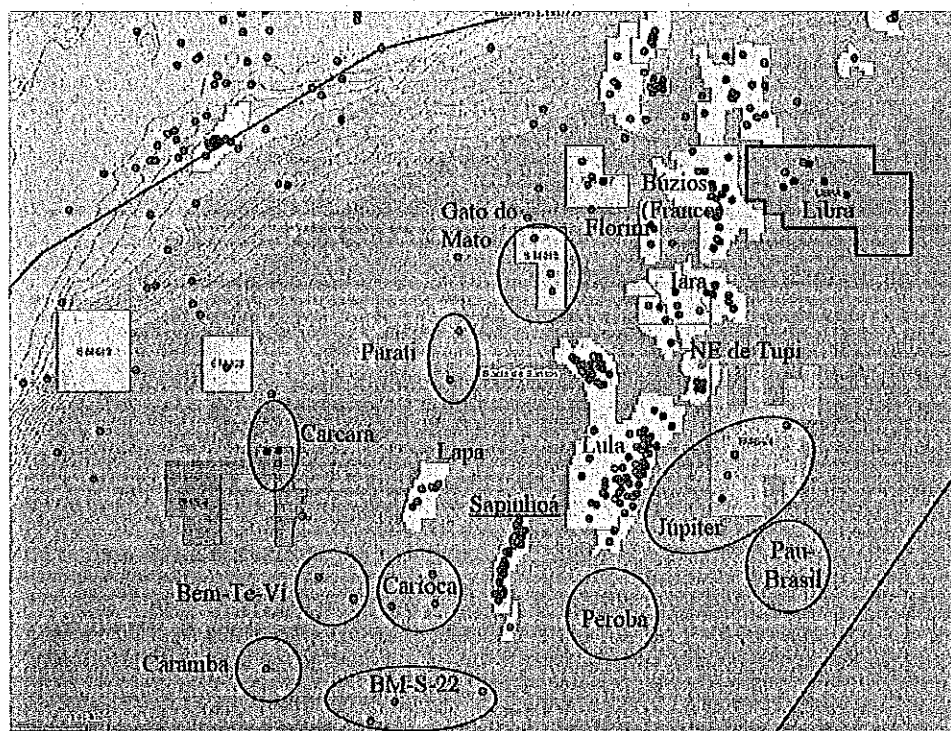
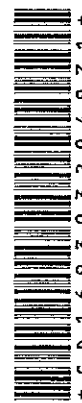


Figura 2 - Áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos.

Várias áreas mostradas na Figura 2, mesmo estando localizadas na melhor área da Bacia de Santos, não devem ser consideradas estratégicas, haja vista que muitas delas já foram devolvidas à União pela própria Petrobras.

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE já autorizou a contratação de cinco áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos sob regime de





partilha de produção. O bloco de Libra foi licitado em outubro de 2013. Nesse bloco, antes da licitação, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicou a existência de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões de barris equivalentes de petróleo¹.

Nas outras quatro áreas autorizadas para contratação direta da Petrobras, que são os excedentes da cessão onerosa de Franco (atual campo de Búzios), Iara, Nordeste de Tupi e Florim, foram indicados pela ANP volumes recuperáveis de 9,8 a 15,2 bilhões de barris equivalentes de petróleo².

É importante destacar que, antes de haver a contratação sob regime de partilha de produção no Pré-Sal, têm sido divulgadas por órgãos do governo claras indicações dos potenciais volumes recuperáveis de cada área.

Em razão dos elevadíssimos volumes da carteira da Petrobras e do seu endividamento, a empresa tem sido muito seletiva na escolha das áreas do Pré-Sal a serem desenvolvidas. O foco da Petrobras tem sido os campos de Lula e Sapinhoá, as áreas da cessão onerosa e o bloco de Libra.

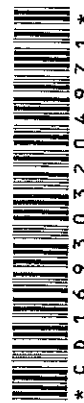
Nesse contexto, a área de Parati, onde ocorreu a descoberta do Pré-Sal, foi devolvida à ANP. Também já foram devolvidas, entre outras, as áreas de Caramba, Bem-Te-Vi e Carioca, todas mostradas na Figura 2. Essas devoluções decorreram, também, dos baixos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos dessas áreas, quando comparados com os volumes recuperáveis de campos como Lula e Búzios, e blocos como Libra, cada um com volumes recuperáveis superiores a 10 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Também foi devolvido à ANP o bloco BM-S-22, cujo operador era a Exxon. Nesse bloco, foram perfurados três poços, sendo um seco. Os baixos volumes recuperáveis foram decisivos para a devolução desse bloco.

Além das áreas devolvidas, que podem ser do interesse de outras empresas, também é importante mencionar que existem vinte áreas do Pré-Sal que precisam ser unitizadas, pois as jazidas já descobertas e perfuradas estendem-se por área da União. Entre essas áreas estão Carcará, Júpiter e Gato do Mato, localizadas na Bacia de Santos, mostradas na Figura 2, e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

¹ <http://www.crea-am.org.br/src/site/noticia.php?id=2938>

² <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>





Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, a questão da unitização pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis. A grande maioria das jazidas na área da União apresentam volume recuperável inferior a 500 milhões de barris equivalentes de petróleo cada uma.

Importa ressaltar que a Petrobras tem áreas a serem desenvolvidas muito mais estratégicas e produtivas do que Parati, Caramba, Carcará, Gato do Mato etc. Somente em seis áreas da cessão onerosa, a Petrobras tem, sozinha, uma carteira que pode chegar a 20 bilhões de barris recuperáveis.

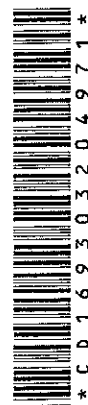
É importante, então, que outras empresas passem a ter o direito de serem operadores nas áreas adjacentes às suas descobertas ou às descobertas pela Petrobras, muitas vezes em parceria com outras empresas. Se a estatal for dispensada de ser o operador e de ter uma participação mínima de 30% nessas áreas, deverão ser gerados empregos, renda e altos investimentos, no curtíssimo prazo, em muitas áreas com pequenas acumulações.

Esses investimentos, em áreas onde a Petrobras não tem interesse, vão gerar importante aumento na produção petrolífera nacional e um acréscimo de tributos e das receitas governamentais do setor, tais como royalties, participação especial e excedente em óleo.

O Projeto de Lei – PL nº 4.567/2016, de autoria do Senado Federal, não entra no mérito quanto às características das áreas nem quanto às condições objetivas de a Petrobras poder ser a operadora. No entanto, tem o mérito de oferecer à estatal a preferência na operação.

Três outros projetos de lei foram apensados ao PL nº 4.567/2016. O PL nº 4.973/2013 propõe liberar a Petrobras da obrigação de ser a operadora de todos os blocos contratado sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio. Ao contrário do PL nº 4.567/2016, não se garante preferência à Petrobras.

O PL nº 6.726/2013 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 a descoberta do Pré-





Sal, o Brasil tem condições de vir a ser importante exportador de petróleo. Nos países exportadores, com raras exceções, não se adota exclusivamente o regime de concessão como proposto. Dessa forma, no atual contexto nacional, não se julga adequado o PL nº 6.726/2013.

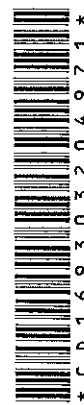
O PL nº 600, de 2015, promove alteração mais completa da Lei nº 12.351/2010 que o PL nº 4.973/2013. Ele contempla não apenas a revogação dos mesmos dispositivos da Lei nº 12.351/2010, prevista no PL nº 4.973/2013, mas também a adequação de outros dispositivos. Entretanto, ao contrário do PL nº 4.567/2016, não estabelece nenhum tipo de preferência à Petrobras.

Importa destacar que os Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 600/2015, nº 6.726/2013 e nº 4.973/2013 não apresentam dispositivos relativos à definição de áreas estratégicas, à garantia de que áreas estratégicas sejam operadas pela Petrobras e às áreas unitizáveis, que se estendem por áreas da União. Assim sendo, eles deveriam ser alterados.

Ao contrário dessas proposições, a emenda substitutiva global ora apresentada garante que apenas áreas não estratégicas sejam operadas por empresas estrangeiras, mantendo sob controle da Petrobras as áreas estratégicas, caracterizadas por potencial de volume recuperável de petróleo igual ou maior que 500 milhões de barris.

A proposição aqui sugerida também permite que jazidas descobertas no Pré-Sal por empresas ou consórcios contratados sob regime de concessão que se estendam por áreas da União possam ser desenvolvidas pelos descobridores. A receita líquida da jazida unificada será dividida entre a empresa ou consórcio e a União na proporção do volume recuperável de cada uma das áreas. Além disso, o Estado brasileiro receberá os royalties e participações especiais referentes à jazida unificada.

Como são muitas as áreas não estratégicas presentes no polígono do Pré-Sal, a emenda aqui proposta vai permitir o pleno

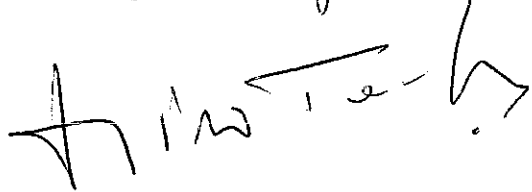


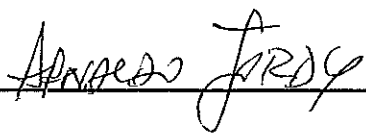
* C D 1 6 9 3 0 3 2 0 4 9 7 1 *

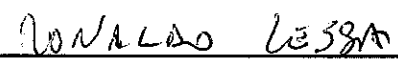


desenvolvimento dessa província no curto prazo, com grande geração de emprego, renda e desenvolvimento do País. No entanto, fica garantida à Petrobras a condição de operadora de todas as áreas do Pré-Sal de fato estratégicas. Contamos, então, com o apoio dos nobres Parlamentares para sua aprovação.

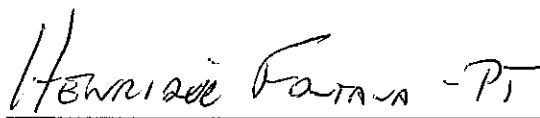
Sala das Sessões, em 30 de ago de 2016.

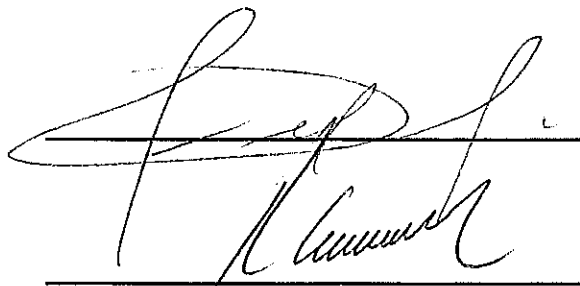

Deputado MIRO TEIXEIRA
REDE

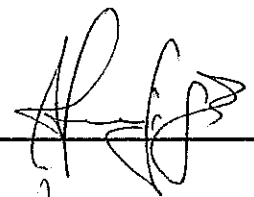

ANDERSON FREIRE PPS

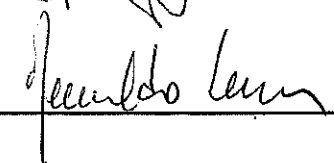

RONALDO LESSA PDT

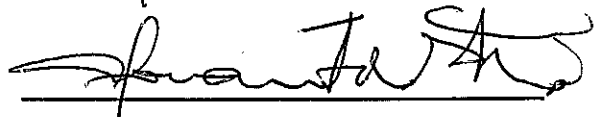

RENATO NOGUEIRA PDT

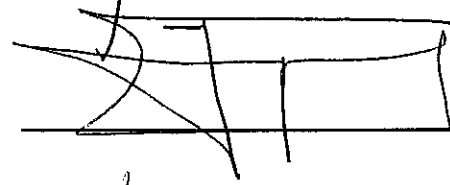

HENRIQUE FÁTIMA - PT

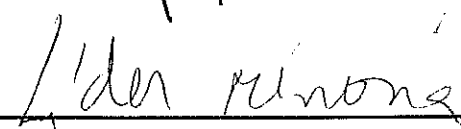

PAULO ROBERTO
PSB

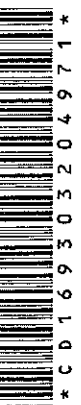









PAULO ROBERTO
PSB



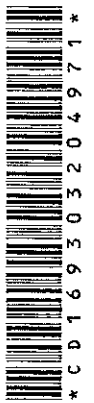


EMENDA SUBSTITUTIVA GLOBAL AO PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016
(Apenas os PLs nº 600, de 2015; nº 6.726, de 2013 e nº 4.973, de 2013)

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que estabelece a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela seja 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".

Aguiar ALB 01/3512

Aguiar ALB 01/3512



EMP n° 4

PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016
(Apeços os PLs nº 600, de 2015; nº 6.726, de 2013 e nº 4.973, de 2013)

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que estabelece a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela seja 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".

EMENDA MODIFICATIVA

Incluem-se no art. 4º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, alterado pelo art. 1º do Projeto de Lei nº 4.567, de 2016, os parágrafos 3º, 4º e 5º, com a seguinte redação:

"Art. 4º

§ 3º As licitações no polígono do pré-sal de que tratam esta lei serão precedidas de avaliação técnica para se estimar o volume potencial de óleo equivalente recuperável em cada bloco.

§ 4º Bloco com estimativa de volume potencial de óleo equivalente recuperável acima de um bilhão de barris será considerado estratégico.

§ 5º No caso de bloco estratégico, a Petrobras será obrigatoriamente a operadora e terá participação mínima de 30% (trinta por cento) no consórcio previsto no art. 20."

JUSTIFICAÇÃO

A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, estabeleceu a Petrobras como o único operador, sob o regime de partilha de produção, nos

O polígono do Pré-Sal, localizado na Plataforma Continental Brasileira, estende-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, em área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de avaliações e interpretações geológicas.

Vale enfatizar, que apesar do seu alto potencial, existem áreas não estratégicas no polígono do Pré-Sal, que podem e devem ser desenvolvidas no curto prazo. Para isso, é, de fato, necessário promover alterações no atual marco legal, no sentido de permitir que áreas não

estratégicas possam ser operadas por outras empresas. A Figura 2 mostra parte do Pré-Sal na Bacia de Santos.

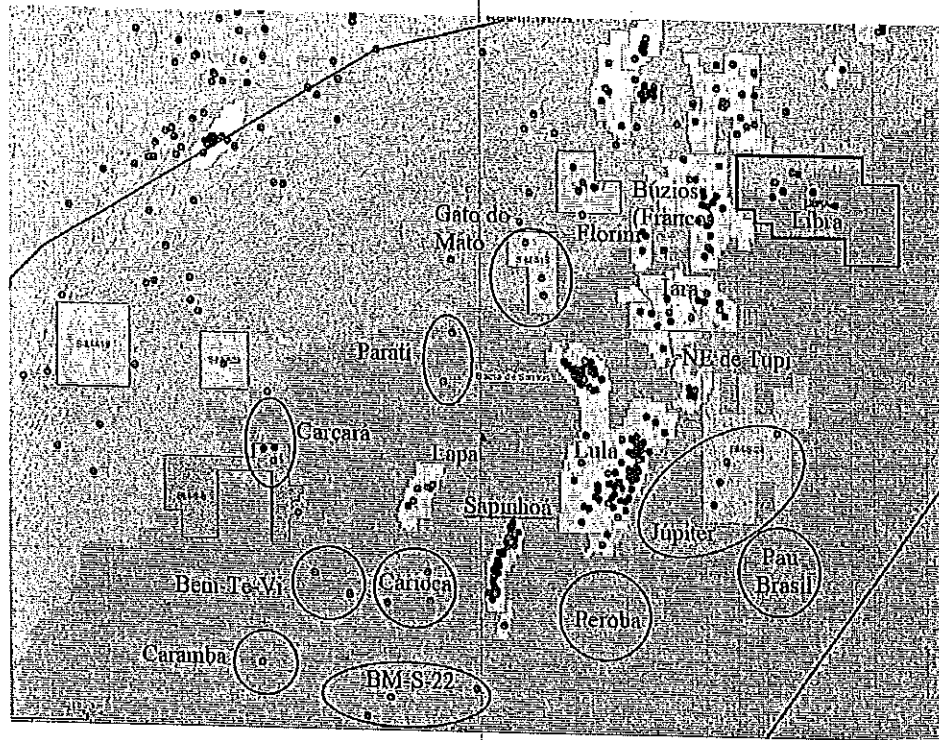


Figura 2 - Áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos.

Várias áreas mostradas na Figura 2, mesmo estando localizadas na melhor área da Bacia de Santos, não devem ser consideradas estratégicas, haja vista que muitas delas já foram devolvidas à União pela própria Petrobras.

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE já autorizou a contratação de cinco áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos sob regime de partilha de produção. O bloco de Libra foi licitado em outubro de 2013. Nesse bloco, antes da licitação, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicou a existência de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões de barris equivalentes de petróleo¹.

Nas outras quatro áreas autorizadas para contratação direta da Petrobras, que são os excedentes da cessão onerosa de Franco (atual campo

¹ <http://www.crea-am.org.br/src/site/noticia.php?id=2938>

de Búzios), Iara, Nordeste de Tupi e Florim, foram indicados pela ANP volumes recuperáveis de 9,8 a 15,2 bilhões de barris equivalentes de petróleo².

É importante destacar que, antes de haver a contratação sob regime de partilha de produção no Pré-Sal, têm sido divulgadas por órgãos do governo claras indicações dos potenciais volumes recuperáveis de cada área.

Em razão dos elevadíssimos volumes da carteira da Petrobras e do seu endividamento, a empresa tem sido muito seletiva na escolha das áreas do Pré-Sal a serem desenvolvidas. O foco da Petrobras tem sido os campos de Lula e Sapinhoá, as áreas da cessão onerosa e o bloco de Libra.

Nesse contexto, a área de Parati, onde ocorreu a descoberta do Pré-Sal, foi devolvida à ANP. Também já foram devolvidas, entre outras, as áreas de Caramba, Bem-Te-Vi e Carioca, todas mostradas na Figura 2. Essas devoluções decorreram, também, dos baixos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos dessas áreas, quando comparados com os volumes recuperáveis de campos como Lula e Búzios, e blocos como Libra, cada um com volumes recuperáveis superiores a 10 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Também foi devolvido à ANP o bloco BM-S-22, cujo operador era a Exxon. Nesse bloco, foram perfurados três poços, sendo um seco. Os baixos volumes recuperáveis foram decisivos para a devolução desse bloco.

Além das áreas devolvidas, que podem ser do interesse de outras empresas, também é importante mencionar que existem vinte áreas do Pré-Sal que precisam ser unitizadas, pois as jazidas já descobertas e perfuradas estendem-se por área da União. Entre essas áreas estão Carcará, Júpiter e Gato do Mato, localizadas na Bacia de Santos, mostradas na Figura 2, e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, a questão da unitização pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis. A grande maioria das jazidas na área da União apresentam volume recuperável inferior a 1 bilhão de barris equivalentes de petróleo cada uma.

² <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>

Importa ressaltar que a Petrobras tem áreas a serem desenvolvidas muito mais estratégicas e produtivas do que Parati, Caramba, Carcará, Gato do Mato etc. Somente em seis áreas da cessão onerosa, a Petrobras tem, sozinha, uma carteira que pode chegar a 20 bilhões de barris recuperáveis.

É importante, então, que outras empresas passem a ter o direito de serem operadores nas áreas adjacentes às suas descobertas ou às descobertas pela Petrobras, muitas vezes em parceria com outras empresas. Se a estatal for dispensada de ser o operador e de ter uma participação mínima de 30% nessas áreas, deverão ser gerados empregos, renda e altos investimentos, no curtíssimo prazo, em muitas áreas com pequenas acumulações.

Esses investimentos, em áreas onde a Petrobras não tem interesse, vão gerar importante aumento na produção petrolífera nacional e um acréscimo de tributos e das receitas governamentais do setor, tais como royalties, participação especial e excedente em óleo.

O Projeto de Lei – PL nº 4.567/2016, de autoria do Senado Federal, não entra no mérito quanto às características das áreas nem quanto às condições objetivas de a Petrobras poder ser a operadora. No entanto, tem o mérito de oferecer à estatal a preferência na operação.

Três outros projetos de lei foram apensados ao PL nº 4.567/2016. O PL nº 4.973/2013 propõe liberar a Petrobras da obrigação de ser a operadora de todos os blocos contratado sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio. Ao contrário do PL nº 4.567/2016, não se garante preferência à Petrobras.

O PL nº 6.726/2013 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 a descoberta do Pré-Sal, o Brasil tem condições de vir a ser importante exportador de petróleo. Nos países exportadores, com raras exceções, não se adota exclusivamente o regime de concessão como proposto. Dessa forma, no atual contexto nacional, não se julga adequado o PL nº 6.726/2013.

O PL nº 600, de 2015, promove alteração mais completa da Lei nº 12.351/2010 que o PL nº 4.973/2013. Ele contempla não apenas a

revogação dos mesmos dispositivos da Lei nº 12.351/2010, prevista no PL nº 4.973/2013, mas também a adequação de outros dispositivos. Entretanto, ao contrário do PL nº 4.567/2016, não estabelece nenhum tipo de preferência à Petrobras.

Importa destacar que os Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 600/2015, nº 6.726/2013 e nº 4.973/2013 não apresentam dispositivos relativos à definição de áreas estratégicas, à garantia de que áreas estratégicas sejam operadas pela Petrobras e às áreas unitizáveis, que se estendem por áreas da União. Assim sendo, eles deveriam ser alterados.

Ao contrário dessas proposições, a emenda ora apresentada garante que apenas áreas não estratégicas sejam operadas por empresas estrangeiras, mantendo sob controle da Petrobras as áreas estratégicas, caracterizadas por potencial de volume recuperável de petróleo igual ou maior que 1 bilhão de barris.

Como são muitas as áreas não estratégicas presentes no polígono do Pré-Sal, a emenda aqui proposta vai permitir o pleno desenvolvimento dessa província no curto prazo, com grande geração de emprego, renda e desenvolvimento do País. Contamos, então, com o apoio dos nobres Parlamentares para sua aprovação.

Sala das Sessões, em de de 2016.

Dep. ARNALDO JORDY
PRS/PA

Dep. Bebeto PSB-BR.

PCB

PL 4.567
DE EMENDAS

Arnaldo Le
Ronaldo Bar
Vice-líder TI

EMENDA DE PLENÁRIO
AO PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016

Nº 5

Dê-se ao artigo 2º do Projeto de Lei n.º 4.567/2016 a seguinte redação:

"Art. 2º. A vigência desta Lei fica condicionada à aprovação, em referendo popular, da alteração na Lei 12.351/2010 que exclui a Petrobras como operadora única, responsável pela condução e execução de todas as atividades de exploração e produção do pré-sal e áreas estratégicas de petróleo e gás".

Parágrafo único. Em caso de aprovação do referendo popular, esta lei entrará em vigor na data de publicação de seu resultado pelo Tribunal Superior Eleitoral.

JUSTIFICAÇÃO

A definição da Petrobras como operadora única do Pré-sal e áreas estratégicas é um tema em intenso debate desde a aprovação, no Senado, de projeto de lei de autoria do Senador José Serra que pretende a exclusão de tal previsão.

A matéria é de acentuada relevância dada a sua repercussão na sistemática do modelo de exploração da maior reserva de petróleo disponível no país, pela função estratégica que esta fonte de riqueza representa na geopolítica mundial e pelos riscos para o desenvolvimento nacional.

O interesse dos defensores do projeto e do governo interino demonstra a tendência de enfraquecimento da Petrobras, na medida em que o operador é **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, como definido na Lei 12.351/2010. Por estes motivos, somos contrários à alteração.

A condição da Petrobras como operadora única é de grande importância para a soberania nacional, principalmente pela função estratégica que esta fonte de riqueza representa na geopolítica mundial e pela alavanca que proporciona ao desenvolvimento da indústria nacional.

Deve ser mantido o Regime de Partilha, sendo a **Petrobras operadora única** pelos seguintes motivos, entre outros:

- **Baixos Custos e maior participação governamental:**
 - A Petrobras é a empresa com maior experiência na operação em águas profundas no mundo e dispõe de infraestrutura como gasodutos e unidades de tratamento de gás natural;

- Tem baixíssimos custos de extração no Pré-Sal - a ex-Diretora de E&P da Petrobras, Sra. Solange Guedes, em palestra na Offshore Technology Conference, em 2015, afirmou que o custo de extração é de US\$ 9,1, o que é abaixo da média da empresa (de US\$ 14,6) e inferior à média das empresas que atuam no setor (de US\$ 15);

- Foi a Petrobras que descobriu o Pré-sal, com todo o investimento de pesquisa, assumindo o risco exploratório e a partir do desenvolvimento tecnológico e do conhecimento acumulado sobre as bacias sedimentares brasileiras descobriu as jazidas gigantes do Pré-Sal;

- Aproximadamente 46% do capital social da Petrobras são da União e de entes públicos federais, logo, quanto maior a participação da Petrobras, maior a receita estatal.

- **Domínio Tecnológico**

- Como operadora única, terá SEMPRE participação na obtenção das informações estratégicas do Pré-sal, garantindo **o domínio e o contínuo desenvolvimento tecnológico como Estado brasileiro**;

- A experiência operacional (Petrobras operadora única) é essencial para garantir que todo o aprendizado seja mantido sob o controle do país e que permita a tomada das decisões necessárias para a extração do petróleo, com implicações em toda a cadeia produtiva de suprimentos, dada a complexidade característica dessa atividade, inclusive assegurando o avanço tecnológico de outros segmentos.

- **Garantir que a política de Conteúdo Local**

- a continuidade da implementação da política de conteúdo nacional, adequadamente, adotada pela Petrobras, será capaz de melhor conduzir os empreendimentos, a seleção e o desenvolvimento de fornecedores de bens e serviços, contribuindo para alavancar o desenvolvimento da cadeia de petróleo e gás;

- Isso permite a implementação de uma política para maximizar o conteúdo local, em bases competitivas. Garantir o desenvolvimento nacional possibilita a geração de mais e melhores empregos criados no Brasil.

- **Maior segurança operacional**

- As empresas estrangeiras não conhecem as especificidades do Pré-Sal, logo aumenta a probabilidade de acidentes.

- Grandes e experientes operadoras provocaram grandes acidentes em plataforma continental, em ambientes muito menos hostis que o Pré-Sal, por exemplo: no golfo do México operado pela BP e no campo de Frade, na Bacia de Campos, operado pela Chevron.

- **Ritmo de Produção**

- A Lei 12.351/2010 estabelece, sabiamente, que o ritmo de contratação deve observar o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços. Remete a competência ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE a indicação para as contratações, de acordo com *“a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços”* (inciso I do art. 9º).

- Assim, a mudança na condição da Petrobras como operadora única, sob o argumento de acelerar a exploração das reservas petrolíferas nessas regiões estratégicas, além de não observar as condições estabelecidas na lei, de harmonização da exploração com o fortalecimento da indústria

nacional, também não possui interesse em curto prazo, posto que a aceleração de novos contratos, resultantes de novas rodadas de licitação, como pretendido pelo projeto do senador José Serra, não gerariam produção antes de 2020, sendo, portanto, do ponto de vista de participações governamentais, incapaz de gerar resultados econômicos efetivos em curto prazo.

Defendemos, pois, que seja mantido o modelo adotado pela Lei 12.351/2010, isto é, o regime de partilha com a Petrobras como operadora única – uma política de estado. Porém, entendemos que é a sociedade brasileira a legítima interessada para definir tal mudança legal, diante das repercussões que haverá para as gerações atuais e futuras.

Nesse sentido, contamos com o apoio dos nobres pares para a aprovação da presente proposição.

30
Sala das Sessões, agosto de 2016

1427
PTN-BA 18

ANDRÉ FLORES
PT 58

ANDRÉ
PDT 19

DANIEL
PDS 11

4 PDS IVA

42

REDE
MOLON

146



18/09

EMENDA DE PLENÁRIO Nº - 6
PROJETO DE LEI Nº 4567, de 2016

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção.

O Congresso Nacional decreta:

Art. 1º O art. 1º do PL nº 4.567, de 2016, que alteram a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 2º

.....

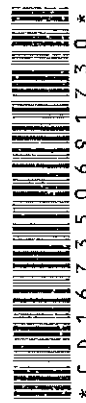
XIV - empresa nacional: constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no país cujo controle seja detido direta ou indiretamente por pessoas físicas cidadãos brasileiras para os fins e efeitos do artigo 116 da Lei nº 6404, de 1976, Lei das Sociedades Anônimas (NR)

"Art. 4º

§ 1º

§2º Expirado o prazo previsto para manifestação de preferência da Petrobras, O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), considerando o interesse nacional, poderá atribuir o mesmo direito de preferência, na mesma forma e condições estabelecida no caput para qualquer empresa nacional, conforme inciso XIV, do art. 2º." (NR).

147





JUSTIFICATIVA

O setor de petróleo no Brasil e no mundo passa por grandes mudanças. Essas mudanças precisam ser absorvidas pela política e legislação brasileira existente nesse segmento da economia.

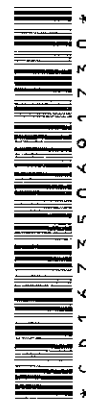
No Brasil a situação atual da Petrobras não permite mais que a empresa assuma a missão que lhe foi dada pela Lei da Partilha aprovada em 2010. Naquela ocasião, o barril de petróleo estava a mais de 100 dólares e a estatal passava por um grande programa de capitalização. Hoje tudo mudou. A Petrobras enfrenta a maior crise da sua história com uma dívida por volta dos R\$ 400 bilhões e uma alavancagem de 5 vezes o valor da dívida. Dito de uma maneira mais objetiva, hoje a dívida da empresa é 5 vezes a sua geração de caixa. O novo Plano de Negócios da empresa para o período 2015-2019 aponta para uma redução de investimentos de quase 40% e na meta de produção de petróleo de 4,2 milhões de barris/dia em 2020 para apenas 2,8 milhões de barris/dia. No mercado internacional o preço do barril caiu pela metade e a maior parte dos analistas trabalham com um barril entre 55 a 65 dólares para os próximos anos. Muitos afirmam que barril a 100 dólares nunca mais. Além disso, a questão ambiental, também, trabalha para uma redução cada vez maior da queima de combustíveis fósseis nas próximas décadas. O que significa que não podemos nem devemos ficar sem realizar leilões de blocos de petróleo.

Tais fatores justificam, portanto, uma abertura no processo de seleção das empresas que podem atuar na exploração do pré-sal, não havendo mais sentido em onerar a Petrobras como partícipe necessária, em quaisquer condições. O PL 4.567, de 2016, portanto, tem o mérito de reconhecer que a Petrobras deve ter condições de avaliar, sob sua discricionariedade e considerando suas condições econômico-financeiras, em quais projetos deve se engajar.

Contudo, é preciso ter alguma cautela. Muito embora seja extremamente bem vindo o aporte de recursos privados, sejam eles nacionais ou estrangeiros, é fato notório que a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos é considerada estratégica a ponto de justificar a criação de um monopólio constitucional – em detrimento do regime de livre iniciativa que pautava o Texto Constitucional. Com efeito, a exploração de recursos energéticos é essencial à garantia de soberania nacional (art. 1º, inciso I e art. 170, inciso I, ambos da Constituição) e, nesse sentido, deve contar com a participação de empresas brasileiras.

Ademais, cumpre lembrar que cabe ao Estado incentivar a economia nacional, por meio de mecanismos de fomento (art. 174 da Constituição), buscando o desenvolvimento econômico e social (art. 3º, inciso II, da Constituição). Ou seja, há diretriz constitucional clara para a adoção de medidas que garantam o desenvolvimento local, inclusive por meio da absorção de tecnologia e experiências estrangeiras.

Ambos os aspectos convergem para a inclusão de disposições, no âmbito do PL nº 4.567/16, que estão voltadas a garantir a participação de empresas nacionais na exploração dos recursos do pré-sal.





Tal lógica é experimentada em outros setores, como radiodifusão e aviação civil, nos quais os aspectos estratégicos e de soberania nacional autorizam a imposição de determinados condicionamentos à participação de empresas estrangeiras. Frise-se: o setor de petróleo é tão ou mais estratégico, o que igualmente autoriza a adoção de medidas voltadas a assegurar a soberania nacional.

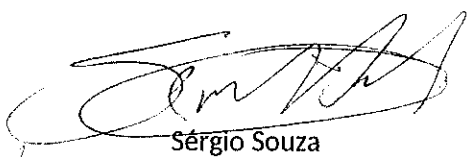
Nesse sentido, prevê-se que o consórcio encarregado da exploração do pré-sal seja composto de ao menos uma empresa nacional, a qual participará do processo seletivo conjuntamente com eventuais empresas estrangeiras – garantindo-se a observância do dever de licitar previsto no art. 37, inciso XXI, da Constituição. Veja-se que tal previsão não gera qualquer restrição às empresas estrangeiras, que serão livres para buscar parceiros nacionais e, assim, disputar as áreas que as interessem – e sem contar, necessariamente, com a participação da Petrobras na operação.

Também há previsão para disciplinar de forma mais detalhada a disputa conjunta de empresas, a fim de evitar situações que representem puramente empréstimo de qualificação técnica ou econômico-financeira. Assegura-se, assim, que todos os interessados contribuirão para a efetiva execução do futuro contrato.

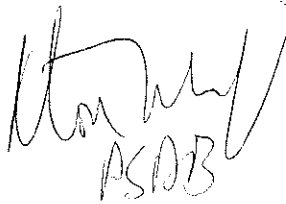
Diante desse contexto é muito importante a aprovação pelo Congresso Nacional das modificações ora propostas. Entretanto, não se deve perder a oportunidade para inserir nesse PL modificações que venham a beneficiar as empresas nacionais. O setor de petróleo e gás natural é estratégico e as reservas como as do pré-sal devem ser usadas para que empresas nacionais possam, em regime de consórcio com empresas mais experientes, absorver tecnologia e conhecimento na atividade de explorar e produzir petróleo e gás natural na área do pré-sal.

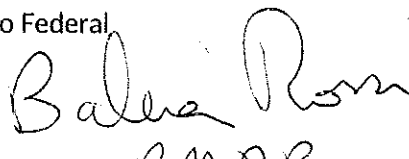
Nesse momento onde a Petrobras passa por grandes dificuldades seria muito importante para o país que a nova legislação sobre o Regime da Partilha introduzisse normas que zelam pela soberania nacional e o desenvolvimento econômico, da mesma forma que ocorre hoje em setores estratégicos, como aviação civil e radiodifusão. Dessa forma, a Petrobras, as empresas nacionais e as empresas estrangeiras poderiam juntas beneficiar toda a sociedade brasileira com as riquezas do pré-sal.

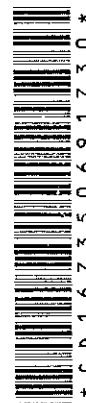
Sala de reunião 30 de 08 de 2016


Sérgio Souza

Deputado Federal


ASDB


Balena Rom
PMDB





10/11/12
EMP Nº 7

PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016
(Aposos os PLs nº 600, de 2015; nº 6.726, de 2013 e nº 4.973, de 2013)

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que estabelece a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela seja 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".

EMENDA Nº

Altera o art. 1º para incluir no art. 4º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, os parágrafos 3º, 4º e 5º, com a seguinte redação.

"Art. 4º

§ 3º As licitações no polígono do pré-sal de que tratam esta lei serão precedidas de avaliação técnica para se estimar o volume potencial de óleo equivalente recuperável em cada bloco.

§ 4º Bloco com estimativa de volume potencial de óleo equivalente recuperável acima de um bilhão de barris será considerado estratégico.

§ 5º No caso de bloco estratégico, conforme definido no § 4º, a Petrobras será obrigatoriamente a operadora e terá participação mínima de 30% (trinta por cento) no consórcio previsto no art. 20."

JUSTIFICAÇÃO

A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, estabeleceu a Petrobras como o único operador, sob o regime de partilha de produção, nos blocos do polígono do Pré-Sal. Estabeleceu, ainda, uma participação da empresa de, no mínimo, 30% no consórcio vencedor da licitação. A Figura 1 mostra a área desse polígono.



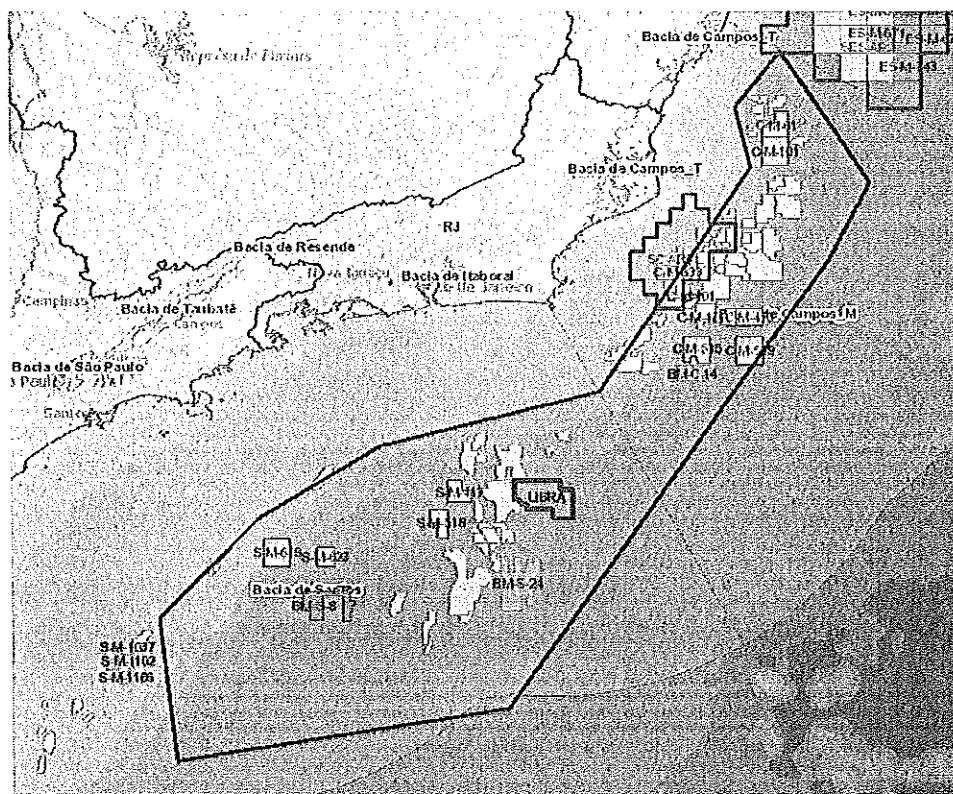


Figura 1 - Polígono do Pré-Sal.

O polígono do Pré-Sal, localizado na Plataforma Continental Brasileira, estende-se do litoral do Estado do Espírito Santo até Santa Catarina, em área de aproximadamente 149 mil km². Os limites dessa área foram definidos a partir de avaliações e interpretações geológicas.

A área de ocorrência do Pré-Sal, cujo potencial petrolífero não se iguala a nenhum outro descoberto até este momento, representa em torno de 2,3% do total das bacias sedimentares brasileiras, que totalizam 6,4 milhões de km², somando-se as bacias terrestres e marítimas.

Vale enfatizar, que apesar do seu alto potencial, existem áreas não estratégicas no polígono do Pré-Sal, que podem e devem ser desenvolvidas no curto prazo. Para isso, é, de fato, necessário promover alterações no atual marco legal, no sentido de permitir que áreas não estratégicas possam ser operadas por outras empresas. A Figura 2 mostra parte do Pré-Sal na Bacia de Santos.

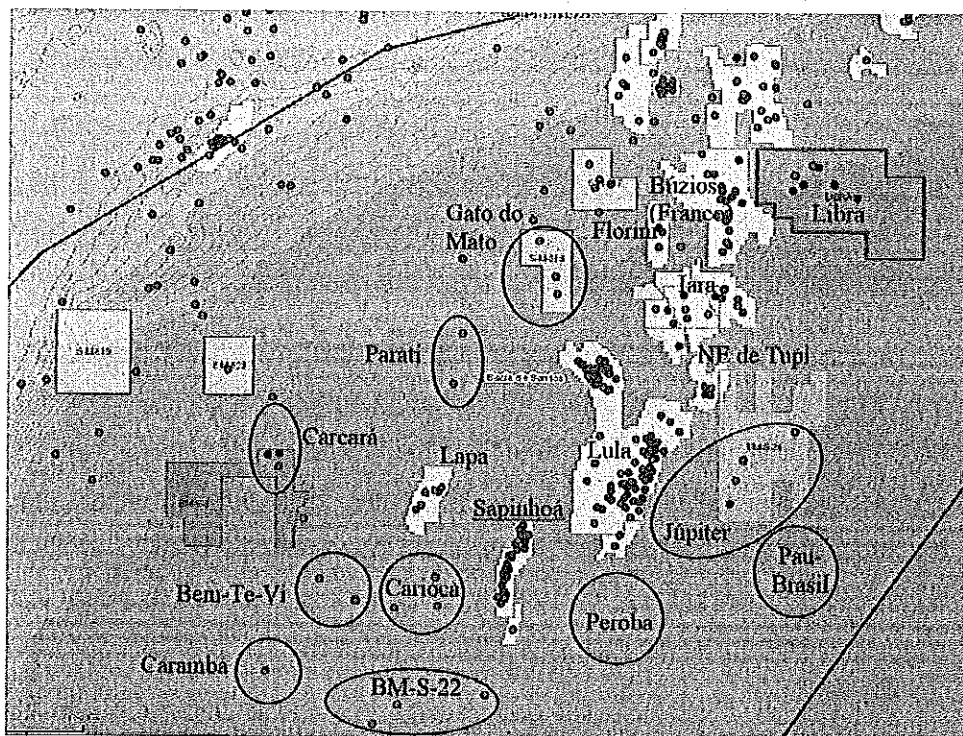


Figura 2 - Áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos.

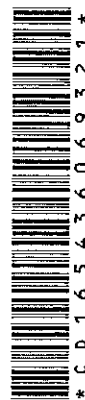
Várias áreas mostradas na Figura 2, mesmo estando localizadas na melhor área da Bacia de Santos, não devem ser consideradas estratégicas, haja vista que muitas delas já foram devolvidas à União pela própria Petrobras.

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE já autorizou a contratação de cinco áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos sob regime de partilha de produção. O bloco de Libra foi licitado em outubro de 2013. Nesse bloco, antes da licitação, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicou a existência de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões de barris equivalentes de petróleo¹.

Nas outras quatro áreas autorizadas para contratação direta da Petrobras, que são os excedentes da cessão onerosa de Franco (atual campo de Búzios), Lapa, Nordeste de Tupi e Florim, foram indicados pela ANP volumes recuperáveis de 9,8 a 15,2 bilhões de barris equivalentes de petróleo².

¹ <http://www.crea-am.org.br/src/site/noticia.php?id=2938>

² <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>



É importante destacar que, antes de haver a contratação sob regime de partilha de produção no Pré-Sal, têm sido divulgadas por órgãos do governo claras indicações dos potenciais volumes recuperáveis de cada área.

Em razão dos elevadíssimos volumes da carteira da Petrobras e do seu endividamento, a empresa tem sido muito seletiva na escolha das áreas do Pré-Sal a serem desenvolvidas. O foco da Petrobras tem sido os campos de Lula e Sapinhoá, as áreas da cessão onerosa e o bloco de Libra.

Nesse contexto, a área de Parati, onde ocorreu a descoberta do Pré-Sal, foi devolvida à ANP. Também já foram devolvidas, entre outras, as áreas de Caramba, Bem-Te-Vi e Carioca, todas mostradas na Figura 2. Essas devoluções decorreram, também, dos baixos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos dessas áreas, quando comparados com os volumes recuperáveis de campos como Lula e Búzios, e blocos como Libra, cada um com volumes recuperáveis superiores a 10 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Também foi devolvido à ANP o bloco BM-S-22, cujo operador era a Exxon. Nesse bloco, foram perfurados três poços, sendo um seco. Os baixos volumes recuperáveis foram decisivos para a devolução desse bloco.

Além das áreas devolvidas, que podem ser do interesse de outras empresas, também é importante mencionar que existem vinte áreas do Pré-Sal que precisam ser unitizadas, pois as jazidas já descobertas e perfuradas estendem-se por área da União. Entre essas áreas estão Carcará, Júpiter e Gato do Mato, localizadas na Bacia de Santos, mostradas na Figura 2, e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, a questão da unitização pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis. A grande maioria das jazidas na área da União apresentam volume recuperável inferior a 1 bilhão de barris equivalentes de petróleo cada uma.

Importa ressaltar que a Petrobras tem áreas a serem desenvolvidas muito mais estratégicas e produtivas do que Parati, Caramba, Carcará, Gato do Mato etc. Somente em seis áreas da cessão onerosa, a Petrobras tem, sozinha, uma carteira que pode chegar a 20 bilhões de barris recuperáveis.





É importante, então, que outras empresas passem a ter o direito de serem operadores nas áreas adjacentes às suas descobertas ou às descobertas pela Petrobras, muitas vezes em parceria com outras empresas. Se a estatal for dispensada de ser o operador e de ter uma participação mínima de 30% nessas áreas, deverão ser gerados empregos, renda e altos investimentos, no curtíssimo prazo, em muitas áreas com pequenas acumulações.

Esses investimentos, em áreas onde a Petrobras não tem interesse, vão gerar importante aumento na produção petrolífera nacional e um acréscimo de tributos e das receitas governamentais do setor, tais como royalties, participação especial e excedente em óleo.

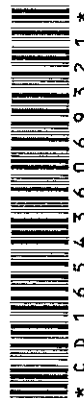
O Projeto de Lei – PL nº 4.567/2016, de autoria do Senado Federal, não entra no mérito quanto às características das áreas nem quanto às condições objetivas de a Petrobras poder ser a operadora. No entanto, tem o mérito de oferecer à estatal a preferência na operação.

Três outros projetos de lei foram apensados ao PL nº 4.567/2016. O PL nº 4.973/2013 propõe liberar a Petrobras da obrigação de ser a operadora de todos os blocos contratado sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio. Ao contrário do PL nº 4.567/2016, não se garante preferência à Petrobras.

O PL nº 6.726/2013 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 a descoberta do Pré-Sal, o Brasil tem condições de vir a ser importante exportador de petróleo. Nos países exportadores, com raras exceções, não se adota exclusivamente o regime de concessão como proposto. Dessa forma, no atual contexto nacional, não se julga adequado o PL nº 6.726/2013.

O PL nº 600, de 2015, promove alteração mais completa da Lei nº 12.351/2010 que o PL nº 4.973/2013. Ele contempla não apenas a revogação dos mesmos dispositivos da Lei nº 12.351/2010, prevista no PL nº 4.973/2013, mas também a adequação de outros dispositivos. Entretanto, ao contrário do PL nº 4.567/2016, não estabelece nenhum tipo de preferência à Petrobras.

Importa destacar que os Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 600/2015, nº 6.726/2013 e nº 4.973/2013 não apresentam dispositivos relativos à





definição de áreas estratégicas, à garantia de que áreas estratégicas sejam operadas pela Petrobras e às áreas unitizáveis, que se estendem por áreas da União. Assim sendo, eles deveriam ser alterados.

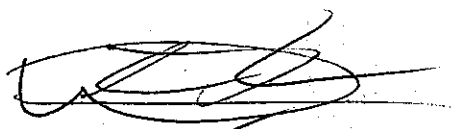
Ao contrário dessas proposições, a emenda ora apresentada garante que apenas áreas não estratégicas sejam operadas por empresas estrangeiras, mantendo sob controle da Petrobras as áreas estratégicas, caracterizadas por potencial de volume recuperável de petróleo igual ou maior que 1 bilhão de barris.

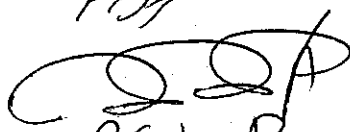
Como são muitas as áreas não estratégicas presentes no polígono do Pré-Sal, a emenda aqui proposta vai permitir o pleno desenvolvimento dessa província no curto prazo, com grande geração de emprego, renda e desenvolvimento do País. No entanto, será garantida à Petrobras a condição de operadora das áreas estratégicas do Pré-Sal. Contamos, então, com o apoio dos nobres Parlamentares para sua aprovação.

Sala das Sessões, em de de 2016.

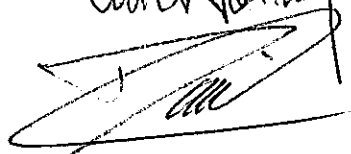
Deputado CELSO PANSERA

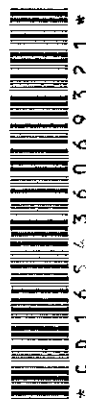
Enile Molloy
VICE-LÍDER P.T


PDI


PC do B

Chico Benício PSOL





PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016**(Aposos os PLs nº 600, de 2015; nº 6.726, de 2013 e nº 4.973, de 2013)**

"Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que estabelece a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela seja 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."

EMENDA Nº

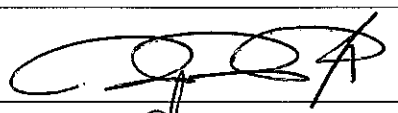
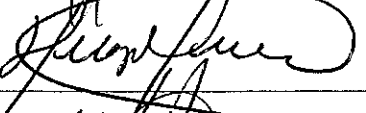
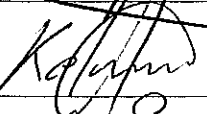
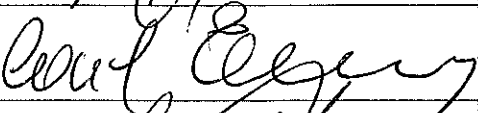
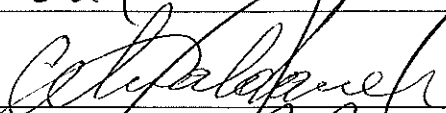
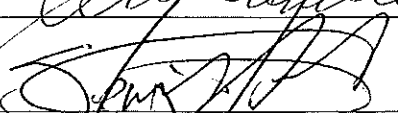
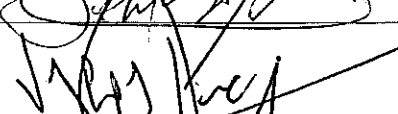
Altera o art. 1º para incluir no art. 4º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, os parágrafos 3º, 4º e 5º, com a seguinte redação.

"Art. 4º

§ 3º As licitações no polígono do pré-sal de que trata esta lei serão precedidas de avaliação técnica para se estimar o volume potencial de óleo equivalente recuperável em cada bloco.

§ 4º Bloco com estimativa de volume potencial de óleo equivalente recuperável acima de um bilhão de barris será considerado estratégico.

§ 5º No caso de bloco estratégico, conforme definido no § 4º, a Petrobras será obrigatoriamente a operadora e terá participação mínima de 30% (trinta por cento) no consórcio previsto no art. 20."

NOME DO PARLAMENTAR	PARTIDO/ESTADO	ASSINATURA
RUBENS PEREIRA	574	
Cliziane Jane	205	
HUGO LEAL	631	
Ksio MANIGORA	525	
Dep ANDRA	718	
CELSO MALDINER	311	
Sergio Lange	702	
Valkyrie Pereira	913	
Wesley Rocha	585	

PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016**(Aposos os PLs nº 600, de 2015; nº 6.726, de 2013 e nº 4.973, de 2013)**

"Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que estabelece a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela seja 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."

EMENDA Nº

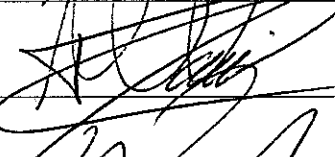
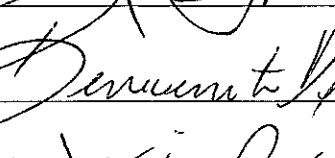
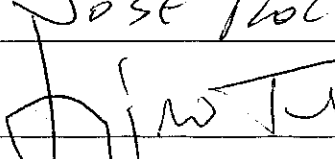
Altera o art. 1º para incluir no art. 4º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, os parágrafos 3º, 4º e 5º, com a seguinte redação.

"Art. 4º

§ 3º As licitações no polígono do pré-sal de que tratam esta lei serão precedidas de avaliação técnica para se estimar o volume potencial de óleo equivalente recuperável em cada bloco.

§ 4º Bloco com estimativa de volume potencial de óleo equivalente recuperável acima de um bilhão de barris será considerado estratégico.

§ 5º No caso de bloco estratégico, conforme definido no § 4º, a Petrobras será obrigatoriamente a operadora e terá participação mínima de 30% (trinta por cento) no consórcio previsto no art. 20."

NOME DO PARLAMENTAR	PARTIDO/ESTADO	ASSINATURA
JOÃO AZILDA	PMDB/PR	
DANIEL VILELA	PMDB/GO	
WALTER RIVIS	PMDB/AM	
ALEXANDRE SERAFIOTI	PMDB/RJ	
George Hilton	PROS/MG	
Jose Fogaça	PMDB/RS	
Osório Barciolo	PROS/IA	
Luiz Loda	PR/BA	
MIRRO TEIXEIRA	Rede/MT	

EMP N° 8

20/11/15

PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016
(Aposos os PLs nº 600, de 2015; nº 6.726, de 2013 e nº 4.973, de 2013)

Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que estabelece a participação mínima da Petrobras no consórcio de exploração do pré-sal e a obrigatoriedade de que ela seja 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".

EMENDA Nº _____

Altera o art. 1º para incluir no art. 4º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, os parágrafos 3º, 4º e 5º, com a seguinte redação

"Art. 4º

.....
§ 3º *As licitações no polígono do pré-sal de que tratam esta lei serão precedidas de avaliação técnica para se estimar o volume potencial de óleo equivalente recuperável em cada bloco.*

§ 4º *Bloco com estimativa de volume potencial de óleo equivalente recuperável acima de quinhentos milhões de barris será considerado estratégico.*

§ 5º *No caso de bloco estratégico, a Petrobras será obrigatoriamente a operadora e terá participação mínima de 30% (trinta por cento) no consórcio previsto no art. 20."*

JUSTIFICAÇÃO

A Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, estabeleceu a Petrobras como o único operador, sob o regime de partilha de produção, nos blocos do polígono do Pré-Sal. Estabeleceu, ainda, uma participação da empresa de, no mínimo, 30% no consórcio vencedor da licitação. A Figura 1 mostra a área desse polígono.

6

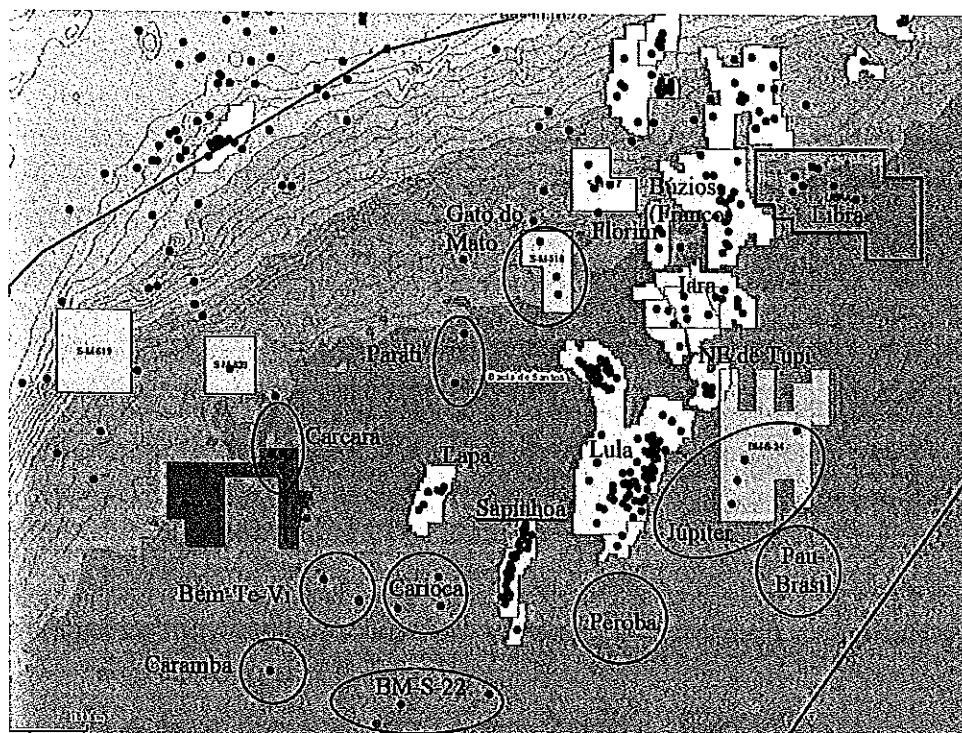


Figura 2 - Áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos.

Várias áreas mostradas na Figura 2, mesmo estando localizadas na melhor área da Bacia de Santos, não devem ser consideradas estratégicas, haja vista que muitas delas já foram devolvidas à União pela própria Petrobras.

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE já autorizou a contratação de cinco áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos sob regime de partilha de produção. O bloco de Libra foi licitado em outubro de 2013. Nesse bloco, antes da licitação, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP indicou a existência de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões de barris equivalentes de petróleo¹.

Nas outras quatro áreas autorizadas para contratação direta da Petrobras, que são os excedentes da cessão onerosa de Franco (atual campo de Búzios), Iara, Nordeste de Tupi e Florim, foram indicados pela ANP volumes recuperáveis de 9,8 a 15,2 bilhões de barris equivalentes de petróleo².

¹ <http://www.crea-am.org.br/src/site/noticia.php?id=2938>

² <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/volumes-excedentes-da-cessao-onerosa.htm>

É importante destacar que, antes de haver a contratação sob regime de partilha de produção no Pré-Sal, têm sido divulgadas por órgãos do governo claras indicações dos potenciais volumes recuperáveis de cada área.

Em razão dos elevadíssimos volumes da carteira da Petrobras e do seu endividamento, a empresa tem sido muito seletiva na escolha das áreas do Pré-Sal a serem desenvolvidas. O foco da Petrobras tem sido os campos de Lula e Sapinhoá, as áreas da cessão onerosa e o bloco de Libra.

Nesse contexto, a área de Parati, onde ocorreu a descoberta do Pré-Sal, foi devolvida à ANP. Também já foram devolvidas, entre outras, as áreas de Caramba, Bem-Te-Vi e Carioca, todas mostradas na Figura 2. Essas devoluções decorreram, também, dos baixos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos dessas áreas, quando comparados com os volumes recuperáveis de campos como Lula e Búzios, e blocos como Libra, cada um com volumes recuperáveis superiores a 10 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Também foi devolvido à ANP o bloco BM-S-22, cujo operador era a Exxon. Nesse bloco, foram perfurados três poços, sendo um seco. Os baixos volumes recuperáveis foram decisivos para a devolução desse bloco.

Além das áreas devolvidas, que podem ser do interesse de outras empresas, também é importante mencionar que existem vinte áreas do Pré-Sal que precisam ser unitizadas, pois as jazidas já descobertas e perfuradas estendem-se por área da União. Entre essas áreas estão Carcará, Júpiter e Gato do Mato, localizadas na Bacia de Santos, mostradas na Figura 2, e Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

Segundo o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, a questão da unitização pode destravar investimentos de R\$ 120 bilhões, devido ao potencial calculado entre 8 e 10 bilhões de barris de petróleo nas áreas unitizáveis. A grande maioria das jazidas na área da União apresentam volume recuperável inferior a 500 milhões de barris equivalentes de petróleo cada uma.

Importa ressaltar que a Petrobras tem áreas a serem desenvolvidas muito mais estratégicas e produtivas do que Parati, Caramba, Carcará, Gato do Mato etc. Somente em seis áreas da cessão onerosa, a

8

Petrobras tem, sozinha, uma carteira que pode chegar a 20 bilhões de barris recuperáveis.

É importante, então, que outras empresas passem a ter o direito de serem operadores nas áreas adjacentes às suas descobertas ou às descobertas pela Petrobras, muitas vezes em parceria com outras empresas. Se a estatal for dispensada de ser o operador e de ter uma participação mínima de 30% nessas áreas, deverão ser gerados empregos, renda e altos investimentos, no curtíssimo prazo, em muitas áreas com pequenas acumulações.

Esses investimentos, em áreas onde a Petrobras não tem interesse, vão gerar importante aumento na produção petrolífera nacional e um acréscimo de tributos e das receitas governamentais do setor, tais como royalties, participação especial e excedente em óleo.

O Projeto de Lei – PL nº 4.567/2016, de autoria do Senado Federal, não entra no mérito quanto às características das áreas nem quanto às condições objetivas de a Petrobras poder ser a operadora. No entanto, tem o mérito de oferecer à estatal a preferência na operação.

Três outros projetos de lei foram apensados ao PL nº 4.567/2016. O PL nº 4.973/2013 propõe liberar a Petrobras da obrigação de ser a operadora de todos os blocos contratado sob o regime de partilha de produção e de possuir participação de, no mínimo, 30% no consórcio. Ao contrário do PL nº 4.567/2016, não se garante preferência à Petrobras.

O PL nº 6.726/2013 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 a descoberta do Pré-Sal, o Brasil tem condições de vir a ser importante exportador de petróleo. Nos países exportadores, com raras exceções, não se adota exclusivamente o regime de concessão como proposto. Dessa forma, no atual contexto nacional, não se julga adequado o PL nº 6.726/2013.

O PL nº 600, de 2015, promove alteração mais completa da Lei nº 12.351/2010 que o PL nº 4.973/2013. Ele contempla não apenas a revogação dos mesmos dispositivos da Lei nº 12.351/2010, prevista no PL nº 4.973/2013, mas também a adequação de outros dispositivos. Entretanto, ao contrário do PL nº 4.567/2016, não estabelece nenhum tipo de preferência à

Petrobras.

Importa destacar que os Projetos de Lei nº 4.567/2016, nº 600/2015, nº 6.726/2013 e nº 4.973/2013 não apresentam dispositivos relativos à definição de áreas estratégicas, à garantia de que áreas estratégicas sejam operadas pela Petrobras e às áreas unitizáveis, que se estendem por áreas da União. Assim sendo, eles deveriam ser alterados.

Ao contrário dessas proposições, a emenda ora apresentada garante que apenas áreas não estratégicas sejam operadas por empresas estrangeiras, mantendo sob controle da Petrobras as áreas estratégicas, caracterizadas por potencial de volume recuperável de petróleo igual ou maior que 500 milhões de barris.

Como são muitas as áreas não estratégicas presentes no polígono do Pré-Sal, a emenda aqui proposta vai permitir o pleno desenvolvimento dessa província no curto prazo, com grande geração de emprego, renda e desenvolvimento do País. No entanto, será garantida à Petrobras a condição de operadora das áreas estratégicas do Pré-Sal. Contamos, então, com o apoio dos nobres Parlamentares para sua aprovação.

Sala das Sessões, em 30 de agosto de 2016.

Deputado CARLOS ZARATTINI – PT/SP

[Handwritten signatures and initials]
16 =
Der. Aguiar
(72)
B. Gas
PT
(58)

PARECER DO RELATOR, PELA COMISSÃO ESPECIAL, ÀS EMENDAS DE PLENÁRIO APRESENTADAS AO PROJETO DE LEI Nº 4.567, DE 2016.

O SR. JOSÉ CARLOS ALELUIA (DEM-BA. Para emitir parecer. Sem revisão do orador.) - Sr. Presidente Rodrigo Maia, Deputadas e Deputados, eu tive o privilégio de relatar esse projeto aprovado no Senado com o apoio dos Senadores da base do Governo. Excepcionalmente, um ou dois Senadores, entendendo que o acerto feito entre o Senado e a Presidente Dilma não era o adequado, votaram contra a matéria, mas houve quase a unanimidade.

Havia o entendimento por parte da Presidente Dilma de sancionar o projeto, que não faz nada mais, nada menos do que dizer o seguinte: a PETROBRAS não é obrigada, por opção dela, a fazer os investimentos que não lhe interessarem, seja onde for, inclusive no pré-sal.

Portanto, o que nós pretendemos aqui na Câmara, por orientação do meu partido, por orientação dos partidos da base do atual Governo do Presidente Michel Temer, é aprovar o projeto do Senador José Serra — que virou projeto do Senado — sem nenhuma alteração.

Eu tenho grande respeito pelos Deputados que apresentaram emendas, na tentativa de alterar a matéria, o que, evidentemente, desfiguraria o projeto.

Entendo que nenhuma das emendas deve ser acatada. Todas as emendas devem ser rejeitadas porque esse projeto, que só tem um objetivo, diz que a PETROBRAS não é obrigada a fazer investimentos que não sejam do seu interesse. E, se mudarmos qualquer coisa, se mudarmos qualquer vírgula, o projeto será desfigurado e terá que voltar ao Senado.

Portanto, o meu voto é pela rejeição de todas as emendas apresentadas, pela aprovação do projeto do Senado, sem alteração.