

Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal

**AVALIAÇÃO DA PROPOSTA PARA O MARCO
REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL**

Carlos Jacques
Francisco Eduardo Carrilho Chaves
Paulo Roberto Alonso Viegas
Paulo Springer de Freitas

TEXTOS PARA DISCUSSÃO **64**

ISSN 1983-0645

Brasília, outubro / 2009

Contato: *conlegestudos@senado.gov.br*

O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade dos autores e não representa posicionamento oficial do Senado Federal.

Os trabalhos da série "Textos para Discussão" estão disponíveis no seguinte endereço eletrônico:

http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm

Avaliação da Proposta para o Marco Regulatório do Pré-Sal

Carlos Jacques Vieira Gomes
Francisco Eduardo Carrilho Chaves
Paulo Roberto Alonso Viegas
Paulo Springer de Freitas¹

Este trabalho compreende um estudo sobre os projetos de lei (PL's) encaminhados pelo Poder Executivo à Câmara dos Deputados, que tratam do marco regulatório da exploração de petróleo na camada de pré-sal. As respectivas proposições, a seguir relacionadas, estão aqui identificadas pela numeração que receberam na Câmara dos Deputados (CD), onde ainda se encontram em discussão. São elas:

1ª) PL nº 5.938, de 2009, 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, altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências;*

2ª) PL nº 5.939, de 2009, que *autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – PETRO-SAL, e dá outras providências;*

3ª) PL nº 5.940, de 2009, que *cria o Fundo Social do Pré-sal, e dá outras providências;*

4ª) PL nº 5.941, de 2009, que *autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição, e dá outras providências.*

O estudo está dividido em duas partes, além do Sumário Executivo e das Considerações Finais. A Parte I resume os projetos e aborda as questões de natureza econômica e tecnológica, enquanto a Parte II dedica-se a analisar os aspectos jurídicos das proposições.

De forma geral, os conteúdos de cada Parte são auto-contidos, de forma que o leitor pode se dedicar à leitura de somente uma delas, sem prejuízo para a compreensão do texto. Assumindo o custo de tornar o conjunto do trabalho às vezes repetitivo, justamente para

¹ Consultores Legislativos do Senado Federal. Os autores agradecem os comentários de Marcos José Mendes e de Edmundo Montalvão, eximindo-os de responsabilidades pelos erros remanescentes.

permitir a leitura independente dos capítulos, alguns conceitos fundamentais – como custo e excedente em óleo, *royalties* e participação especial – são apresentados mais de uma vez no decorrer do texto.

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	9
Sobre o PL nº 5.938, de 2009, que dispõe sobre o regime de partilha	9
Sobre o PL nº 5.939, de 2009, que cria a Petro-Sal.....	12
Sobre o PL nº 5.940, de 2009, que cria o Fundo Social	14
Sobre o PL nº 5.941, de 2009, que dispõe sobre a capitalização da Petrobras	17
PARTE I – ASPECTOS ECONÔMICOS RELACIONADOS AOS PROJETOS DO PRÉ-SAL	20
1. Introdução	20
2. Os contratos de partilha de produção.....	22
2.1. Aspectos gerais.....	22
2.1.1. Origem histórica do contrato de partilha de produção	22
2.1.2. Definição do contrato de partilha de produção.....	22
2.1.3. O custo em óleo (<i>cost oil</i>) e o excedente em óleo (<i>profit oil</i>)	23
2.1.4. Rentabilidade estatal no contrato de partilha de produção	24
2.1.5. Renda estatal <i>ex ante</i> e <i>ex post</i>	25
2.1.6. O contrato de partilha de produção exige uma nova empresa estatal? 25	
2.1.7. Introdução de <i>royalties</i> no contrato de partilha de produção	26
2.1.8. Imposto de renda.....	27
2.1.9. Expertise para negociação e monitoramento do contrato de partilha 27	
2.1.10. Possibilidade de contestação judicial dos contratos	29
2.1.11. Partilha de produção e <i>joint venture</i> entre Estado e contratado	29
2.1.12. Partilha de produção e maturidade institucional.....	30
3. O Projeto de Lei nº 5.938, de 2009, que dispõe sobre a partilha de produção.....	31
3.1. Introdução.....	31
3.2. Resumo	32
3.3. Pontos positivos.....	34
3.3.1. Alteração no critério de vencedor dos leilões, de maior lance para bônus de assinatura, para maior parcela do governo no óleo excedente 35	
3.3.2. Individualização de campos vizinhos a campos não licitados ou partilhados 37	
3.4. Questões controversas	38
3.4.1. Benefícios concedidos à Petrobras	38

3.4.2. A participação da Petro-Sal nos comitês operacionais.....	44
3.4.3. O petróleo extraído passa a ser propriedade do governo.....	48
3.4.4. Papel da ANP no novo marco regulatório	51
3.4.5. Requerimentos de conteúdo local.....	52
3.4.6. Necessidade de <i>expertise</i> por parte do Estado.....	53
3.4.7. Formação de <i>joint ventures</i>	54
3.4.8. Alteração do regime de concessão para o de partilha.....	54
3.5. Aspectos do regime de partilha que deveriam estar previstos em lei, e não em contratos.....	55
4. Sobre o PL nº 5.939, de 2009, que cria a Petro-Sal.....	57
4.1. Introdução.....	57
4.2. Resumo.....	57
4.3. Pontos controversos.....	59
4.3.1. Há necessidade de se criar uma nova estatal?	59
4.3.2. A Petro-Sal será capaz de exercer adequadamente suas atividades? 60	
5. Sobre o PL nº 5.940, de 2009, que cria o Fundo Social.....	63
5.1. Introdução.....	63
5.2. Resumo.....	63
5.3. Análise.....	65
5.3.1. Sobre o mérito de se instituir um fundo.....	65
5.3.2. Características do Fundo Social.....	67
5.3.3. O uso da arrecadação de <i>royalties</i> como fonte de receitas do Fundo Social 69	
5.3.4. Necessidade de poupança e sustentabilidade do fundo <i>versus</i> perfil “gastador” do governo.....	70
5.3.5. Contratação de instituições financeiras federais e participação em fundo de investimento específico	71
5.3.6. Concentração de recursos na Presidência da República.....	72
5.3.7. Engessamento dos gastos.....	72
5.3.8. Ausência de remuneração para membro do Conselho do Fundo Social 73	
6. Do PL nº 5.941, de 2009, que trata da capitalização da Petrobras	73
6.1. Introdução.....	73
6.2. Resumo.....	74
6.3. Análise.....	75
6.3.1. O preço dos direitos de exploração cedidos à Petrobras	76
6.3.2. O pagamento pela cessão onerosa de direitos de exploração	78

6.3.3. A cobrança de participações governamentais.....	78
6.3.4. A regulação dos acordos de individualização da produção	79
6.3.5. Prazo para a União ceder onerosamente à Petrobras o direito de exploração	79
6.3.6. A subscrição de ações da Petrobras	80
PARTE II – ASPECTOS DE CUNHO EMINENTEMENTE JURÍDICO	
RELACIONADOS AOS PROJETOS DO PRÉ-SAL	81
1. Introdução	81
2. Análise	81
2.1. O Projeto de Lei nº 5.938, de 2009, que dispõe sobre o regime de partilha	84
2.1.1. A instituição do sistema de partilha de produção	85
2.1.2. O tratamento diferenciado concedido à Petrobras, em detrimento dos agentes econômicos que com ela disputam o mercado	89
2.1.3. Conclusões	96
2.2. O Projeto de Lei nº 5.939, de 2009, que cria a Petro-Sal.....	96
2.2.1. Constitucionalidade, conveniência e oportunidade da criação da Petro-Sal	96
2.2.2. Conclusões	100
2.3. O Projeto de Lei nº 5.940, de 2009, que cria o Fundo Social	101
2.3.1. Aspecto formal constitucional da criação do Fundo Social	101
2.3.2. Outros aspectos relevantes do Projeto de Lei	101
2.4. O Projeto de Lei nº 5.941, de 2009, que dispõe sobre a capitalização da Petrobras	103
2.4.1. Constitucionalidade do Projeto de Lei.....	103
2.4.2. Outros aspectos relevantes do Projeto de Lei	104
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	106

SUMÁRIO EXECUTIVO

Este sumário apresenta os principais pontos polêmicos, em relação ao mérito e a aspectos diversos - econômicos, jurídicos, legais e constitucionais - de cada projeto de lei.

Sobre o PL nº 5.938, de 2009, que dispõe sobre o regime de partilha

As principais propostas do PL nº 5.938, de 2009, são:

i) introduzir o contrato de partilha de produção² para as áreas do pré-sal e as declaradas estratégicas³ pelo Governo Federal;

ii) conceder à Petrobras o monopólio de operação⁴ de todos os blocos⁵ contratados sob o regime de partilha de produção – que alcançará as áreas do pré-sal e as declaradas estratégicas pelo Governo Federal -, bem como o de pré-exploração e comercialização do petróleo da União;

iii) em decorrência dos contratos de partilha, garantir para a União a propriedade do óleo extraído, que será repartido com o contratado que fizer a sua exploração, conforme regras definidas nos editais de licitação;

iv) permitir a participação de outras empresas na exploração e produção de petróleo, desde que a Petrobras participe com, no mínimo, 30% do consórcio a ser formado, em todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção;

² Partilha de Produção é o regime de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, no qual o contratado para fazer a operação do bloco exploratório exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial,

³ As chamadas “áreas estratégicas” correspondem às regiões 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.

⁴ A “operação” abrange a condução e a execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção.

⁵ Blocos equivalem aos objetos das licitações de exploração de petróleo. Segundo a Lei nº 9.478, de 1998, correspondem às partes de uma bacia sedimentar, formadas 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;

v) definir atribuições da empresa pública que irá gerir os contratos de partilha de produção, com destaque para o poder de indicar metade dos membros dos conselhos operacionais, que serão responsáveis pela administração dos consórcios;

vi) alterar as regras de leilões para definir o direito de exploração, que passam a se basear na parcela do excedente de óleo que caberá à União;

vii) definir novas regras para individualização da produção.

Analisando essas propostas, cabe destacar, inicialmente, que os argumentos utilizados a favor da partilha – maior participação e controle do governo – são um tanto frágeis, ou parcialmente incorretos. Regimes de concessão e de partilha podem gerar receitas semelhantes para o governo - tudo depende das alíquotas estipuladas para as participações governamentais (*royalties*, participações especiais, ou outras modalidades de pagamento ao governo – “Government Take”).

Quanto ao controle, pode-se entendê-lo de duas formas: auditoria das empresas, e controle sobre o destino do óleo extraído. Em relação à auditoria, ambos os sistemas permitem ter semelhante grau de controle, bastando haver uma agência reguladora forte, capaz de regular e fiscalizar adequadamente o setor⁶.

Ainda, para controlar o uso do óleo extraído, não é necessário que o governo seja proprietário desse óleo. Um sistema adequado de tributação e subsídios é capaz de gerar os mesmos resultados, porém com maior transparência e menores custos de transação. Corre-se o risco de a propriedade do óleo, pela União, transformar-se em instrumento escamoteado de política industrial: a União revenderia o óleo a preços abaixo dos de mercado para setores que entendesse serem merecedores de benefícios.

Os principais pontos controversos do PL são:

i) a série de vantagens concedidas à Petrobras, que passa a: ser **operadora exclusiva de toda a área do pré-sal** e da que venha a ser declarada estratégica; ter participação mínima de 30% em qualquer consórcio formado; ter exclusividade nas atividades de avaliação de potencial de campos e comercialização do óleo pertencente à União;

⁶ A afirmação é de que é possível se ter uma agência forte, não obstante se entenda que o mecanismo de funcionamento das agências pode, também, ser falho, sofrendo a influência de interesses pessoais de seus gestores – eles podem buscar uma aproximação com os agentes controlados, tendo a intenção de obter uma posição futura em seus quadros.

ii) a participação da Petro-Sal na gestão dos consórcios. A Petro-Sal, apesar de não incorrer em riscos e nem aportar capital, terá o poder de indicar metade dos membros, incluindo o presidente, dos comitês operacionais, que serão responsáveis pela administração dos consórcios;

iii) o contrato de partilha não tem previsão constitucional. De acordo com o art. 176 de nossa Carta Magna, a pesquisa e a lavra de nossos recursos minerais somente poderão ser efetuadas mediante autorização ou concessão da União, garantindo ao concessionário o produto da lavra. Já o contrato de partilha prevê que o produto da lavra pertencerá à União;

iv) Além dos problemas de mérito, o **privilégio** dado à Petrobras é **flagrantemente inconstitucional**, pois violam:

- o **valor social da livre iniciativa**, um dos fundamentos de nossa República – adoção do sistema capitalista (art. 1º, IV);

- a **valorização da livre iniciativa**, como um dos fundamentos da ordem econômica – promoção do empreendedorismo (art. 170, *caput*);

- dois **princípios** da ordem econômica: **propriedade privada e livre iniciativa** (incisos II e IV do art. 170);

- o direito assegurado a todos, de exercer livremente qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei, que, **inapelavelmente, deve obedecer à Constituição** (parágrafo único do art. 170);

- o art. 173, inciso II, que sujeita a empresa pública, a sociedade de economia mista e suas subsidiárias que explorem atividade econômica de produção ou comercialização de bens ou de prestação de serviços ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários.

- o **princípio constitucional da livre concorrência** (art. 170, inc. IV).

A principal consequência das alterações descritas nos itens *i* e *ii* acima, referente ao marco regulatório atual, será desestimular a entrada do capital privado no setor. Isso não quer dizer que as empresas privadas necessariamente deixarão de participar da exploração do pré-sal. Mas serão, provavelmente, em número inferior ao que ocorreria em um

ambiente mais amigável. Certamente, essas empresas farão propostas mais tímidas nos leilões de licitação, fazendo com que a arrecadação do governo diminua.

As principais inovações positivas contidas no PL são: definição de regras para individualização de campos, quando parte da área envolvida não estiver licitada; e alteração das regras dos leilões, fazendo com que o licitante vencedor seja o que oferecer maior percentual do excedente de óleo. Destaca-se que, com as devidas adaptações, essas inovações podem ser estendidas para o marco regulatório atual, baseado no regime de concessões.

De uma forma geral, os regimes de partilha e de concessão podem gerar resultados semelhantes, tanto no que diz respeito à arrecadação, quanto ao controle por parte do governo. Não há, portanto, por que excluir um ou outro, de forma que o PL poderia introduzir a possibilidade de criação de regime de partilha, sem extinguir a possibilidade de concessões para as áreas do pré-sal e as consideradas estratégicas. O ideal, contudo, é que blocos dentro de um mesmo campo sejam licitados sob o mesmo regime. Isso facilita acordos de individualização e reduz a probabilidade de litigância de má fé por parte das empresas, que poderiam ir ao judiciário requerer isonomia de tratamento sempre que um regime se mostrasse, ainda que temporariamente, mais vantajoso que outro.

Destaca-se ainda que, caso o regime de partilha venha a prosperar, seria adequado alterar o projeto de lei de forma a estipular, em lei, parcela mínima de excedente em óleo destinado à União, um teto para o custo em óleo, e maior detalhamento sobre quais os custos elegíveis – e sua velocidade de apropriação – a serem incorporados no cálculo do custo em óleo.

Sobre o PL nº 5.939, de 2009, que cria a Petro-Sal

O Projeto de Lei (PL) nº 5.939, de 2009, autoriza o Poder Executivo a criar a Petro-Sal. Trata-se de uma empresa pública, constituída sob a forma de sociedade anônima e vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que terá por objetivos a gestão dos contratos de partilha de produção e a gestão de contratos de comercialização do petróleo pertencente

à União⁷. A Petro-Sal deverá atuar como representante e defensora dos direitos da União nos consórcios formados para a execução da partilha de produção.

Sob o aspecto formal, do ponto de vista dos direitos constitucional e administrativo, não se identificaram inconstitucionalidades e antijuridicidades no PL nº 5.939, de 2009. O debate deve se concentrar sobre o mérito do projeto, que envolve duas questões interconectadas, porém distintas. A primeira questiona se é necessário criar uma nova estrutura – e todos os custos dela decorrente – para atingir os objetivos propostos. A segunda é se a Petro-Sal conseguirá, de fato, implementar os objetivos propostos.

A Petro-Sal terá como objetivos primordiais fiscalizar as empresas que exploram o pré-sal e controlar a produção e comercialização do petróleo pertencente à União. O regime de partilha requer maior fiscalização porque a União é remunerada por parcela do óleo excedente, que se constitui no volume de óleo extraído, descontada parte entregue ao contratado para ressarcir-lo dos custos de operação. Na ausência de fiscalização rigorosa, o contratado tem incentivo de inflar indevidamente seus custos e, com isso, absorver maior parcela do óleo produzido. Entretanto, controle similar já é feito pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que realiza, inclusive, auditorias nos custos das empresas. Pode-se questionar se uma adaptação nas atividades de fiscalização da ANP não resolveria adequadamente o problema, a custos inferiores, em particular, se fiscais da agência passassem a atuar diretamente dentro das empresas petroleiras.

Em relação aos controles sobre o volume de produção e sobre a comercialização, se considerados oportunos, eles podem ser materializados por meio de outros instrumentos que não a criação da Petro-Sal. Entre os instrumentos, destacam-se: impostos sobre exportações, imposição de cotas de exportação ou criação de subsídios para executar uma política industrial.

Caso, entretanto, o Estado resolva comercializar ou estocar o petróleo, será necessário utilizar os serviços de uma empresa estatal. Isso porque tais atividades constituem-se em atividades econômicas, as quais, nos termos dos arts. 170, parágrafo único, e 173, § 1º, da Constituição, somente podem ser exercidas por empresas privadas ou por empresas estatais, que são pessoas jurídicas de direito privado.

Como a ANP não é uma empresa estatal e sim uma agência reguladora, não se admite, do ponto de vista jurídico-constitucional, que ela realize, diretamente, a

⁷ No regime de partilha de produção, a União, em vez de receber sua participação em reais, recebe em óleo.

comercialização ou estocagem do petróleo de propriedade da União. Ainda assim, a comercialização do petróleo poderia ser feita por meio da Petrobras; ou, ainda, a União poderia promover licitação para que uma empresa privada comercialize o petróleo do Estado. Essa empresa privada poderia ser o próprio explorador do campo de petróleo. Dessa forma, a criação de uma nova estatal é apenas uma opção.

Outra questão a ser colocada reside na possibilidade de o Estado arcar com custos de investimento, pesquisa e exploração do campo de petróleo, no modelo de partilha de produção chamado *joint venture*, previsto no art. 6º, parágrafo único, do PL nº 5.938, de 2009. Nesse caso, o Estado deverá realizar sua parceria com o contratado privado, necessariamente, por meio de uma empresa estatal, a qual poderá ser a Petrobras, não sendo necessária a criação de uma nova estatal.

Em conclusão quanto a esse ponto, não há necessidade, conveniência e mesmo constitucionalidade, por ausência de relevante interesse coletivo, na criação da Petro-Sal⁸.

Há dúvidas quanto à capacidade de a Petro-Sal implementar as políticas propostas. Existe a possibilidade de ela ser politicamente loteada, o que vai tirar a sua capacidade técnica de atuação. Outra possibilidade é a Petro-Sal vir a ser capturada pelos interesses da Petrobras, que não só será muito poderosa no novo modelo, como também é a entidade que formou a quase totalidade dos profissionais aptos a atuar na direção e operação da Petro-Sal. Como a Petrobras será operadora e sócia de todos os consórcios, ela terá todo incentivo para sonegar informações à Petro-Sal, de modo a aumentar seu lucro e reduzir os repasses ao governo.

Sobre o PL nº 5.940, de 2009, que cria o Fundo Social

O Fundo Social (FS) terá como objetivos constituir poupança pública de longo prazo, e oferecer fonte regular de recursos para projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental. O FS tem também como objetivo mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas

⁸ Observe-se que a inconstitucionalidade decorrente da ausência de interesse público não é inconsistente com a conclusão anteriormente apresentada de que os aspectos formais do projeto atendem aos preceitos constitucionais.

atividades de produção e exploração de petróleo (cujo preço no mercado internacional é bastante variável).

Quanto à política de aplicação de recursos, o projeto de lei prevê como objetivos a busca de rentabilidade, segurança e liquidez das aplicações, e assegurar sua sustentabilidade financeira. Essa política será realizada pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social – CGFFS, cuja composição e funcionamento serão estabelecidos por ato do Poder Executivo. O projeto dispõe, ainda, que os membros do CGFFS não farão jus à percepção de qualquer remuneração pelo desempenho de suas funções, e as respectivas despesas de operacionalização serão custeadas pelo próprio FS.

A gestão do Fundo caberá a dois órgãos. O Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social (CGFFS) estabelecerá as diretrizes referentes às aplicações dos recursos. Já o Conselho Deliberativo do Fundo Social (CDFFS), que contará com participação de representantes da sociedade civil e da administração pública federal, será responsável por estabelecer a prioridade e a destinação dos recursos resgatados do FS. Assim como no caso do CGFFS, os membros do CDFFS não farão jus a qualquer forma de remuneração.

Salvo melhor juízo, não se verificaram inconstitucionalidades ou injuridicidades na proposição, ressalvada a sua estreita vinculação com o modelo preconizado no PL nº 5.938, de 2009, cujos problemas já foram evidenciados.

A proposta de se criar um fundo com recursos oriundos da exploração do petróleo é mais do que meritória. A prática é adotada em quase todos os países que dispõem de reservas abundantes de algum recurso mineral, não necessariamente petróleo. Esses fundos podem ter como objetivo acumular poupança, de forma a permitir que gerações futuras usufruam dos benefícios gerados pela extração do petróleo; ou estabilizar a economia, de forma a mitigar os impactos da volatilidade do preço do petróleo sobre o nível de atividade.

Ao que parece, o FS terá a função primordial de ser um fundo de poupança, apesar de o PL estabelecer que o FS terá também o objetivo de mitigar os efeitos das variações de preços do petróleo sobre a economia nacional. É preferível que o FS seja, de fato, um fundo de poupança. Em primeiro lugar, o Brasil é uma economia bastante diversificada, de forma que oscilações do preço do petróleo não deverão impactar tão severamente as receitas governamentais no futuro. Adicionalmente, em comparação com os fundos de estabilização, fundos de poupança dificultam (embora não impeçam) atitudes fiscais

irresponsáveis. Por fim, o Brasil possui diversas carências estruturais, que, para serem sanadas, vão requerer investimentos contínuos e de longo prazo, independentemente dos ciclos econômicos. Os fundos de poupança são mais adequados para financiar esses dispêndios, justamente por oferecerem um fluxo regular, e de longo prazo, de recursos.

Cabe discutir, entretanto, o mérito de aplicar os recursos do FS em diversas áreas, como combate à pobreza, educação, ciência e tecnologia e sustentabilidade ambiental. Ao permitir a dispersão do uso, aumenta-se a probabilidade de mudanças de orientação de gastos, gerando problemas similares ao de obras paradas.

Discute-se muito a possibilidade de o pré-sal vir a provocar, no Brasil, aquilo que se denomina por “doença holandesa”, que corresponde à desindustrialização e menor diversificação de economias que se tornam grandes exportadoras de recursos minerais. A doença holandesa ocorre porque o fluxo intenso de divisas decorrente das exportações provoca uma apreciação da taxa de câmbio, que faz com que a indústria local perca competitividade.

Para evitar (ou pelo menos atenuar) a doença holandesa, deve-se investir em aumento de produtividade dos setores exportadores (ou que competem com importações) não ligados ao petróleo. Por isso, o uso dos recursos em educação, desenvolvimento tecnológico e infra-estrutura podem contribuir fortemente para evitar a doença holandesa no Brasil. Simetricamente, canalizar recursos para erradicação da pobreza aumenta a probabilidade de ocorrência da doença holandesa no País, pois estimula o consumo de bens não-comercializáveis (basicamente serviços), o que gera elevação interna de preços e conseqüente valorização do câmbio real.

Sobre os pontos polêmicos do PL, questiona-se o excesso de poder dado ao Comitê Gestor. O PL deveria estabelecer parâmetros mínimos referentes à aplicação de recursos, bem como a política de saques. Deveria haver maior participação do Congresso Nacional nas definições de metas de aplicação e resgate de recursos do Fundo Social.

O projeto de lei prevê a possibilidade de contratação de instituições financeiras federais para a aplicação de recursos financeiros do Fundo Social. Não há por que restringir a contratação aos bancos federais. A contratação dos serviços bancários deveria ser feita mediante licitação.

De acordo com o projeto de lei, o Fundo será subordinado à Presidência da República, o que lhe confere um volume substancial de recursos que poderá ser usado para

barganhas políticas, concentrando mais poder em suas competências. Isso reforça ainda mais a necessidade de a Lei prever, com maior precisão, os critérios de saques e de aplicações dos fundos.

Deve-se questionar, também, a proibição de remunerar os membros do Comitê Gestor e do Conselho Deliberativo. Presume-se que é necessário algum tipo de capacitação para participar desses órgãos e que os membros terão de dedicar tempo para as atividades, analisando relatórios, participando de reuniões, propondo sugestões, etc. Não há por que ser um trabalho não-remunerado. Isso aumenta a probabilidade de indivíduos incompetentes ou mal-intencionados se dedicarem às atividades.

É importante ficar atento para possível inconsistência em relação ao novo fundo previsto nos artigos 9º e 10, que terá por finalidade promover a aplicação em ativos no Brasil e no exterior. Provavelmente, trata-se do fundo previsto no art. 6º de Projeto de Lei nº 5.938, de 2009, que regula o contrato de partilha, destinado a fazer investimentos na área do pré-sal. O PL nº 5.938 estabelece que tal fundo será criado por lei, enquanto o fundo previsto nos artigos 9º e 10 do PL nº 5.940, de 2009, será criado por ato da União.

Sobre o PL nº 5.941, de 2009, que dispõe sobre a capitalização da Petrobras

O Projeto de Lei em questão procura estruturar e autorizar a seguinte operação financeira:

- 1) O Tesouro Nacional emite títulos públicos e, com eles, integraliza capital da Petrobras.
- 2) A Petrobras compra, da União, o direito de explorar 5 bilhões de barris, pagando com títulos públicos (títulos do Tesouro).
- 3) Como resultado, a Petrobras teria a garantia de uma área de alto potencial produtivo para ser explorada, sem que isso tenha exigido que a empresa buscasse recursos próprios ou empréstimos no mercado para adquirir tal direito. Se todas as operações forem corretamente precificadas, o Tesouro, não terá sua situação alterada: os títulos que emitiu são cancelados, e a maior quantidade de ações da Petrobras de que agora dispõe compensa o fato de a União ter aberto mão de direitos sobre os 5 bilhões de barris de petróleo.

Sob o prisma da constitucionalidade, o projeto, ao autorizar a cessão onerosa, **sem licitação**, dos direitos de exploração de até cinco bilhões de barris, promove injustificado favorecimento da Petrobras. Aproveitam-se integralmente os argumentos apresentados quando da análise do PL nº 5.938, de 2009, relativos à concessão de tratamento diferenciado em prol da Estatal e, na outra ponta, em menoscabo das empresas particulares que concorrem ou possam querer concorrer com ela no mercado.

Além da ausência de licitação, o PL não estabelece parâmetros mínimos para a precificação da cessão onerosa. Há o receio, assim, de que essa avaliação possa ser excessivamente favorável ou desfavorável aos acionistas da Petrobras, dependendo do valor que será efetivamente pago pela cessão de direitos. No primeiro caso, o fato representará uma transferência de riqueza, da União para os acionistas da estatal, dos quais, mais de 60% são do setor privado. No segundo caso, haverá prejuízo para esses acionistas.

Os títulos públicos usados na capitalização da Petrobras poderão ser usados, segundo o projeto de lei, para que a empresa adquira o direito de exploração de até cinco bilhões de barris de petróleo. Dependendo do **período transcorrido entre a capitalização da Petrobras e a efetivação da cessão onerosa do direito de exploração**, o valor de mercado dos títulos pode variar substancialmente, o que, por sua vez, pode implicar perdas ou ganhos para a empresa. Destaca-se que o Projeto de Lei nada dispõe sobre esse período.

O Projeto de Lei silencia quanto à cobrança de participação especial, gerando dúvidas se essa participação governamental será cobrada, ou não, na respectiva exploração de petróleo. O projeto é igualmente omissivo com relação a outras receitas governamentais, como o bônus de assinatura e a chamada “parcela de óleo excedente”. De acordo com o PL nº 5.938, de 2009, todas as áreas sujeitas à partilha estão sujeitas ao pagamento de participação especial, bônus de assinatura e parcela de óleo excedente. É cabível a interpretação de que o PL nº 5.941, caso venha a ser sancionado por último, implicitamente revoga os dispositivos do PL nº 5.938 referentes às participações governamentais nas áreas em que houve cessão onerosa do direito de exploração.

O Projeto de Lei limita em 12 meses, a contar da publicação da lei, o prazo para que a União ceda onerosamente o direito de exploração à Petrobras. Caso isso não ocorra, haverá então somente a capitalização da empresa, ou toda a operação será revertida? Em princípio, o projeto de lei não vincula a capitalização à cessão onerosa. Mas a capitalização da Petrobras pura e simples, sem a cessão onerosa, trará impactos substanciais para a

dívida pública mobiliária, tendo em vista que, em algum momento, a empresa venderá os títulos para financiar seus investimentos.

Caso venha a utilizar todos os recursos provenientes da capitalização para a aquisição de direitos de exploração, a Petrobras continuará sem capital para enfrentar os custos de explorar e operar campos em toda a área do pré-sal. É verdade que poderá atrair mais empréstimos, por se tratar de um devedor com maior capacidade de pagamentos. Mas isso pode ser insuficiente.

Como é praticamente impossível delimitar uma área que contenha exatamente a quantidade de barris estipulada, o projeto deveria prever como ocorrerá a exploração no caso de o campo possuir mais de cinco bilhões de barris. Essa exploração se dará por regime de partilha? Quais as receitas governamentais devidas? A Petrobras deverá pagar um bônus de assinatura para explorar o petróleo excedente? São pontos importantes que o projeto deveria incorporar.

PARTE I – ASPECTOS ECONÔMICOS RELACIONADOS AOS PROJETOS DO PRÉ-SAL

1. INTRODUÇÃO

Esta Parte analisará, separadamente, os aspectos econômicos e técnicos de cada um dos quatro projetos enviados no início de setembro pelo Poder Executivo para dispor sobre o marco regulatório da exploração na camada do pré-sal.

Além desta Introdução, esta Parte está dividida em cinco capítulos, auto-contidos, que podem ser lidos independentemente dos demais. O próximo capítulo descreve o regime de partilha de forma genérica, mostrando os diferentes arranjos existentes para essa modalidade de contrato e comparando-a com regimes de concessão. O Capítulo 3 trata do modelo de partilha de produção que se quer implementar no Brasil, nos termos do Projeto de Lei nº 5.938, de 2009. Os outros capítulos analisam os demais projetos de lei. Antes de iniciá-los, gostaríamos de fazer dois comentários.

O primeiro, referente aos termos utilizados. Os quatro projetos dispõem sobre a exploração e produção de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos. Entretanto, com o objetivo de facilitar a leitura, utilizaremos os termos “petróleo” ou “óleo” para nos referirmos ao conjunto de hidrocarbonetos objeto do PL, incluindo o gás. Quando houver necessidade de utilizar o termo petróleo em seu sentido mais estrito, explicitaremos que a referência não abrange os demais hidrocarbonetos fluidos.

Em relação à técnica legislativa, recomendamos a tramitação conjunta de todos os projetos, ou, pelo menos, dos PL nºs 5.938, 5.939 e 5.941. A tramitação conjunta permitiria a elaboração de um texto mais harmonizado e evitaria a aprovação de leis que pudessem se tornar inócuas. É possível, por exemplo, que o PL nº 5.939 seja aprovado, criando a Petro-Sal, mas que o PL nº 5.938 seja rejeitado, fazendo com que não seja introduzido o regime de partilha. O PL nº 5.941 prevê que a Petrobras pagará somente os *royalties* sobre o petróleo extraído nas áreas em que ocorreu a cessão onerosa. Já o PL nº 5.938 prevê que todo contrato de partilha deverá pagar, para o governo, bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e parcela do óleo excedente. O que efetivamente será pago dependerá, portanto, da ordem de publicação das eventuais leis que venham a ser criadas,

dado que a lei de publicação posterior revogará tacitamente o conteúdo da outra que com ela esteja em desacordo.

Ainda em relação à técnica legislativa, o ideal seria incluir o conteúdo dos projetos – caso se entenda mereçam ser aprovados – na Lei nº 9.478, de 1997, conhecida como Lei do Petróleo. Isso porque os projetos tratam de uma série de providências que têm forte interseção com o disposto na Lei do Petróleo, como a regulação de individualização de campos ou a definição de atribuições para a ANP e para o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

2. OS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

2.1. Aspectos gerais

2.1.1. Origem histórica do contrato de partilha de produção

A primeira aplicação do contrato de partilha de produção, nos moldes que possui na atualidade, remonta à Venezuela, que o adotou nos anos 60. O formato mais refinado e moderno desse modelo contratual foi desenvolvido na Indonésia, em 1966.

A partilha de produção foi originariamente concebida como resposta nacionalista ao modelo de concessão.

2.1.2. Definição do contrato de partilha de produção

Pelo contrato de partilha de produção, a propriedade do petróleo extraído é exclusiva do Estado, em contraste com a propriedade exclusiva do concessionário, no caso da concessão. Cabe ao contratado explorar e extrair o petróleo, às suas expensas, em troca de uma parte do petróleo extraído. As reservas não extraídas permanecem na propriedade do Estado.

O contratado assume todos os custos e riscos da exploração, bem como é o único que opera a exploração, não possuindo qualquer direito de indenização contra o Estado caso o campo explorado não seja comerciável. Tais custos e riscos são assumidos pelo contratado em troca de uma partilha da produção resultante.

Ao assinar o contrato, o contratado submete ao Estado o cronograma de trabalho e o orçamento do projeto (as despesas), o qual deve refletir um mínimo de esforço exploratório a ser desempenhado pelo contratado.

É admissível o pagamento de bônus de assinatura na partilha de produção, mas a prática mais comum é não pagar bônus: vence a licitação o contratado que conferir uma maior participação, em favor do Estado, no volume de petróleo produzido.

O contratado assume, ainda, o controle gerencial do projeto de exploração e produção de petróleo, sendo de sua propriedade os equipamentos utilizados na exploração e produção de petróleo, os quais passarão a ser de propriedade do Estado quando o

contratado for, integralmente, ressarcido pelos custos incorridos (o art. 32, § 2º, do Projeto prevê a reversão de bens em favor da União, findo o contrato de partilha de produção).

A parte da produção que cabe ao Estado é retida e vendida ou armazenada por ele próprio, mas o Estado poderá se valer de uma empresa estatal para gerenciar a comercialização de seu petróleo ou mesmo poderá contratar o próprio explorador (o contratado) do campo para administrar e comercializar o petróleo de sua propriedade.

2.1.3. O custo em óleo (*cost oil*) e o excedente em óleo (*profit oil*)

A partilha da produção é realizada da seguinte maneira: uma parte da produção é retida pelo contratado a fim de recompensar seus custos de exploração, desenvolvimento e produção. Essa parcela é chamada de *cost oil* ou custo em óleo. De acordo com a experiência internacional, gastos a título de depreciação normalmente não são admitidos, isto é, não são considerados custos do contratado. Quando admitidos, possuem prazos diferidos para o lançamento, o que aumenta o retorno do Estado e estimula a companhia a produzir por longos períodos, a fim de que possa lançar as depreciações ocorridas.

A parcela restante de petróleo é chamada de *profit oil* ou excedente em óleo, a qual é dividida entre Estado e contratado por uma fórmula estabelecida no contrato, a qual pode ser fixa ou progressiva, em caso de elevados níveis de volume de produção.

O excedente em óleo, em regra, costuma ser dividido à razão de 60% para o Estado e 40% para o contratado. Mas tal fração pode variar, em atenção aos seguintes aspectos: **a)** o volume de produção, capaz de fomentar a adoção de uma fração progressiva em favor do Estado; **b)** o preço do petróleo, o qual, se maior, favorece a adoção de uma fração mais favorável ao Estado; **c)** a taxa de retorno esperada pelo investimento, tema esse que pode ser levado em consideração pelos licitantes quando da oferta deduzida no leilão, induzindo-os a ofertar uma parcela maior ou menor ao Estado, quando da efetivação dos seus lances. Como anotado acima, deve o Projeto ser emendado para estabelecer um piso percentual de excedente em óleo a ser entregue à União, o qual não poderá ser inferior a 40% do excedente em óleo, seja o contratado a Petrobras ou empresa privada.

Em certos contratos de partilha de produção, conhecidos como “modelo egípcio”, a parte de *cost oil* não utilizada para cobrir custos (é o que ocorre se os custos efetivos forem menores do que os estimados), chamada de *unused cost oil*, é reclassificada para *profit oil*

e, então, partilhada entre contratado e Estado como *profit oil*. Este ponto também não está esclarecido no Projeto.

Há também outro tipo de contrato de partilha de produção, conhecido como “modelo peruano”, em que a parte devida ao contratado é calculada sobre o volume total de produção, sem que o petróleo, portanto, seja dividido em *cost oil* e *profit oil*. Este modelo foi rechaçado pelo Projeto, o qual expressamente dividiu o petróleo produzido em óleo de custo, *royalties* e excedente em óleo.

2.1.4. Rentabilidade estatal no contrato de partilha de produção

Não há uma vantagem intrínseca no contrato de partilha de produção, quando comparado ao modelo de concessão, no que se refere à rentabilidade assegurada ao Estado.

Ambos podem convergir para a mesma rentabilidade, conforme os critérios estabelecidos. Segue tabela ilustrativa, que contempla três cenários: baixo, médio e alto risco exploratório⁹:

Tipo de contrato	Alto risco	Risco médio	Baixo risco
Concessão	<i>Royalties</i>	<i>Royalties</i> e tributação convencional (imposto de renda)	<i>Royalties</i> , tributação convencional e participação especial em lucros extraordinários
Partilha de produção	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos e tributação convencional sobre a parcela de <i>profit oil</i> do contratado	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos, tributação convencional sobre a parcela de <i>profit oil</i> do contratado e parcela progressiva do Estado na partilha do <i>profit oil</i>

⁹ SUNLEY, Emil, BAUNSGAARD, Thomas and SIMARD, Dominique. *Revenue from the oil gás sector: issues and country experience*, in DAVIS, J.M., OSSOWSKI, R, and FEDELINO, A. *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*. Washington, D.C, 2003.

2.1.5. Renda estatal *ex ante* e *ex post*

Um ponto importante a ser observado, mas pouco explorado pela mídia brasileira, reside no momento em que o Estado recebe sua parcela de petróleo: se no início do contrato, se no final do contrato ou mesmo se há equilíbrio, ao longo do contrato, no pagamento das receitas estatais.

A despeito de admitir todas as hipóteses em sua pactuação, o contrato de partilha de produção costuma garantir, ao contratado, receitas no início da execução contratual; ao Estado cabe, em consequência, receitas mais expressivas ao final do contrato.

Isso porque os custos não recuperados pelo contratado em certo ano, hipótese mais comum no início de execução do contrato, podem ser carregados para os anos seguintes, o que impede o Estado de auferir receitas no início de execução do contrato.

Tais custos não recuperados são lançados nos anos seguintes, mas o são em valores corrigidos monetariamente até a data da efetiva dedução, a fim de evitar prejuízos derivados de atrasos na recuperação de custos.

E, como os primeiros volumes de petróleo produzidos irão, em regra¹⁰, compor a parcela do *cost oil*, a partilha de produção acelera a recuperação de custos incorridos pelo contratado¹¹.

Por consequência, tal sistema não propicia renda ao Estado no início do contrato, situação essa que se inverte ao final do contrato, momento em que a fatia do Estado poderá aumentar significativamente, em boa parte devido ao mecanismo de limitação de recuperação de custos, de modo a compensar a ausência de ganhos no início do contrato.

Diz-se, assim, que a partilha de produção gera, para o Estado, receitas *ex post*. Tais ganhos podem até compensar a ausência de receita ao Estado no início do contrato, mas será desafiante incentivar a companhia petrolífera a continuar produzindo até o exaurimento do campo de petróleo. Como mecanismo de incentivo ao contratado, tem-se como exemplo o lançamento diferido das depreciações.

2.1.6. O contrato de partilha de produção exige uma nova empresa estatal?

¹⁰ O contrato de partilha de produção pode prever pactuação diversa, o que seria interessante para o Estado no que respeita ao momento de partilha das receitas.

¹¹ Se comparado ao regime de concessão, a recuperação dos custos incorridos pelo contratado é bem mais rápida no contrato de partilha de produção.

Foi amplamente divulgado pela mídia brasileira que o contrato de partilha de produção exige a criação de uma nova empresa estatal. Ocorre que, de um ponto de vista estritamente jurídico, trata-se de uma afirmação falsa. Explica-se.

Como o Estado, na partilha de produção, é proprietário de parte do petróleo extraído, deve o contratado entregar o petróleo *in natura* ao Estado ou pagar ao Estado o valor desse petróleo em dinheiro. As duas hipóteses são possíveis na partilha de produção.

Caso o Estado opte por receber sua parte de petróleo em dinheiro, é evidente a desnecessidade de uma empresa estatal.

Caso, entretanto, queira o Estado receber sua parcela de petróleo *in natura*, necessariamente caberá ao Estado o ônus de comercializar (exportar ou vendê-la às refinarias) ou estocar tal petróleo. No caso do Brasil, conforme será discutido na Seção 2.2 da Parte II, a Constituição Federal exige que a comercialização do petróleo, por ser uma atividade de cunho estritamente econômico, tem de ser feita por empresa privada ou estatal.

Outra questão a ser colocada reside na possibilidade de o Estado arcar com custos de investimento, pesquisa e exploração do campo de petróleo, no modelo de partilha de produção chamado *joint venture*, descrito adiante (Seção 2.1.11) e previsto no art. 6º, parágrafo único, do PL nº 5.938, de 2009.

Nesse caso, o Estado deverá realizar sua parceria com o contratado privado, necessariamente, por meio de uma empresa estatal.

2.1.7. Introdução de *royalties* no contrato de partilha de produção

É admissível a introdução de *royalties* na partilha de produção, o qual seria pago em petróleo, antes de se proceder às divisões entre *cost oil* e *profit oil*. O PL nº 5.938, de 2009, prevê esse pagamento nos arts. 2º, inc. XIII e 42, inc. I e § 1º.

Como alternativa aos *royalties*, e de uso mais comum no contrato de partilha, está a limitação do valor de custos recuperáveis pelo contratado, fixado, em regra, entre 40% e

60% do petróleo produzido, alíquota essa que varia muito de país para país, mecanismo capaz de garantir, sempre, a existência de uma parcela de *profit oil*.

Trata-se de uma cláusula interessante para o Estado, em especial se o projeto for de baixa lucratividade, e que põe um limite à possibilidade de o contratado superfaturar seus custos.

2.1.8. Imposto de renda

O contratado paga imposto de renda sobre sua parcela no *profit oil*. O pagamento pode ser realizado em petróleo ou em dinheiro. Uma cláusula de estabilidade fiscal pode ser acordada entre o Estado e o contratado: se a alíquota do imposto de renda aumentar durante a exploração, o desenvolvimento ou a produção do petróleo, automaticamente aumenta-se a fração de *profit oil* devida ao contratado, a fim de compensar os efeitos do imposto de renda majorado. Trata-se de incentivo ao investimento, em especial de empresas estrangeiras, dado que o mecanismo afasta o risco fiscal (risco de elevação das alíquotas de imposto de renda ao longo da exploração do contrato).

Outro aspecto do contrato de partilha é que este modelo contratual pode facilitar a leitura, pelo contratado, do regime fiscal adotado no país, quando todas essas regras estiverem no contrato de partilha, notadamente se o excedente em óleo pertencente à empresa não for tributado.

O regime tributário brasileiro não foi alterado pelo Projeto. Deste modo, tal cláusula de estabilidade fiscal não é prevista no modelo brasileiro o que, em princípio, não prejudica o interesse da União, salvo se o modelo não atrair investidores em razão da ausência desse mecanismo.

2.1.9. Expertise para negociação e monitoramento do contrato de partilha

Se comparado a um contrato padrão de concessão, o contrato de partilha, normalmente, exige mais experiência dos agentes do Estado em negociar o contrato de exploração e produção de petróleo. Isso porque se trata de um contrato mais complexo e, nessas circunstâncias, as companhias petrolíferas possuem uma facilidade maior, se

comparadas ao Estado, em identificar o verdadeiro conteúdo econômico (o valor real) do contrato firmado.

Essa facilidade decorre do maior volume de informações disponível em favor da companhia, em especial no que se refere à exata compreensão dos custos envolvidos no projeto de exploração e produção de petróleo.

Como a partilha ocorre sobre a parcela do óleo excedente, o contratado tem incentivos para exagerar os custos reportados (por exemplo, ao inflar o custo de transporte pago à empresa do mesmo grupo econômico) ou mesmo simulando preços artificiais de venda a empresas coligadas (subsidiárias, por exemplo), prática conhecida como transferência de preços. Dessa forma, conseguem reduzir o montante de óleo a ser compartilhado com o governo. Por isso, os esforços de monitoramento contábil pelo Estado são consideráveis.

Se a opção for gerenciar o contrato de partilha de produção por meio de uma entidade integralmente estatal (uma empresa pública), restará ampliada a estrutura burocrática do Estado. A experiência internacional recomenda, ainda, que o Estado contrate serviços de contabilidade de alto padrão, a fim de monitorar, com eficiência, os gastos do contratado. Os ganhos derivados da fiscalização, na hipótese, superam em larga escala os custos incorridos com o serviço de contabilidade.

Seja qual for a opção adotada, os agentes do Estado devem conhecer tanto quanto – ou até mais do que – as empresas exploradoras, os detalhes sobre riscos do negócio, custos de exploração, tecnologias envolvidas, qualidade do petróleo produzido etc. Em suma, quando comparado ao modelo de concessão, o contrato de partilha de produção exige mais informações *ex ante* sobre a real lucratividade do campo de petróleo.

Contratos de concessão mais sofisticados, em que o governo auferir receitas incidentes sobre alguma forma de lucro, em oposição a receitas sobre o faturamento, também requerem maior *expertise* do Estado. Isso ocorre no caso brasileiro, em que parte importante da renda do petróleo provém das participações especiais, que incidem sobre o faturamento do campo, deduzido de alguns custos de produção. Ainda assim, a participação especial constitui somente parte das receitas no regime de concessão brasileiro, o grau de *expertise* requerido é menor do que em um regime tradicional de partilha, em que a quase totalidade da receita é baseada na partilha do óleo excedente.

2.1.10. Possibilidade de contestação judicial dos contratos

Outro aspecto do contrato de partilha de produção reside na possibilidade jurídica de sua revisão ou contestação judicial de suas cláusulas. Como a maior parte do regramento está no contrato, e não em leis, a posição jurídica do contratado é fortalecida diante do Estado, dado que o contratado se considera legitimado a discutir cláusulas de um contrato em igualdade de posição jurídica frente ao Estado. Na concessão, como a maior parte das regras está prevista em lei, o contratado não possui a mesma vantagem jurídica, já que a inserção da regra em lei confere maior força vinculante ao comando normativo.

2.1.11. Partilha de produção e *joint venture* entre Estado e contratado

Um caminho alternativo para o Estado, mas dentro do modelo geral de partilha de produção, é o seu engajamento como sócio do contratado na assunção de custos e partilha de lucros na exploração e no desenvolvimento do projeto e, também, embora raro, na fase de produção.

É a chamada *joint venture* ou, ainda, *State Equity* e tem por objetivo, para o Estado: **a)** fomentar o sentimento de nacionalismo na condução da exploração de petróleo; **b)** facilitar a transferência de tecnologia, segredos industriais, habilidades comerciais e *know-how* do contratado para o Estado; e, **c)** obter maior controle sobre o desenvolvimento do projeto.

Há casos de países ricos que assumem integralmente o custo do projeto e contratam o explorador de petróleo tão-somente para transferir tecnologia e *know-how* ao Estado.

A *joint venture*, entretanto, impõe adversidades ao Estado, tais como: **a)** o custo de investimento estatal, muitas vezes de valor vultoso e de pagamento vinculado no tempo (as entradas estatais), acarretará constrição orçamentária para o Estado, especialmente se for pago em dinheiro; **b)** como o Estado arca com parte do custo, haverá o risco de prejuízos para ele se o projeto não for lucrativo; **c)** podem existir conflitos de interesse entre o Estado regulador e o Estado-empresário, sócio na *joint venture*, especialmente quanto ao impacto ambiental e social do projeto; e **d)** a experiência demonstra que a ação estatal como regulador costuma ser mais eficaz do que na condição de sócio.

As companhias petrolíferas não apreciam, em regra, as *joint ventures*, porque tal união acaba por partilhar culturas diferentes, as quais geram impacto negativo na eficiência produtiva. Mas são inegáveis as vantagens financeiras da *joint venture*, porque o Estado possui mais recursos para investir do que as empresas, bem como consegue captar empréstimos a taxas bem menores do que as empresas; dessa forma, a capacidade de produção de petróleo resultante tende a ser maior.

O uso da *joint venture* não é tão comum na experiência internacional, mas todos os países resguardam para si o direito de iniciar uma *joint venture* por cláusula expressa no contrato de partilha de produção.

Nas *joint ventures* em operação, o Estado, na maioria dos casos: **a)** participa com trinta por cento do investimento; **b)** concentra sua participação na fase de exploração; **c)** não participa na fase de produção; **d)** promove o ressarcimento de parte dos custos do concessionário, inclusive de custos realizados antes do ingresso do Estado no projeto (custos passados); e **e)** paga a sua parte ao concessionário em dinheiro, em partilha de produção ou em benefícios fiscais.

2.1.12. Partilha de produção e maturidade institucional

A adoção do contrato de partilha de produção é mais comum nos países com pouco desenvolvimento de instituições, incapazes de assegurar um regime fiscal-tributário estável e amadurecido. Isso justifica a incidência comum desse contrato na África, na Ásia, no Oriente Médio e nos países caribenhos.

Países com projetos de extração de petróleo mal-sucedidos possuem dificuldades em iniciar novos projetos por meio do contrato de partilha de produção. O mais comum, na hipótese, será a adoção do modelo de concessão.

3. O PROJETO DE LEI Nº 5.938, DE 2009, QUE DISPÕE SOBRE A PARTILHA DE PRODUÇÃO

3.1. Introdução

O Projeto de Lei (PL) nº 5.938, de 2009, dispõe sobre a exploração e produção de hidrocarbonetos, em especial, petróleo e gás, sob o regime de partilha de produção em áreas do pré-sal e estratégicas. Também altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, e dá outras providências, como definir atribuições para órgãos do Poder Executivo responsáveis pela formulação, implementação e execução da política energética e dispor sobre participações governamentais.

Este Capítulo está organizado em mais quatro seções, além desta Introdução. Na Seção 3.2 apresentamos um resumo do projeto, explicando o regime de partilha proposto e quais os papéis que a Petrobras e a nova empresa pública criada para gerir os contratos – a Petro-Sal – terão no novo marco regulatório.

A Seção 3.3 discute os pontos positivos do PL, quais sejam, a alteração da sistemática do leilão, para privilegiar a proposta que oferece maior participação da União; e a definição de regras para casos de individualização de campos produtores limítrofes a áreas não concedidas ou não licitadas.

A Seção 3.4, a mais extensa, discute os principais pontos polêmicos. São esses: os benefícios concedidos à Petrobras; a participação da Petro-Sal nos processos decisórios; a exigência de conteúdo nacional; o pagamento da participação governamental em óleo, e não em dinheiro; a eventual perda de poder da agência reguladora, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); e a própria mudança de regime, de concessão para partilha.

Finalmente, a Seção 3.5 apresenta enumera características de contratos de partilha que deveriam ser explicitados na Lei que regulamenta o regime.

Sintetizando as principais conclusões deste Capítulo, não há vantagem clara em mudar de regime, de concessão para partilha. Os argumentos utilizados a favor da partilha – maior participação e controle do governo – são frágeis ou incorretos.

Como visto na Seção 2.1.4, regimes de concessão e de partilha podem gerar a mesma receita para o governo, tudo depende das alíquotas estipuladas. Quanto ao controle,

pode-se entendê-lo em dois níveis: auditoria das empresas, e controle sobre o destino do óleo extraído. Em relação à auditoria, um regime de concessão também permite tanto controle quanto um de partilha, bastando haver uma agência reguladora forte, capaz de regular e fiscalizar adequadamente o setor. E para controlar o uso do óleo extraído, não é necessário que o governo seja proprietário desse óleo. Um sistema adequado de tributação e subsídios é capaz de gerar os mesmos resultados, com maior transparência e menores custos de transação. Por esses motivos, não há porque excluir, *a priori*, a possibilidade de manter o regime de concessão para áreas do pré-sal.

3.2. Resumo

O PL nº 5.938, de 2009, introduz a modalidade de partilha de produção para exploração das jazidas de petróleo localizadas na área do pré-sal ou em áreas que venham a ser consideradas estratégicas, ambas delimitadas por ato do Poder Executivo. O PL também prevê que a Petrobras tenha maior participação no mercado, conforme descrição mais abaixo, e estabelece atribuições importantes para a Petro-Sal, como participação no comitê operacional, que administrará o consórcio vencedor.

No regime de partilha, conforme definição do inciso I do art. 2º, o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção. Caso o bloco se revele improdutivo, o contratado perde os investimentos realizados, sem direito a qualquer compensação por parte da União. Quando for possível a exploração comercial, o contratado tem o direito de restituição do **custo em óleo** e de parcela do **excedente em óleo**.

O custo em óleo corresponde à parcela da produção de petróleo destinada a ressarcir o contratado pelos custos e investimentos realizados para executar as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações. O contrato de partilha deverá prever limites, prazos e condições para o cálculo desse custo. O excedente em óleo corresponde à parcela da produção que será repartida entre a União e o contratado, depois de deduzidas as parcelas relativas ao custo em óleo e algumas outras despesas especificadas.

A parcela que caberá à União será definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), no caso de contratações diretas com a Petrobras, conforme explicado

adiante, ou em leilão, no caso de licitação. Observe-se que a União será proprietária do óleo extraído, e sua comercialização poderá ser feita pela Petrobras, dispensada licitação. No atual modelo de concessão, a participação governamental é paga em dinheiro, e não em óleo: o óleo extraído pertence ao contratado.

A cessão dos blocos ocorrerá de duas formas: via contratação direta, em que o contrato de exploração é feito diretamente entre a União e a Petrobras, sem licitação; ou mediante licitação na modalidade leilão, cujo vencedor será o licitante que oferecer maior parcela do óleo excedente para a União.

Em todos os casos, de contratação direta ou de licitação, a Petrobras será a operadora, que é o agente responsável por conduzir a execução, direta ou indiretamente, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção.

Quando houver licitação, o vencedor deverá formar um consórcio com a Petrobras, que terá participação mínima de 30%, e com a Petro-Sal. O texto do projeto não deixa claro se o consórcio é feito após a licitação, ou se é feito antes. Se for feito após a licitação, não ficou definido como será a participação da Petrobras. Isso porque o PL prevê que o edital de licitação deverá conter somente a participação mínima da Petrobras, não estabelecendo qual o percentual exato entre esse mínimo e 100% que caberá à estatal. O PL não menciona se, dentro dessa faixa de valores, o percentual exato será definido pela Petrobras, pelo licitante vencedor ou pelo órgão regulador.

Ao contrário da Petrobras, que terá direitos e obrigações proporcionais à sua participação no consórcio, a Petro-Sal não assumirá nenhum risco e tampouco efetuará quaisquer dispêndios para exploração e extração do petróleo. Quando a Petrobras for a única contratada, seja porque obteve o direito por contratação direta, seja porque venceu a licitação, ela também deverá se consorciar com a Petro-Sal, que, como nos demais casos, não assumirá nenhum risco ou incorrerá em quaisquer gastos de investimento.

O consórcio formado pela Petrobras e Petro-Sal ou pela vencedora da licitação, Petrobras e Petro-Sal, será administrado por um comitê operacional, cujas atribuições, dentre outras, serão: definir os planos de exploração; estabelecer os programas anuais de trabalho e de produção; analisar e aprovar os orçamentos; supervisionar as operações; e definir os termos de acordos de individualização. Metade dos membros do comitê será indicada pela Petro-Sal, inclusive seu presidente, que terá o voto de qualidade e poder de

veto. Isso implica uma participação máxima de 35% para um licitante vencedor (exceto a Petrobras) no comitê operacional, e de 50% para a Petrobras.

Em relação às participações governamentais, além da parcela do óleo excedente, introduzida no projeto, o PL nº 5.938, de 2009, mantém o bônus de assinatura, os *royalties* e, temporariamente, a participação especial, todos presentes no marco regulatório atual¹². A participação especial será exigida enquanto não for aprovada lei sobre participação no resultado da produção do petróleo ou compensação financeira, conforme prevê o § 1º do art. 20 da Constituição Federal. O bônus de assinatura passará a ter um valor predeterminado, definido pelo CNPE e estabelecido em contrato. Atualmente, o bônus de assinatura é definido em leilão, constituindo-se no critério de definição do licitante vencedor.

Outro tema importante tratado no projeto é a individualização. Quando uma jazida se estende além do bloco concedido ou partilhado, é necessário estabelecer regras para individualização da produção. Atualmente, a Lei do Petróleo prevê que, em caso de jazidas que se estendem por áreas **concedidas**, os concessionários deverão chegar a um acordo e, se não o fizerem, a ANP definirá as condições de individualização. O PL nº 5.938, de 2009, mantém procedimento análogo para áreas já concedidas ou partilhadas, mas inova ao dispor sobre jazidas que se estendem por áreas ainda não concedidas ou não partilhadas. Nesse caso, a Petro-Sal irá representar a União. A ANP forneceria à Petro-Sal as informações necessárias para a realização do acordo junto ao consórcio responsável pela exploração da área. Caso a ANP não possa recolher diretamente as informações necessárias (o que é muito provável, por não possuir corpo técnico para tal), deverá contratar a Petrobras para avaliar as jazidas a serem individualizadas.

3.3. Pontos positivos

O PL nº 5.938, de 2009, inova em dois pontos que consideramos muito positivos. O primeiro é mudar o critério de vencedor do leilão, passando a ser o que oferece maior parcela de óleo excedente para a União. O segundo é tratar da individualização dos poços para as situações em que a jazida abrange áreas não concedidas ou não partilhadas.

¹² Para os casos de exploração em terra, é devido também pagamento de até 1% para seu proprietário.

3.3.1. Alteração no critério de vencedor dos leilões, de maior lance para bônus de assinatura, para maior parcela do governo no óleo excedente

O bônus de assinatura é um pagamento antecipado, feito uma única vez, pelo direito de exploração. Na legislação atual, o direito de exploração é concedido ao licitante que oferecer maior bônus de assinatura. Já no PL nº 5.938, de 2009, conforme já explicado, o direito de exploração será concedido ao licitante que oferecer maior parcela de óleo excedente para a União.

As principais vantagens do bônus de assinatura são garantir uma receita antecipada à União e impedir que empresas com pouca capacidade participem da licitação. Isso porque, uma vez pago o bônus de assinatura, o vencedor do leilão terá todo o interesse em explorar a área, para recuperar o gasto inicial com o pagamento do bônus. Um sistema que não obriga um investimento inicial pode estimular a participação de licitantes que não estejam tão interessados em explorar a área. Por exemplo, um sistema em que o concessionário é obrigado a pagar somente parte (em unidades monetárias ou em óleo) de sua produção para o governo pode induzir empresas não interessadas em produzir a participarem do leilão e oferecerem participações governamentais extremamente altas, com o único objetivo de impedir que seus concorrentes ganhem participação no mercado. Para desestimular esse tipo de comportamento, é importante manter o bônus de assinatura, como faz o PL sob análise. Conforme já colocado, o bônus de assinatura passa a ser fixado, deixando de ser determinado em leilão.

Em um mundo onde as informações fossem completas e perfeitamente simétricas, não houvesse incertezas, nem imperfeições no mercado de capitais, e onde as empresas operassem em um regime de concorrência perfeita, seria indiferente o governo ter suas receitas com base em bônus de assinatura ou com base na produção (como é o caso na partilha). O bônus de assinatura corresponderia exatamente ao valor presente do fluxo futuro das parcelas do óleo excedente transferidas para a União. Mas as hipóteses acima claramente não se verificam e, o mais provável, é que o bônus de assinatura, mesmo em um leilão competitivo, gere menos receita para o governo. Basta lembrar que existe incerteza, tanto em relação à quantidade de petróleo que se encontra no fundo do mar como em relação aos custos de produção. Nesse caso, sob a hipótese razoável de que as empresas não gostam de incorrer em riscos desnecessários, elas tenderão a oferecer lances mais baixos nos leilões de bônus de assinatura, comparativamente a leilões de participação na

produção. Isso porque contratos que privilegiam receitas baseadas na produção (ou na produção deduzida de alguns custos) são contratos em que há maior divisão de riscos entre a União e contratadas. Já contratos que privilegiam bônus de assinatura (ou outra forma de pagamento que independe do volume produzido, como aluguel de retenção de área) tende a transferir o risco para as empresas contratadas.

Observe-se que na legislação atual, os *royalties* e a participação especial são receitas auferidas pelo governo com base na produção. No caso da participação especial, a base de incidência consiste na produção, deduzida de alguns custos relacionados à exploração do campo. Assemelha-se, assim, ao pagamento feito na forma de parcela de óleo excedente.

Pode-se interpretar a participação especial (ou a parcela de óleo excedente transferida para a União) como uma tributação sobre valor adicionado. Nesse sentido, geram menos distorções do que os *royalties*, que, do ponto de vista econômico, equivalem a uma tributação sobre faturamento. Além disso, a participação especial e a partilha reduzem o risco dos operadores quando há forte incerteza em relação aos custos de exploração. A vantagem dos *royalties* em relação à participação especial (e parcela do lucro excedente) é que o órgão arrecadador não precisa dispor de tantas informações a respeito da estrutura de custos da empresa. Além disso, *royalties* geram menos incentivos a dispêndios excessivos por parte da empresa exploradora (se ela é autorizada a deduzir seus custos na hora de calcular a parcela a ser entregue ao governo, ela terá incentivos para inflar tais custos e, conseqüentemente, reduzir a parcela entregue ao governo).

Destaca-se que nada impede que existam regimes de concessão em que o critério de outorga seja baseado na alíquota oferecida pelo licitante. Ou seja, mediante alterações na lei, é possível manter o regime de concessão e passar a conceder o bloco para o licitante que oferecer maior participação especial ou maior *royalty*, em vez de maior bônus de assinatura.

Cabe agora comparar participações especiais (usadas no atual sistema de concessão) com parcela do lucro excedente (proposto para o modelo de partilha). São duas as principais diferenças entre os dois sistemas:

i) o sistema de partilha proposto pelo PL implica alíquota única, ao passo que a participação especial, conforme a Lei do Petróleo e o Decreto nº 2.705, de 1998, baseia-se em um sistema de alíquotas progressivas;

ii) no sistema de partilha, o óleo da parcela excedente pertence à União, enquanto que na participação especial, a União tem direito somente ao pagamento correspondente. Esse tema será tratado em seção separada.

Em relação às alíquotas, não há nada que impeça um regime de partilha com alíquotas progressivas ou um regime de participação especial com alíquota única. Comparativamente ao sistema de alíquota única, o sistema de alíquota progressiva reduz o risco do operador, pois quanto menos rentável for o poço, menor será a alíquota incidente. Simetricamente, o risco da União aumenta. O melhor sistema depende dos riscos que se deseja incorrer.

O mais provável é que o sistema de alíquotas progressivas seja o mais interessante para ambas as partes – União e operadores. O operador deve estar mais preocupado em garantir uma rentabilidade mínima. Já o maior receio da União deve ser arrecadar pouco em um poço que se mostre excessivamente rentável.

Há, contudo, uma vantagem operacional no modelo de alíquota única: facilita leilões em que o vencedor é aquele que oferece alíquotas mais altas. Quando as alíquotas são progressivas, pode ser mais difícil comparar propostas. Por exemplo, como comparar uma proposta que ofereça participação governamental de 30% para produção até X unidades, e de 60% para produções maiores, com outra proposta que ofereça 35% para produção de até X unidades e de 57% para produções maiores? A comparação torna-se ainda mais complicada se um licitante propuser mudança de alíquota para produções acima de X unidades, e outro licitante propuser mudança de alíquota para produções acima de Y unidades. Entretanto, alíquotas progressivas podem dificultar, mas não impedir leilões. Uma possibilidade simples é propor uma tabela de alíquotas como base e o leilão se dar em pontos percentuais acima dessa tabela. Outra possibilidade seria a criação de um sistema de ponderação para cada faixa de alíquota.

3.3.2. Individualização de campos vizinhos a campos não licitados ou partilhados

Conforme explicado na Seção 3.2, um dos temas mais importantes tratados pelo projeto de lei é a questão da individualização das jazidas, necessária quando a jazida se estende por vários blocos. A lei atual é silente para os casos em que uma jazida se estende

além de um bloco concedido, para área não licitada. Nesse caso, o operador do bloco pode extrair livremente o petróleo que encontrar, inclusive sob a área não licitada, deixando de pagar à União pelos direitos de exploração. Seria como se o concessionário adquirisse uma área sem pagar pelo bônus de assinatura. Adicionalmente, e talvez até mais importante¹³, a ausência de regulamentação pode levar à redução de produtividade, no caso de haver uma extração predatória, que comprometeria os dois blocos.

O PL nº 5.938, de 2009, prevê que, nas situações em que a área contígua ao bloco não tiver sido concedida ou partilhada, o consórcio terá de negociar com a Petro-Sal. O problema é que a ANP, se não puder recolher diretamente as informações necessárias, deverá contratar a Petrobras para avaliar as jazidas a serem individualizadas. Assim, a avaliação feita pela Petrobras servirá de base para celebração de contrato com a própria Petrobras (no caso dos campos partilhados e nas concessões de que a estatal participa – quase todas), o que cria óbvio conflito de interesses e vantagem de informação para a Petrobras. O ideal seria que a avaliação fosse realizada por empresa independente.

3.4. Questões controversas

3.4.1. Benefícios concedidos à Petrobras

Acreditamos que o principal ponto de controvérsia no novo marco regulatório do pré-sal não seja a mudança do regime de contratação, de concessão para partilha, mas a participação da Petro-Sal no comitê operacional (próximo item a ser discutido) e os benefícios concedidos à Petrobras. De acordo com a proposta contida no PL nº 5.938, de 2009, a Petrobras passa a ter os seguintes direitos¹⁴:

i) contratar diretamente com a União, dispensada a licitação, o direito de explorar blocos delimitados pelo CNPE;

¹³ Os pagamentos de *royalties* e participações especiais não seriam afetados, pois dependem da quantidade de petróleo extraído, independentemente se esse petróleo é proveniente do campo licitado ou não. Como os bônus de assinatura, que deixam de ser pagos na ausência de individualização, representam parcela pequena das receitas governamentais, o impacto da não individualização sobre a arrecadação da União é relativamente modesto.

¹⁴ Além das benesses previstas neste PL, o PL nº 5.941, de 2009, a ser discutido em outro capítulo deste Estudo, prevê a cessão onerosa para a estatal, **sem licitação**, do direito de exploração de 5 bilhões de barris.

ii) ser a única operadora de todos os blocos do pré-sal, mesmo tendo participação minoritária nos consórcios;

iii) garantia de ter participação mínima de 30% nos consórcios que vencerem a licitação;

iv) ser a única empresa autorizada a realizar estudos exploratórios necessários para avaliação do potencial das áreas do pré-sal e estratégicas;

v) ser a única empresa autorizada a levantar dados sobre jazidas que se estendem além dos blocos concedidos ou partilhados, para informar à ANP, com objetivo de instruir os contratos de individualização;

vi) ser a única empresa autorizada a comercializar o petróleo da União recebido na forma de parcela do óleo excedente.

Cabe esclarecer que, de acordo com o Projeto, as atividades previstas em *iv* e *v* poderão ser desenvolvidas diretamente pela ANP, enquanto a atividade prevista em *vi* poderá ser conduzida diretamente pela Petro-Sal. Contudo, tendo em vista que nem a ANP e nem a Petro-Sal possuem corpo técnico e equipamentos em número suficiente para desenvolvê-las, o mais provável é que essas atividades sejam, de fato, entregues à Petrobras. Além dos óbvios benefícios comerciais decorrentes dos itens *i* a *iii* e *vi*, a Petrobras passa a ter também vantagens informacionais significativas (itens *iv* e *v*), o que também lhe confere óbvias vantagens comerciais.

A exposição de motivos que acompanhou o PL não justificou explicitamente os benefícios concedidos à Petrobras. Apenas falou da importância de o País ter maior controle sobre a produção, mencionou a capacidade técnica da empresa e argumentou que sua participação nos consórcios não poderia ser inferior a 30% em “virtude das responsabilidades e encargos a serem assumidos [...] na condição de operadora de todos os contratos de partilha de produção, observando-se, assim, o mesmo critério atualmente adotado pela ANP nas licitações para a outorga de concessões”. É razoável que a participação do operador no consórcio não seja insignificante, de forma que o operador tenha interesse em minimizar custos e garantir maior rentabilidade para o campo explorado. Mas isso, de forma alguma, justificaria a Petrobras ser operadora exclusiva de toda a área do pré-sal.

Tendo em vista a ausência de explicações na exposição de motivos, apresentamos os seguintes argumentos que justificariam as benesses concedidas, expostos em declarações informais de autoridades e em artigos veiculados na mídia:

i) garantir maior participação da Petrobras na exploração do pré-sal é uma forma de garantir que os interesses nacionais sejam preservados;

ii) a Petrobras foi a empresa que descobriu o pré-sal, sendo portanto justo, como forma de reconhecimento, conceder a ela condições privilegiadas de exploração no local;

iii) a empresa é líder mundial em tecnologia de exploração de águas profundas, tanto é que participa – mesmo que na condição de sócia minoritária – da grande maioria das áreas já concedidas no pós-sal.

São argumentos, em nossa opinião, falaciosos. A Petrobras, apesar de ser uma empresa estatal, não se confunde com a União, de forma que os objetivos de uma e outra não são necessariamente os mesmos. A Petrobras possui objetivos próprios, que podem ser a maximização do lucro ou uma maior participação no mercado, como ocorre em qualquer empresa comercial. Pode ainda servir a interesses menos nobres, sejam pessoais, sejam da corporação. Sem concorrência, aumenta consideravelmente a probabilidade de a Petrobras passar a privilegiar seu corpo funcional ou determinados fornecedores, sem a devida contrapartida em termos de produtividade ou qualidade do insumo oferecido. É fácil imaginar um cenário em que a Petrobras, como única compradora, utilize seu poder de monopólio de forma a deprimir os preços dos fornecedores, a ponto de desestimular investimentos em pesquisa e desenvolvimento.

Um exemplo recente de dissociação de interesses da Petrobras e do País é o debate em torno do teor de enxofre no diesel produzido pela empresa, bem acima do limite estabelecido pela Resolução nº 315, de 2002, do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama). A Petrobras, para não reduzir seus lucros, não investiu na produção de um diesel ecologicamente correto, porém de maior custo. Esse exemplo também mostra que não é preciso entregar o monopólio da produção a empresas estatais: o que importa são órgãos reguladores fortes, que deveriam obrigar as empresas – estatais ou não – a atuarem de forma a atender os anseios da nação. No caso, a produção de diesel com alto teor de enxofre decorre da fragilidade do Conama, e não da origem do capital da empresa que produz o diesel, se estatal, privada ou multinacional.

O argumento de que a Petrobras merece ser retribuída por ter descoberto o petróleo do pré-sal é igualmente falacioso. Quando a Petrobras, em contrato com a ANP, pesquisa o potencial geológico de áreas, recebe para executar a atividade. E, no caso de áreas já concedidas, o custo incorrido na pesquisa será mais do que compensado com o direito de exploração do bloco. Em outras palavras, a Petrobras já foi paga, ou será paga (via maiores rendimentos) por ter descoberto o pré-sal, não sendo devidas outras compensações. Seria equivalente a dizer, em uma comparação caricatural, que um funcionário que participou da construção de um prédio tenha direito a ganhar um apartamento desse prédio. Isso não faz sentido, pois ele já recebeu salários em pagamento do seu trabalho.

Quanto à capacidade tecnológica da Petrobras, isso não é posto em dúvida. São vários os exemplos de sucesso da empresa. Mas esse sucesso não justifica as benesses. Em tendo capacidade tecnológica, e considerando sua vantagem informacional (que já possui em função de sua longa experiência no País) é natural que a empresa venha a ganhar parte significativa dos leilões que tenha interesse em participar. A empresa deter o direito de exploração porque competiu é totalmente diferente de ela adquirir esse mesmo direito por meio de privilégios. Mesmo reconhecendo a competência da empresa, deve-se lembrar que ela não é a única capaz de explorar o pré-sal. Não há evidências de que a Petrobras seja atualmente a mais capaz para operar todos os campos do pré-sal, o que justificaria a proposta do PL. Há ainda menos evidências de que a Petrobras será a mais capaz para operar todos os campos.

Como visto, os argumentos favoráveis à concessão de benefícios à Petrobras são frágeis. Já os argumentos contrários são bem mais contundentes, como os a seguir listados, não necessariamente em ordem de importância:

i) a proposta do PL nº 5938, de 2009, terá como consequência uma transferência de riqueza indevida da União para parte do setor privado (os acionistas privados da Petrobras e sua corporação);

ii) o ambiente competitivo na área de extração do petróleo beneficiou o Brasil e a própria Petrobras;

iii) os benefícios concedidos aumentam a probabilidade de não haver financiamento suficiente para explorar da forma desejada as reservas do pré-sal;

iv) a responsabilidade da Petrobras fica diluída no marco regulatório proposto;

v) alguns dos benefícios, como a participação mínima em consórcios, podem vir a prejudicar a própria Petrobras.

Quando a lei dispensa a Petrobras de licitação, ou lhe garante participação mínima em consórcios, ou lhe dá outras vantagens comerciais ou operacionais, está reduzindo a receita da União. Isso ocorre porque a União deixa de receber o que arrecadaria em uma licitação ou porque a exploração de petróleo se torna menos atraente para o setor privado, que, em consequência, fará lances menos ousados nos leilões. Dessa forma, o PL prevê, de fato, uma transferência de riqueza da União para a Petrobras.

Independentemente do problema anteriormente colocado de não identidade de interesses entre União e Petrobras, não se pode esquecer que a União detém menos de 40% das ações da Petrobras. Assim, mais de 60% de toda a riqueza transferida da União para a Petrobras significa, de fato, uma transferência injustificada para o setor privado.

Em princípio, uma empresa que opera em regime de monopólio tende a perder quando o mercado se abre. Mas não necessariamente, e esse parece ter sido o caso da Petrobras. Somente após a aprovação da Lei do Petróleo, em 1997, que levou ao aumento da competição e à possibilidade de selar parcerias internacionais, é que a Petrobras passou a desenvolver com maior velocidade a extração de petróleo, ampliou sua participação internacional e se tornou uma das empresas líderes do setor no mundo. É fácil de entender por que isso ocorre. Em um regime de baixa competição, a Estatal pode se dar ao luxo de aplicar ineficientemente seus recursos, oferecendo uma política salarial incompatível com a do setor privado ou dedicando-se a projetos com baixa probabilidade de sucesso. Quando a competição aumenta, a Estatal é obrigada a canalizar os recursos para aumentar a produtividade. Além disso, a presença de empresas estrangeiras no País permite troca de tecnologias, incentiva a formação de pessoal e induz maior oferta de mão-de-obra especializada.

Estima-se que os investimentos para explorar a área do pré-sal podem chegar a US\$ 500 bilhões, valor muito superior à capacidade de investimento da Petrobras. Pode-se argumentar que esses recursos viriam de empresas interessadas em formar alianças com a Petrobras. Mas, da forma como o PL propõe, é pouco provável que isso ocorra. Basta imaginar que dificilmente uma empresa aceitaria ter participação, digamos, de 70%, em um consórcio em que não pudesse operar. Adicionalmente, o comitê operacional, responsável pela administração do consórcio, terá 50% dos integrantes indicados pela

empresa pública responsável por gerenciar os contratos – a Petro-Sal. Ou seja, no desenho que se propõe, o investidor não teria ingerência sobre os custos de produção, nem sobre as técnicas utilizadas. É pouco provável que esse modelo seja capaz de atrair interessados no volume necessário para viabilizar toda a exploração.

O debate político a respeito desse tema tem se dado em termos extremos: os investidores estrangeiros virão (dizem os defensores do projeto) ou não virão (afirmam os críticos). Mas o mais provável é que tais investidores venham (aparentemente dando razão aos defensores do projeto), porém aportando volume menor de capital e dando lances menos ousados nos leilões (o que daria razão aos críticos).

Em certa medida, o modelo proposto é pior do que aquele que vigorava antes da Lei do Petróleo, quando a Petrobras possuía monopólio de extração. Isso porque, se aprovado em sua forma atual, o PL reintroduzirá, na prática, o monopólio da Petrobras. Afinal, a empresa terá exclusividade na operação dos blocos e no direito de exploração, caso o setor privado não se sinta suficientemente estimulado a investir. Mas o PL **mantém** uma série de órgãos – como a ANP, CNPE e **Petro-Sal** –, justificáveis em um ambiente de competição, mas que diluem a responsabilidade da Petrobras em um ambiente de monopólio.

Antes da Lei do Petróleo, os problemas que havia no setor – em especial, a baixa produção – podiam ser facilmente atribuídos à Petrobras. Com a aprovação da Lei do Petróleo, os órgãos reguladores e formuladores da política energética passaram a ter maior responsabilidade no desempenho da indústria petroleira do País e, justamente por isso, estimularam a competição no setor. Se o projeto for aprovado da forma como se encontra, a Petrobras, diante de eventuais fracassos, poderá facilmente transferir a responsabilidade para aqueles órgãos.

Por fim, a garantia de que participará com pelo menos 30% dos consórcios pode vir a prejudicar a Petrobras em determinadas situações. Por exemplo, suponha um licitante que avalie um bloco pelo valor “ $x + y$ ”, e a Petrobras acredita que vale somente “ x ”. Ainda assim, a Petrobras será obrigada a se consorciar, arcando com os custos proporcionais a “ $x + y$ ” unidades oferecidas pelo licitante. Adicionalmente, o requerimento de participação mínima de 30% nos consórcios implica que a Petrobras será obrigada a desembolsar, no mínimo, 30% dos investimentos necessários para explorar o pré-sal (sem contar eventuais áreas que venham a ser declaradas estratégicas). Como não se sabe ainda a extensão do reservatório, o PL está criando uma obrigação pecuniária para a Petrobras sem que se tenha

a mínima idéia de qual seja o limite dessa obrigação; embora, muito provavelmente, já se possa projetar que tal obrigação excederá a capacidade de investimento da empresa. Quando essa capacidade se exaurir, o PL não deixa claro o que ocorrerá, mas, para obedecer aos seus dispositivos, novas áreas não poderão ser licitadas, já que não será possível formar o consórcio requerido, com participação mínima de 30% da Petrobras.

3.4.2. A participação da Petro-Sal nos comitês operacionais

O PL nº 5.938, de 2009, menciona, por diversas vezes, a criação de uma empresa pública responsável pela gestão dos contratos. De acordo com o PL nº 5.939, de 2009, essa empresa será a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Petro-Sal.

A gestão dos contratos de partilha se dará, entre outras formas, pela formação de consórcios entre a Petro-Sal e a Petrobras, quando esta for contratada diretamente ou vencedora isolada da licitação, ou entre a Petro-Sal e o consórcio formado pelo vencedor da licitação e a Petrobras. Em ambos os casos, a Petro-Sal não aportará recursos para investimentos ou assumirá quaisquer riscos. Mas terá o poder de indicar metade dos membros do comitê operacional, incluindo o presidente, a quem caberá a administração do consórcio. O presidente do comitê terá poder de veto e voto de qualidade.

Entre outras atribuições, caberá ao comitê operacional definir os planos de exploração; definir os programas anuais de trabalho e de produção; analisar e aprovar os orçamentos; supervisionar as operações e aprovar a contabilização dos custos realizados; e definir os termos do acordo de individualização.

Conforme já colocado, a participação da Petro-Sal no comitê operacional é um dos aspectos mais controversos da legislação proposta. De acordo com a exposição de motivos, a Petro-Sal será indispensável para a construção do novo marco institucional, embora não explicitem o motivo.

Cabe então perguntar por que a Petro-Sal seria indispensável. Em particular, por que é necessário que a Petro-Sal indique metade dos membros do comitê operacional, incluindo o presidente? Na ausência de justificativas oficiais, podemos observar, por declarações informais de autoridades e por comentários da mídia, que o desenho proposto permitiria maior controle de custos e do ritmo de produção.

Controlar os custos é essencial em um marco regulatório em que a maior parte das receitas governamentais será calculada com base na diferença entre produção e custos. Afinal, o consórcio responsável pela exploração do campo tem todo o incentivo de inflar as despesas (seja falsificando números, seja gastando mais que o necessário) para que se reduza a parcela a ser dividida com o governo. Destaca-se que, atualmente, as chamadas participações especiais também têm como base de incidência a diferença entre produção e custos. A ANP, agência responsável pela fiscalização do setor, já expediu diversas portarias estabelecendo normas para padronizar as informações dos concessionários e promove auditorias para fiscalizar as contas apresentadas.

A necessidade de controlar o ritmo de produção já é um ponto mais controvertido. Uma justificativa para o controle é permitir melhor aproveitamento dos preços mundiais, fazendo com que a produção se acelerasse em períodos de preços elevados, e caísse quando os preços estivessem baixos. Outra justificativa é que, caso o Brasil venha a se tornar importante produtor mundial, o controle da produção poderá impactar o preço mundial a nosso favor.

Nenhum dos argumentos é suficientemente forte para justificar o desenho proposto, em que a Petro-Sal indica metade dos membros do comitê operacional.

No que diz respeito ao controle dos custos, reconhecemos que é provável que a presença da Petro-Sal no comitê operacional reduza a possibilidade de o consórcio inflar custos. Mas, se o objetivo é fiscalizar, bastaria garantir a presença de indicados da Petro-Sal no comitê, com direito a voz, mas sem direito a voto. Em caso de operações suspeitas, esses fiscais da Petro-Sal enviariam relatório para a ANP, responsável pela fiscalização das atividades. Em vez de indicados da Petro-Sal, poderia ser mais eficiente manter a presença de fiscais da ANP nesses conselhos.

Também não entendemos por que o objetivo de controlar a produção justificaria a participação, com direito a voto, de indicados da Petro-Sal no comitê operacional. Em primeiro lugar, porque o controle do volume de produção pode não ser desejável. Como ocorre com o preço de qualquer ativo, é muito fácil dizer, *ex-post*, se o preço do petróleo estava baixo ou alto no passado. Mas, *ex-ante*, não é algo trivial. Não se pode esquecer também que o custo fixo para exploração na área do pré-sal é muito elevado. Uma empresa que paralise a produção (ou que reduza seu ritmo substancialmente) irá incorrer em custos elevados, como pagamento de juros, aluguel de sondas ou manutenção de pessoal mínimo

em plataformas. Esses custos podem mais do que compensar eventuais benefícios futuros referentes a um melhor preço do petróleo. Destaca-se que diversos estudos econométricos ratificam a hipótese de que o melhor preditor para o preço futuro do petróleo é seu preço corrente. Dessa forma, em média, na metade das vezes, previsões de aumento (ou de queda) de preços se revelarão incorretas.

Poder-se-ia contra-argumentar, dizendo que a preocupação da Petro-Sal é defender os interesses da União e que eventuais reduções ou paradas na produção iriam afetar somente o contratado. De acordo com esse raciocínio, quando houver prejuízos, a União (exceto por sua participação acionária na Petrobras) não incorreria em perdas, e, quando houver lucros (nos supostos cenários com preços mais altos), a União arrecadaria mais. Mas é ingênuo acreditar nisso. A participação governamental, oferecida nos leilões, depende da perspectiva de lucro por parte das empresas. O esquema proposto certamente tornará os licitantes menos dispostos a fazer ofertas elevadas nos leilões que definirão a parcela do óleo excedente que se destinará à União.

Quanto à capacidade de o Brasil vir a influenciar os preços no mercado internacional, trata-se de algo possível e que poderia, em tese, justificar uma intervenção na produção. Mas para isso não é necessário que metade do comitê operacional seja indicada pela Petro-Sal. O PL já dá à ANP o poder de aprovar os planos de exploração, bem como os programas de produção. Dessa forma, se houver interesse em controlar o volume de produção, isso ocorrerá independentemente de haver indicados da Petro-Sal no comitê operacional. Destaca-se que, se for conveniente, o controle de produção deve ocorrer no nível agregado, e não no nível do consórcio, *locus* de ação dos comitês operacionais.

Resumidamente, os argumentos favoráveis à participação da Petro-Sal nos comitês operacionais justificam, no máximo, que essa participação, se necessária, ocorra sem direito a voto.

Já os argumentos contrários ao mecanismo proposto são bem mais contundentes. Ao longo de toda a exposição de motivos que acompanha o PL, levantou-se a necessidade de se desenhar um novo marco regulatório que permitisse maior participação do governo nas rendas do petróleo. De fato, não há por que o governo não tentar maximizar sua receita, ou pelo menos aumentá-la substancialmente. Aumentar a participação

governamental é equivalente, em termos econômicos, a aumentar a tributação¹⁵ sobre a atividade. Ao contrário do que ocorre com a maioria das atividades econômicas, em que maiores tributos desestimulam a produção, na extração do petróleo, onde a oferta do mineral é relativamente inelástica, uma tributação mais alta, desde que não excessiva, terá um impacto somente marginal no nível de produção e permitirá aumento da arrecadação do governo.

Mas quais são os efeitos de se instituírem comitês operacionais, em que metade dos membros, inclusive o presidente, seja indicada pela Petro-Sal? A primeira consequência é um desestímulo ao capital privado. Poucos agentes arriscariam a investir em um negócio em que não tivessem controle dos custos e nem do nível de produção, ainda mais quando metade do comitê representa uma empresa que não participa financeiramente do projeto e que, portanto, não tem qualquer interesse em torná-lo lucrativo. O desenho proposto, dessa forma, teria por consequência a redução do interesse do setor privado na exploração do petróleo. Isso implica menor produção (tendo em vista que a Petrobras não dispõe de recursos para, sozinha, explorar toda a região do pré-sal), e consequente redução dos valores arrecadados a título de participação governamental.

Na melhor das hipóteses, as empresas privadas continuariam a investir no País (principalmente se for verdade que o pré-sal é das poucas áreas ainda disponíveis para exploração¹⁶). Mas, certamente, irão oferecer participações menores do que estariam dispostas caso tivessem maior controle sobre sua atividade, deprimindo, assim, a arrecadação do governo.

Um problema não analisado até aqui é se a Petro-Sal terá, de fato, a capacidade de controlar custos e a produção. E há grande probabilidade de não conseguir fazê-lo. Em primeiro lugar, porque a Petro-Sal pode vir a ser politicamente loteada, o que retirará sua capacidade técnica de atuação. Em segundo lugar, porque há a possibilidade de ela ser capturada pelos interesses da Petrobras, que não só será muito poderosa no novo modelo, como também é a entidade que formou a quase totalidade dos profissionais aptos a atuar na direção e operação da Petro-Sal. Como a Petrobras será operadora e sócia de todos os

¹⁵ Embora, em termos jurídicos, as participações governamentais na renda do petróleo não sejam consideradas tributos, e sim, receita patrimonial do Estado.

¹⁶ Diversas declarações de autoridades enfatizam esse ponto. Não se pode esquecer, contudo, que o pré-sal se estende além do mar territorial brasileiro, podendo chegar até a costa africana. Adicionalmente, há perspectivas promissoras de exploração no Ártico.

consórcios, ela terá todo incentivo para sonegar informações à Petro-Sal, de modo a aumentar seu lucro e reduzir os repasses ao governo.

A própria Ministra Dilma Roussef, em entrevista ao jornal Valor Econômico, de 3 de setembro de 2009, enxerga esse perigo:

Valor: A ANP perderá força?

Dilma: A ANP continuará fazendo o que já faz. Hoje, o consórcio se reúne, aprova um plano de investimentos e o leva para a ANP. Isso está mantido. No novo modelo, a Petro-sal é obrigada, inclusive, a pegar informações dos consórcios e repassá-las à ANP. Isso é importante, porque, no modelo, a Petro-sal está no nível dos agentes participantes dos consórcios. Não há o risco de a Petro-sal influenciar. **Na verdade, o risco que corremos é o de a Petro-sal ser influenciada pelos agentes.** (grifo nosso)

Valor: A senhora acha que pode haver risco de captura?

Dilma: É óbvio. A assimetria de informações é imensa. A força não é da Petro-sal. O conhecimento e o poder da União, vis-à-vis ao das empresas, é completamente assimétrico. Hoje, já o é em relação à Petrobras. É por isso que a Petro-sal tem que ser uma empresa altamente qualificada.

Resumidamente, não há justificativa para que a Petro-Sal participe com direito a voto nos comitês operacionais. Se o objetivo é aumentar a fiscalização, isso pode ser feito por meio de participação somente com direito a voz. Se o objetivo é garantir que a produção se dê a um ritmo desejado, não é sequer necessária a participação de indicados da estatal nos comitês, tendo em vista que a ANP é quem deve aprovar os planos de produção do consórcio.

Cabe, por fim, questionar por que é necessária a criação de uma empresa estatal para gerir os contratos e a comercialização do petróleo extraído na área do pré-sal. Ao que tudo indica, as atribuições da Petro-Sal poderiam ser exercidas por um departamento do Ministério de Minas e Energia. A criação de uma estatal abre mais espaço para negociações políticas e empreguismo no setor público.

3.4.3. O petróleo extraído passa a ser propriedade do governo

A principal diferença entre um contrato de concessão e de partilha é que, nesse último, o governo é dono do petróleo extraído. Conforme colocado na exposição de

motivos que acompanha o PL nº 5.938, de 2009, “[t]rata-se de modalidade de contratação [...] nos quais o Estado mantém a propriedade do petróleo e gás produzidos, assegurando-se ao contratado, para a realização das atividades, parcela dessa produção, deduzidos os custos das atividades realizadas”.

Deve-se atentar para o fato que, ao contrário do colocado na exposição de motivos, o novo marco regulatório (subentende-se o regime de partilha) não necessariamente permite maior participação nos resultados. É igualmente incorreto o argumento de que o regime de partilha é o mais adequado em um contexto de **baixo risco geológico**.

Sobre a participação do Estado nas rendas do petróleo, não é o fato de ela ser entregue em óleo (como no regime de partilha) ou em reais (como no regime de concessão) que a tornará maior, conforme já colocado na Seção 2.1.4. Tudo dependerá do resultado dos leilões e das alíquotas estipuladas. Na Seção 3.3.1 explicamos que um leilão em torno da participação especial, ou da parcela do óleo excedente destinada à União, tende a gerar maior arrecadação para o Estado do que um leilão em que as ofertas são feitas com base no bônus de assinatura. Mas nada impede que o leilão em um regime de concessão se faça com lances de *royalties* ou participações especiais.

No que diz respeito ao risco geológico, conforme expusemos naquela mesma Seção, o argumento apresentado na exposição de motivos constitui-se, na verdade, em contra-argumento. Quanto menor o risco geológico, mais se aproxima a arrecadação do governo obtida em um leilão de bônus de assinatura daquela obtida a partir de leilões de parcela do óleo excedente. No limite, na ausência total de incerteza e com mercados funcionando perfeitamente, as duas formas de leilão produziriam a mesma arrecadação para o Estado.

Da exposição de motivos depreende-se também que a partilha (e a conseqüente transferência do óleo para o governo) dará maior controle do processo de gestão à União. Sem questionar o mérito desse controle, não é a partilha que irá permiti-lo, mas, sim, o direito de a Petro-Sal indicar metade dos membros dos comitês operacionais. A propriedade do óleo garante somente maior controle sobre esse óleo possuído, e não sobre a velocidade ou a forma como foi extraído.

Ainda de acordo com a exposição de motivos, a propriedade do óleo assegurará melhores condições para o desenvolvimento da indústria de refino e petroquímica no País. O nexo causal, entretanto, não ficou claro.

Pode ser que se esteja pensando que, por ser proprietário do óleo, a União deixe de exportá-lo, comercializando somente para refinarias e petroquímicas domésticas. Não cabe aqui discutir problemas de mérito com uma política de limitação de exportações. Se a intenção é limitá-las, bastaria o governo impor um imposto ou limites quantitativos sobre a exportação do óleo cru.

Outra possibilidade é o governo oferecer o óleo a um preço abaixo do de mercado para as refinarias e petroquímicas. Trata-se, assim, de um subsídio implícito. O mais transparente seria então o governo vender o óleo e, com o resultado da venda, e via orçamento, alocar os recursos que considerar justos, a título de subsídio.

O governo poderia também optar por não vender o óleo e passar a formar estoques, com o intuito de regular o preço no mercado doméstico ou para garantir o abastecimento doméstico em situações de emergência. Mas, para tanto, não é necessário ser proprietário do óleo. Basta comprar do produtor a quantidade desejada para compor o estoque que achar necessário.

Até o momento apresentamos argumentos mostrando que não é necessário ser proprietário do óleo para que se atinjam os (questionáveis) objetivos de direcionar a produção do mercado externo para o doméstico; de subsidiar as refinarias e a indústria petroquímica local; ou de formar estoques reguladores. Mas, em princípio, o fato de se atingirem os mesmos objetivos por outros meios não torna inferior a proposta de garantir à União a propriedade do óleo. Para tanto, são necessários outros argumentos, como os apresentados a seguir.

Em primeiro lugar, há custos de transação. Ou a Petro-Sal terá de alocar recursos para comercializar o petróleo, ou remunerará a Petrobras pela comercialização. Se a União recebesse suas participações em dinheiro, bastaria à ANP imputar o preço do barril com base na qualidade do óleo extraído. É esse o procedimento que vigora atualmente para formar a base de cálculo dos *royalties* e participação especial.

Em segundo lugar, pode ser que o óleo produzido na área do pré-sal não seja o adequado para nossas refinarias. Assim, o governo não poderia abastecê-las diretamente, ou seria necessário um investimento adicional em novas refinarias, aumentando a necessidade de capital por parte da Petrobras.

Em terceiro lugar, existe o problema de transparência. Conforme já dito, é melhor explicitar, no orçamento, eventuais subsídios concedidos às refinarias ou à indústria

petroquímica. Adicionalmente, nada impede que a remuneração da Petrobras pelo serviço de comercialização venha a se tornar uma forma não-transparente de transferência de recursos da União para a Estatal.

Deve-se reconhecer, entretanto, que no caso de a União desejar formar estoques reguladores – o que não ocorre na prática –, os contratos que lhe garantem a propriedade do óleo são mais vantajosos, por reduzirem os custos de transação. Para abranger esses eventos (extremamente raros), uma solução seria inserir nos contratos de partilha (ou de concessão) uma cláusula que desse a opção de compra do óleo pela União.

3.4.4. Papel da ANP no novo marco regulatório

Observa-se na imprensa e nos debates uma preocupação de a agência reguladora – a ANP – perder espaço no novo marco regulatório. Em termos relativos, certamente a ANP perderá espaço para a Petro-Sal. Mas não é muito claro se haverá transferência de atribuições ou se os dois órgãos passarão a atuar concorrentemente.

Em relação à execução da política energética, o PL nº 5.938, de 2009, apenas torna mais explícito o papel da ANP. Assim, passa a dizer que a ANP elaborará a **minuta** dos editais, como já ocorre na prática, e não os editais, como consta na Lei do Petróleo, em vigor. O PL também explicita que compete ao CNPE o ritmo de contratação dos blocos, bem como os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos, o que também já ocorre na prática.

O PL nº 5.938, de 2009, prevê que a ANP irá regular e fiscalizar as atividades realizadas sob o regime de partilha (art. 11, VI), e também “aprovar 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” (art. 11, V).

Eventual conflito de competências surge em outro projeto, o PL nº 5.939, de 2009, que cria a Petro-Sal. Em seu art. 4º, estabelece, entre as competências da nova estatal, as de monitorar e auditar a execução dos projetos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, além dos custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção. Obviamente, monitoramento e auditoria são atividades integrantes da tarefa de fiscalização. Suponhamos que o PL nº 5.939, de 2009, venha a ser sancionado depois do

PL nº 5.938. Isso implicaria revogação implícita dos dispositivos que atribuem à ANP a competência de fiscalizar o setor, pelo menos no que diz respeito aos contratos de partilha?

Pode-se questionar também, com base na discussão da Seção 4.3.1, se é, de fato, necessário que a Petro-Sal indique membros para o conselho operacional. Resultados equivalentes (no que diz respeito à fiscalização) poderiam ser obtidos se a ANP mantivesse fiscais, sem direito a voto, participando das reuniões dos comitês. Isso se for, de fato, necessária a presença de fiscais. Pode ser que as auditorias que a ANP realiza atualmente já sejam suficientes para garantir um nível adequado de fiscalização.

3.4.5. Requerimentos de conteúdo local

Desde a primeira rodada de licitações sob o marco regulatório atual, em 1999, os contratos de concessão previam cláusulas de conteúdo mínimo local. Nos primeiros contratos, os concorrentes podiam ofertar livremente os valores dos bens e serviços a serem adquiridos de empresas brasileiras para atividades de exploração e desenvolvimento da produção. Essas cláusulas foram se modificando ao longo do tempo. Desde a sétima rodada, os licitantes devem observar um limite mínimo e máximo de conteúdo local.

O PL nº 5.938, de 2009, mantém a obrigatoriedade de conteúdo local mínimo, que será proposto pelo Ministério de Minas e Energia ao CNPE. Cada edital de licitação apresentará o conteúdo local mínimo referente ao campo a ser licitado.

A história brasileira é pródiga em exemplos fracassados de proteção à indústria nacional por meio de reserva de mercado. O desenho institucional que ora se delinea poderá contribuir decisivamente para o aumento dessa coleção.

Os argumentos a favor da proteção da indústria nacional são velhos conhecidos. É necessário proteger uma indústria nascente, até que ela ganhe musculatura e possa competir em condições de igualdade com aquelas oriundas de países desenvolvidos. Os argumentos contrários são igualmente conhecidos: proteção não leva a maior competitividade, mas sim a lucros extraordinários que os respectivos empresários passam a auferir, em função do cartório de que dispõem.

Pode-se sofisticar o argumento a favor da proteção, alegando que o setor que fornece insumos para a indústria petrolífera requer alta tecnologia, que pode ser difundida para o restante da economia. Esses fornecedores gerariam externalidades positivas, ou seja,

benefícios para o restante da economia sem receber nada em troca. Nesse caso, faz sentido serem compensados por tais benefícios.

Mesmo aceitando a hipótese de que o desenvolvimento da indústria fornecedora de insumos e equipamentos mereça algum tipo de apoio, seja porque gera externalidades positivas, seja com base no argumento da indústria nascente, cabe pensar em outras formas de proteção que não o requerimento de conteúdo mínimo. Isso porque o modelo de conteúdo mínimo tende a gerar problemas cartoriais, como lucros extraordinários e pouco desenvolvimento tecnológico.

O ideal seria um sistema de subsídios porque, uma vez concedidos, a empresa tem maior incentivo em concorrer via preço e qualidade¹⁷. O problema dos subsídios é a pressão que exerce sobre as contas públicas, já que é o governo quem arca com os custos da proteção. Outra opção seria conceder uma vantagem aos fornecedores nacionais nas licitações. Por exemplo, permitindo-lhes ofertar preços até, digamos, 20% acima do oferecido pelo concorrente internacional. Nesse caso, como ocorre com o requerimento de conteúdo mínimo, é a empresa petrolífera (por exemplo, a Petrobras) que arca com o custo da proteção. A vantagem é que tal procedimento estabelece um limite para o ganho dos fornecedores, e deixa claro para a sociedade qual é o custo da política de incentivos¹⁸.

3.4.6. Necessidade de *expertise* por parte do Estado

A Seção 2.1.9 mostrou que contratos de partilha usualmente requerem maior conhecimento do Estado. Nos regimes de partilha, a principal fonte de receita provém da parcela do óleo excedente que é direcionada para a União. Como esse óleo é computado deduzindo, da produção total, a parcela do custo em óleo, o contratado tem incentivos para inflar esse custo e, com isso, reduzir a parcela que será partilhada com a União.

Vide, a respeito, a estrutura montada pelo Projeto para administrar a exploração do bloco, o chamado comitê operacional (art. 24), que possui estrutura complexa e prevê poder de veto e voto de qualidade para o presidente do comitê.

¹⁷ Os subsídios também podem gerar distorções, se forem excessivos em relação às externalidades geradas pela firma.

¹⁸ O sistema de requerimento de conteúdo mínimo pode ser interpretado como equivalente a um em que o fornecedor local pode contar um diferencial infinito de preços nas licitações.

É importante lembrar que, no atual marco regulatório, parte significativa das receitas governamentais advém da participação especial, que corresponde a uma espécie de faturamento líquido da empresa exploradora. Dessa forma, já existe no marco atual um incentivo para as empresas inflarem artificialmente os custos e, conseqüentemente, a necessidade de um aparato estatal bem preparado. Mas não resta dúvida que, caso venha a ser implementado, o regime de partilha irá requerer ainda mais conhecimento.

3.4.7. Formação de *joint ventures*

A Seção 2.1.11 mostra que há casos em que o Estado atua como sócio do contratado na assunção de custos e partilha de lucros na exploração e desenvolvimento do projeto. Já o modelo adotado pelo Projeto prevê, como regra geral, *joint venture* na administração das explorações de petróleo nos blocos do pré-sal, mas a União não assume riscos exploratórios (art. 2º, inc. I, e art. 5º). Um problema óbvio desse desenho é a ausência de incentivos para exploração eficiente por parte dos representantes da União.

A União poderá, entretanto, participar dos investimentos – assumindo riscos e partilhando lucros – nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo por meio de fundo específico, conforme previsto no parágrafo único do art. 6º. Essa participação se dará na fase da produção, ao contrário do que ocorre na maioria dos países, onde o Estado participa majoritariamente da fase de exploração.

3.4.8. Alteração do regime de concessão para o de partilha

Na exposição de motivos que acompanha o PL nº 5.938, de 2009, o regime de partilha possibilitaria maior arrecadação e maior controle por parte do governo. Conforme explicamos nas seções anteriores, isso não é necessariamente correto. A arrecadação do governo dependerá dos resultados dos leilões. De certa forma, quanto maior for o controle exercido pelo governo, menos atraentes serão as oportunidades de se investir no pré-sal e, portanto, menores tenderão a ser as ofertas dos licitantes.

No que diz respeito ao controle, o contrato de partilha garante unicamente que a União será proprietária de parcela do óleo produzido. Mas eventuais vantagens decorrentes dessa propriedade – garantia de fornecimento para refinarias locais, garantia de suprimento

para o mercado doméstico e desestímulo à exportação –, podem ser obtidas por meio de um sistema de tributação e subsídios, com custos de transação significativamente menores e maior transparência. O PL, se aprovado na forma como se encontra, permitirá, de fato, que a União detenha maior controle sobre a produção, o que não é necessariamente positivo. Mas isso se deve à criação do chamado comitê operacional, cuja metade dos membros será indicada pela Petro-Sal, e à necessidade de aprovação de planos de trabalho anuais pela ANP. Ou seja, são arranjos que independem do sistema de partilha.

Outra diferença importante entre o sistema de concessões e partilha é que, no primeiro, os leilões se dão por lances para bônus de assinatura, enquanto que, no segundo, pela parcela de óleo excedente a ser destinada para a União. Nada impede (obviamente, com as devidas alterações na legislação), contudo, que leilões para definir áreas a serem concedidas sejam feitos com base na melhor proposta para *royalties* ou participações especiais.

De uma forma geral, portanto, regimes de partilha e de concessão podem gerar resultados idênticos, tanto no que diz respeito à arrecadação, quanto ao controle por parte do governo. Não há, portanto, por que excluir um ou outro. O ideal seria que o PL introduzisse a possibilidade de criação de regime de partilha, sem extinguir a possibilidade de concessões para as áreas do pré-sal e consideradas estratégicas.

Em apresentação da Casa Civil sobre o novo marco regulatório, comentou-se que países com grandes reservatórios tendem a apresentar um regime de partilha. Por exemplo, Arábia Saudita, Irã, México, Venezuela, Emirados Árabes, China e Angola. Países com menores reservatórios, como Estados Unidos, Canadá, Reino Unido e Noruega, adotam regimes de concessão. Pela lista de países, o determinante do tipo de regime, contudo, pode não ser o tamanho das reservas, mas o grau de amadurecimento das instituições. A Seção 2.1.12 discute porque países com instituições mais fracas, como vários dos citados anteriormente, optaram por contratos de partilha, enquanto países mais democráticos e transparentes adotaram o regime de concessão.

3.5. Aspectos do regime de partilha que deveriam estar previstos em lei, e não em contratos

Há aspectos importantes do contrato de partilha que o PL nº 5.938, de 2009, deixa para regulamentação infra-legal.

O projeto não especifica, por exemplo, se o custo em óleo poderá ou não incluir a depreciação e, em caso afirmativo, qual sua taxa anual. O Projeto delegou a definição dos critérios para o contrato de partilha, inclusive para o cálculo do custo em óleo, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (art. 9º, inc. IV), que, por sua vez, poderá receber propostas do Ministério de Minas e Energia (art. 10, inc. III, do Projeto).

Outra falha grave do Projeto, o qual deveria, como ocorre no regime de concessão detalhado na Lei do Petróleo, prever os percentuais máximos de petróleo a ser entregue ao contratado a título de custo em óleo, bem como o percentual mínimo de excedente em óleo a ser entregue à União. A outorga de plenos poderes ao Poder Executivo (CNPE) para estabelecer tais critérios esvazia a competência do Poder Legislativo e permite que sejam negociados contratos abusivamente prejudiciais à União.

Seria de extrema importância fixar o teto para os custos recuperáveis (e, conseqüentemente, para o custo em óleo), que não deveria ser superior a 60% de todo o petróleo extraído. Não há empecilho, ademais, ao convívio desta regra-teto com o regime de *royalties* na partilha de produção. A alternativa, caso não se queira fixar um teto para o custo em óleo, seria definir alíquotas maiores para os *royalties*, em patamares, por exemplo, que poderiam variar entre 15% e 30%.

O projeto tampouco define o cronograma de pagamentos para o governo. Como se sabe, a maior parte do custo é incorrida na fase de exploração, antes de se iniciar a produção. Dependendo se o custo é descontado com maior ou menor velocidade, a receita governamental terá um caráter mais ex-ante ou ex-post. O projeto limita-se a afirmar que o Ministério de Minas e Energia poderá propor ao CNPE “critérios e percentuais máximos da produção anual destinada ao pagamento do custo em óleo” (art. 10, inc. III, alínea *d*), tema também previsto no edital de licitação (art. 15, inc. V) e nas cláusulas essenciais do contrato de partilha (art. 29, inc. V).

O projeto tampouco especifica se o custo a ser descontado refere-se ao do poço, do bloco ou de toda a área do pré-sal. Por exemplo, se o consórcio perfurar uma área e não encontrar petróleo, poderão ser deduzidos os custos incorridos nessa área do petróleo encontrado em outra?

4. SOBRE O PL Nº 5.939, DE 2009, QUE CRIA A PETRO-SAL

4.1. Introdução

Este Capítulo discute o Projeto de Lei (PL) nº 5.939, de 2009, que autoriza o Poder Executivo a criar a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Petro-Sal.

Além desta Introdução, o estudo contém mais quatro seções. Na próxima, apresentamos um resumo do PL. Na Seção 4.3 comentamos seus principais pontos controversos, mostrando que este PL, *per se*, não apresenta tantos pontos controversos, tendo em vista que a atuação da Petro-Sal no regime de partilha – maior problema do marco regulatório, a nosso ver – está detalhado no PL nº 5.938, de 2009.

4.2. Resumo

O Projeto de Lei (PL) nº 5.939, de 2009, autoriza o Poder Executivo a criar a Petro-Sal. Trata-se de uma empresa pública, constituída sob a forma de sociedade anônima e vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que terá por objetivos a gestão dos contratos de partilha de produção e a gestão de contratos de comercialização do petróleo pertencente à União¹⁹. A Petro-Sal deverá atuar como representante e defensora dos direitos da União nos consórcios formados para a execução da partilha de produção.

O PL nº 5.939, de 2009 trata de dois temas relevantes: os objetivos da Petro-Sal (arts. 2º, 4º e 5º) e a estrutura organizacional da empresa (demais dispositivos). O mais relevante do ponto de vista de marco regulatório para o pré-sal, é, obviamente, a discussão sobre os objetivos da Petro-Sal.

Para gerir os contratos de partilha, competirá à Petro-Sal, entre outras atividades, avaliar, técnica e economicamente, os planos de exploração, de avaliação e desenvolvimento e de produção; monitorar e auditar a sua execução; fazer cumprir as exigências contratuais referentes ao conteúdo local; e monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção.

¹⁹ No regime de partilha de produção, a União, em vez de receber sua participação em reais, recebe em óleo.

Quanto à gestão dos contratos de comercialização, o PL prevê que a Petro-Sal monitore e audite as operações, custos e preços de venda do petróleo, bem como verifique o cumprimento da política de comercialização do petróleo e gás da União resultantes dos contratos de partilha de produção.

Parte importante das atribuições da Petro-Sal encontra-se no PL nº 5.938, de 2009, que dispõe sobre o regime de partilha. Trata-se do poder da nova estatal de indicar metade dos membros, incluindo o presidente, dos comitês operacionais. Esses comitês serão responsáveis pela administração dos consórcios contratados sob o regime de partilha, e terão as atribuições, dentre outras, de definir os planos de exploração, os programas anuais de trabalho, analisar e aprovar os orçamentos e supervisionar as operações.

O PL nº 5.938 também prevê que a Petro-Sal deverá representar a União nos contratos de individualização de campos que se estendam para áreas não licitadas ou não partilhadas.

No que diz respeito aos aspectos administrativos, a Petro-Sal será uma empresa pública de natureza privada, cujo único acionista será a União. Seus recursos serão provenientes da gestão dos contratos, inclusive de parcela dos bônus de assinatura, e de outras fontes que usualmente são previstas quando se instituem fundos ou empresas estatais, como rendimentos de aplicações financeiras, alienação de bens patrimoniais e doações. O PL não estabelece se é a União quem pagará a Petro-Sal pela gestão dos contratos ou se será o contratado, a Petrobras ou o consórcio que adquiriu o direito de exploração.

A contratação de pessoal será feita pelo regime da Consolidação das Leis do Trabalho, sendo necessária a aprovação em concurso público de provas ou de provas e títulos. A Petro-Sal poderá patrocinar entidade fechada de previdência complementar. Temporariamente, em até quatro anos a contar da instalação da empresa, a Petro-Sal poderá contratar mão-de-obra temporária, sem concurso de provas. Enquanto a empresa não estiver operando, suas atribuições serão exercidas pela ANP²⁰. Os órgãos de administração e de fiscalização da empresa serão o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal.

Diversos aspectos importantes na área administrativa serão definidos no Estatuto da empresa, que será aprovado por ato do Poder Executivo. O Estatuto deverá, entre outros

²⁰ Esse dispositivo encontra-se no PL nº 5.938, de 2009.

assuntos, fixar o número máximo de empregados, o número de funções e de cargos de livre provimento, o funcionamento e as atribuições do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e do Conselho Fiscal.

4.3. PONTOS CONTROVERSOS

4.3.1. Há necessidade de se criar uma nova estatal?

De acordo com a exposição de motivos que acompanha o PL nº 5.939, de 2009, a criação da Petro-Sal é necessária para a implementação do regime de partilha de produção. Nesse regime, a União é remunerada por parcela do óleo excedente, que se constitui no volume de óleo extraído, descontada parte entregue ao contratado para ressarcir-lo dos custos de operação. Na ausência de fiscalização rigorosa, o contratado tem incentivo para inflar indevidamente seus custos e, com isso, receber maior parcela do óleo produzido.

Destaque-se que o papel de controle já é necessário atualmente. A participação especial, uma das espécies de participação governamental, é calculada de forma semelhante ao óleo excedente: sobre o total produzido, deduz-se uma parcela referente ao custo de exploração. A diferença é que, no modelo de concessão, os cálculos são feitos com base em valores monetários, e no modelo de partilha, o cálculo é feito com base em volume de petróleo. A ANP já fiscaliza as concessionárias, promovendo regularmente auditorias para avaliar a veracidade das informações prestadas referentes à produção e aos custos.

De acordo com depoimentos informais de funcionários da ANP, as auditorias são basicamente externas. Com a criação da Petro-Sal, a fiscalização poderá ser feita de dentro do consórcio, uma vez que, nos termos do projeto que regulamenta o regime de partilha de produção, a Petro-Sal indicará metade dos componentes do comitê operacional, órgão responsável pela administração do consórcio que explora a jazida.

Duas questões se colocam: *i)* para se ter uma fiscalização mais eficiente, é, de fato, necessário manter fiscais atuando permanentemente dentro da empresa, ou as auditorias que são realizadas hoje já seriam suficientes? *ii)* caso se concorde com a necessidade de se manterem fiscais dentro da estrutura dos consórcios, é necessário criar uma empresa estatal para isso? Não seria o caso de a ANP alocar funcionários para realizar tal tarefa?

A defesa dos interesses da União – objetivo primordial da Petro-Sal – pode ir além da questão da fiscalização. Apesar de não ser explícita, a exposição de motivos sugere que o governo poderá utilizar o óleo que possui para implementar uma política industrial, de fortalecimento da cadeia de petróleo, ou para controlar as exportações, o que garantiria o abastecimento doméstico e, eventualmente, a manipulação de preços no mercado internacional, a nosso favor.

Ocorre que todos esses objetivos podem ser atingidos por meio de outros instrumentos. Por exemplo, é possível limitar as vendas para o exterior alterando a alíquota do imposto de exportação; ou o estímulo à indústria nacional pode vir por meio de subsídios²¹.

Aqueles que não vêem necessidade na criação da estatal podem se valer ainda do argumento tradicionalmente feito contra a criação de empresas pelo Estado: mesmo que criadas com objetivos nobres, as estatais podem, ao longo do tempo, se transformar em objeto de barganha política ou fonte de empreguismo, deixando de servir adequadamente a sociedade e pressionando as contas públicas.

4.3.2. A Petro-Sal será capaz de exercer adequadamente suas atividades?

Conforme já explicado, uma das mais importantes atribuições da Petro-Sal é verificar se as empresas integrantes do consórcio de exploração (Petrobras, inclusive) não estão superfaturando os custos de exploração para reduzir a parcela de óleo que é entregue ao governo. Idealmente a Petro-Sal seria um ente com muita informação técnica, para viabilizar o melhor monitoramento possível da execução do contrato. Mas aí surge a questão: a Petro-Sal vai conseguir fazer isso?

Há a possibilidade de ela ser politicamente loteada, o que vai tirar a sua capacidade técnica de atuação. Outra possibilidade é a Petro-Sal vir a ser capturada pelos interesses da Petrobras, que não só será muito poderosa no novo modelo, como também é a entidade que formou a quase totalidade dos profissionais aptos a atuar na direção e operação da Petro-

²¹ Em sendo proprietária do óleo, a União pode implementar política industrial vendendo o petróleo a um preço abaixo do de mercado para refinarias e petroquímicas, fornecendo-lhes, assim, um subsídio implícito. O mesmo resultado – porém, com muito mais transparência – pode ser obtido com a União vendendo o óleo no mercado e transferindo, **explicitamente**, com consignação orçamentária, o valor do subsídio para refinarias ou petroquímicas.

Sal. Como a Petrobras será operadora e sócia de todos os consórcios, ela terá todo incentivo para sonegar informações à Petro-Sal, de modo a aumentar seu lucro e reduzir os repasses ao governo.

Outra atribuição da Petro-Sal seria controlar o ritmo da produção. Dado que a Petro-Sal deterá o poder de decisão nos comitês operacionais dos consórcios, ela poderá exigir que o ritmo de produção seja reduzido ou acelerado, de acordo com a oscilação do preço do petróleo. Ela também poderá interferir na política de venda (exportação ou venda interna), armazenamento e conluio de preços com outros produtores.

Em entrevista concedida ao Jornal Valor Econômico, em 3 de setembro de 2009, a Ministra Dilma Rousseff afirmou:

A diferença entre concessão e partilha é que, na concessão, eu não acesso a renda petrolífera, a não ser com imposto e participação especial e, ao fazê-lo, não controlo minha produção; **na partilha, acesso o grosso da renda petrolífera e, ao fazê-lo, controlo o ritmo de produção** e posso utilizar isso para fazer uma política de alianças internacionais, considerando o papel geopolítico do petróleo. **(grifos nossos)**

Mas essa possível vantagem também fica muito limitada quando consideramos o alto custo fixo das instalações do pré-sal. Uma coisa é a Arábia Saudita dizer que vai tampar um buraco no chão e parar de produzir petróleo. Outra coisa é dizer que o investimento bilionário feito para explorar e transportar o petróleo do pré-sal vai ficar parado, esperando o preço subir ou coisa parecida. O custo da ociosidade do equipamento será muito alto para viabilizar essa manipulação do ritmo de produção. A Petro-sal até pode ditar um ritmo de produção diferente daquele que seria preferido pelas empresas exploradoras, mas isso gerará custos tanto para as empresas quanto para o Estado, que receberá uma renda menor. Poderia até haver um entendimento jurídico de que esse custo fixo acumulado dos dias de produção atípica seriam imputados só para o Estado, que deu causa à paralisação ou à redução da produção.

Outro ponto a ser discutido é a eficácia do controle de produção. O controle da produção pode ter dois objetivos: manipular o preço internacional do petróleo ou racionalizar o fluxo de produção, de forma a adequá-la ao ciclo de preços. Sobre a manipulação de preços internacionais, se o Brasil vier a se tornar, de fato, um grande produtor, pode vir a influenciar o preço internacional via controle de produção. No longo prazo, esse tipo de controle pode vir a se revelar ineficaz, uma vez que o aumento de

preços decorrente torna viável a produção em outras áreas, ou o uso de outras fontes de energia. Mas, no curto prazo, de fato, é possível o País auferir ganhos via cortes da produção. Cabe lembrar que esse corte de produção pode ser atingido por meio de instrumentos diferentes do controle direto, como a tributação sobre exportações ou imposição de cotas. E corre-se sempre o risco de o corte de produção ser exagerado, de forma que, se o aumento de preços não for suficiente, as receitas governamentais acabarem sendo reduzidas.

A posteriori é muito fácil saber se o preço, já ocorrido, estava alto ou baixo. O difícil é tentar adivinhar o preço futuro do petróleo. Estudos econométricos não descartam a hipótese de que o melhor preditor para o preço futuro do petróleo, tal como ocorre com diversos ativos financeiros, seja o preço atual²². Em sendo verdade, previsões de que o preço irá subir (ou de que irá cair) estarão erradas na metade das vezes. Se não é possível prever o preço futuro, não há por que aumentar ou retardar o ritmo de produção.

Mesmo que seja possível prever o preço futuro, os produtores têm tanto interesse quanto o governo em ajustar a produção ao ciclo de preços e, provavelmente, maior competência em fazê-lo (principalmente se a hipótese de a Petro-Sal ser loteada politicamente se revelar verdadeira). No longo prazo, é ainda mais difícil prever o que ocorrerá com o preço do óleo. Por um lado, o esgotamento de reservas tenderá a forçar seu preço para cima. Mas, à medida que o preço aumentar, maior é o estímulo para o desenvolvimento de novas fontes de energia, que podem vir a suplantam o petróleo como fonte primordial de energia no planeta.

²² Em termos técnicos, isso significa dizer que o preço do petróleo segue um caminho aleatório.

5. SOBRE O PL N° 5.940, DE 2009, QUE CRIA O FUNDO SOCIAL

5.1. Introdução

Este Capítulo analisará o Projeto de Lei (PL) n° 5.940, de 2009, que cria o Fundo Social (FS). Conterá, além desta Introdução, outras duas seções. Na Seção 5.2 apresentamos um resumo do PL e, na Seção 5.3, analisamos seus aspectos positivos e negativos.

Em linhas gerais, julgamos positiva a idéia de criar um fundo para acumular parte dos recursos arrecadados com a exploração do petróleo. Há alguns pontos, entretanto, que deveriam ser aprimorados no projeto. Como exemplos, o PL deveria estabelecer parâmetros mínimos referentes à movimentação de recursos financeiros e à realização de investimentos em ativos; bem como definir as condições de sustentabilidade financeira do Fundo.

5.2. Resumo

O projeto de lei em análise trata da criação de um fundo de natureza contábil e financeira, denominado Fundo Social – FS, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de promover o desenvolvimento social no país.

O FS terá como objetivos constituir poupança pública de longo prazo, e oferecer fonte regular de recursos para projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental. Tais programas e projetos deverão observar o Plano Plurianual – PPA, a Lei de Diretrizes Orçamentárias – LDO e as respectivas dotações consignadas na Lei Orçamentária Anual – LOA. Também, o FS tem como objetivo mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis.

Ao Fundo Social será vedada a concessão de garantias, direta ou indiretamente, e está previsto que ele terá como fonte de receitas a parcela do valor do bônus de assinatura que lhe for destinada pelos contratos de partilha de produção, a parcela dos *royalties* que

cabe à União, deduzidas as destinadas a seus órgãos, a receita oriunda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, e os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades. Destaca-se que a receita oriunda da comercialização de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União equivale a todo o valor do petróleo a que a União fará jus nos contratos de partilha de produção. Esse item deverá, assim, ser a mais importante fonte de receita do Fundo proposto.

Quanto à política de aplicação de recursos, o projeto de lei prevê como objetivos a busca de rentabilidade, segurança e liquidez das aplicações, e sua sustentabilidade financeira. Essa política será realizada pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social – CGFFS, cuja composição e funcionamento serão estabelecidos por ato do Poder Executivo. O projeto dispõe, ainda, que os membros do CGFFS não farão jus à percepção de qualquer remuneração pelo desempenho de suas funções, e as respectivas despesas de operacionalização serão custeadas pelo próprio FS.

O CGFFS terá como competências definir: o montante a ser anualmente resgatado do FS, assegurada a sua sustentabilidade financeira; a rentabilidade mínima esperada; o tipo e o nível de risco que poderão ser assumidos na realização dos investimentos; os percentuais, mínimo e máximo, de recursos a serem investidos no País e no exterior; os percentuais, mínimo e máximo, de recursos a serem investidos por setor, ou atividade econômica; e a capitalização mínima a ser atingida antes de qualquer transferência para as finalidades e objetivos do FS. O projeto de lei também dispõe que o FS, a critério do CGFFS, poderá, diretamente pelo Ministério da Fazenda, adquirir ativos no Brasil ou no exterior.

Finalmente, o projeto de lei dispõe que a União, a critério do CGFFS, poderá contratar instituições financeiras federais para atuarem como agentes operadores do FS, cabendo a elas remuneração pelos serviços. O projeto também prevê que a União, mediante recursos do FS, poderá participar, como cotista única, de fundo de investimento específico, que deverá ser constituído por instituição financeira federal.

O CGFFS será responsável pelas diretrizes referentes às aplicações do fundo. Para definir os dispêndios do FS, será criado o Conselho Deliberativo do Fundo Social (CDFS), que contará com participação de representantes da sociedade civil e da administração

pública federal. Assim como no caso do CGFFS, os membros do CDFS não farão jus a qualquer forma de remuneração.

Sem prejuízo dos mecanismos tradicionais de prestação de contas, o projeto de lei prevê que o Ministério da Fazenda encaminhará, trimestralmente, relatório sobre o desempenho do Fundo ao Congresso Nacional.

5.3. Análise

O Projeto de Lei em questão apresenta alguns pontos que geram dúvidas ou controvérsias, que serão destacados a seguir:

5.3.1. Sobre o mérito de se instituir um fundo

A proposta de se criar um fundo com recursos oriundos da exploração do petróleo é mais do que meritória. A prática é adotada em quase todos os países que dispõem de reservas abundantes de algum recurso mineral, não necessariamente petróleo. Esses fundos, denominados de fundos soberanos, possuem dois objetivos principais:

i) acumular poupança, de forma a permitir que gerações futuras usufruam dos benefícios gerados pela extração do recurso mineral;

ii) estabilizar a economia. Isso é particularmente importante quando a receita gerada pelo setor exportador constitui-se em parcela significativa das receitas do governo. Nos fundos de estabilização, o governo aporta recursos quando o preço do recurso mineral estiver elevado, e saca recursos quando os preços estão deprimidos. Dessa forma, pretende-se estabilizar os gastos do governo ao longo do ciclo econômico e, conseqüentemente, estabilizar a demanda agregada da economia.

Nada impede que um fundo tenha ambos objetivos. Mas sua administração dependerá de qual objetivo é primordial. Por exemplo, fundos de estabilização devem concentrar suas aplicações em ativos de curto prazo e no exterior. Já fundos de poupança podem ter aplicações de prazo mais longo e investir no próprio país (sem prejuízo de aplicações internacionais).

Apesar de o PL nº 5.940, de 2009, estabelecer que o FS terá também o objetivo de mitigar os efeitos das variações de preços do petróleo sobre a economia nacional (art. 2º, III), ao que parece, o FS terá a função primordial de ser um fundo de poupança. Essa interpretação pode ser depreendida do art. 1º, que prevê que o FS deverá se constituir em fonte **regular** de recursos para projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e da tecnologia e da sustentabilidade ambiental.

É preferível que o FS seja, de fato, um fundo de poupança. Em primeiro lugar, o Brasil é uma economia bastante diversificada. Assim, oscilações do preço do petróleo, ainda que venham a impactar de forma não trivial as receitas governamentais no futuro, dificilmente terão a mesma influência que exercem em países que se especializaram na produção do óleo, como Arábia Saudita, Kuwait ou Venezuela.

Adicionalmente, fundos de poupança dificultam (embora não impeçam) atitudes fiscais irresponsáveis, pois, em princípio, toda a receita do petróleo é aportada no fundo e os saques são baseados no rendimento das aplicações. Já nos fundos de estabilização, os saques ocorrem quando o preço do petróleo estiver baixo. Porém, é difícil definir o que seja preço baixo. Na ausência de regras específicas, o conceito de baixo pode ser convenientemente ajustado para permitir saques exagerados do fundo.

Por fim, o Brasil possui diversas carências estruturais, que, para serem sanadas, irão requer investimentos contínuos e de longo prazo, independentemente dos ciclos econômicos. Os fundos de poupança são mais adequados para financiar esses dispêndios, justamente por oferecerem um fluxo regular, e de longo prazo, de recursos.

Cabe discutir, entretanto, o mérito de se aplicarem os recursos do FS em diversas áreas, como combate a pobreza, educação, ciência e tecnologia e sustentabilidade ambiental. Ao permitir a dispersão do uso, aumenta-se a probabilidade de mudanças de orientação de gastos, seja em função das preferências dos gestores, ou por critérios puramente políticos, gerando problemas similares ao de obras paradas. Por exemplo, em determinado período, o Conselho do FS decide priorizar, digamos, educação. Investe-se então na construção de laboratórios, escolas, qualificação de professores, etc. Em um período posterior, o Conselho decide priorizar meio ambiente, e todo o investimento feito em educação pode ser perdido.

Uma das maiores preocupações com um eventual excesso de divisas oriundas da exploração do petróleo é uma apreciação substancial do real, com conseqüências negativas sobre o setor industrial não vinculado à indústria de petróleo, ou sobre o setor exportador não agrícola. É o que a literatura descreve como doença holandesa, em decorrência da desindustrialização por que passou a Holanda após a descoberta de importantes reservas de gás no final dos anos 60.

Há duas formas de tentar evitar a doença holandesa. Uma é investir em ativos no exterior, de forma a conter o impacto das exportações do petróleo sobre o câmbio. Outra é aumentar a produtividade dos setores exportadores não ligados à indústria de petróleo. Por isso, o uso dos recursos em educação, desenvolvimento tecnológico e infra-estrutura podem contribuir fortemente para evitar a doença holandesa no Brasil, se fizerem com que a produtividade do setor exportador não ligado ao petróleo (ou do setor produtor de bens domésticos que compita com importados) cresça mais rapidamente que a produtividade do setor petrolífero. Canalizar recursos para erradicação da pobreza, ao estimular a demanda por serviços ou de alimentos produzidos para subsistência, aumentará a probabilidade de ocorrência da doença holandesa no País.

5.3.2. Características do Fundo Social

O projeto de lei dispõe que o Fundo Social – FS corresponde a um fundo de natureza contábil e financeira. Na literatura que trata da temática de finanças públicas, alguns conceitos do significado do termo “fundos” podem ser destacados.

Na obra Curso de Direito Financeiro (2008), de Regis Fernandes de Oliveira, é possível verificar algumas posições sobre o tema, como a definição de Hely Lopes Meirelles acerca do significado da terminologia “fundo”: “fundo financeiro é toda reserva de receita para a aplicação determinada em lei”. Cretella Junior, por sua vez, afirma que “é a reserva, em dinheiro, ou o patrimônio líquido, constituído de dinheiro, bens ou ações, afetado pelo Estado, a determinado fim”. A Lei nº 4.320, de 1964, que cuida de normas gerais de direito financeiro, em seu art. 71, define fundo como “o produto de receitas especificadas que, por lei, se vinculam à realização de determinados objetivos ou serviços, facultada a adoção de normas peculiares de aplicação”.

Ainda de acordo com a obra de Regis Fernandes de Oliveira (2008), é possível encontrar referência à posição de Ezequiel Antônio Ribeiro Balthazar. O autor defende haver dois significados para o vocábulo “fundo”, no âmbito do direito financeiro: o de vinculação de receitas para aplicação em determinada finalidade (classificado por ele como “fundo de destinação”); e o de reserva de recursos para distribuição a pessoas jurídicas determinadas (classificado por ele como “fundo de participação”).

O autor alega que o Fundo de Destinação se fundamenta constitucionalmente no inciso II do § 9º do art. 165 da Constituição Federal, e que cabe à lei complementar regular a sua instituição e funcionamento, competência essa atendida pelas disposições da Lei nº 4.320, de 1964. De modo distinto, os chamados Fundos de Participação têm caráter tributário, sendo previsto nos arts. 157 a 162 da Constituição Federal. São exemplos dessa classificação de fundos o Fundo de Participação dos Estados – FPE e o Fundo de Participação dos Municípios – FPM.

Considerando que o Fundo Social, segundo o projeto de lei que o cria, apresenta destinações de receitas específicas, aplicadas a determinadas finalidades – como projetos e programas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura etc –, e não de reserva de recursos para distribuição a pessoas jurídicas determinadas, inferimos que o FS tenha mais características de um fundo de destinação do que de um fundo de participação, estando relacionado ao que dispõe o inciso II do § 9º do art. 165 da Constituição Federal:

Art. 165.

.....

§ 9º Cabe à lei complementar:

.....

II – estabelecer normas de gestão financeira e patrimonial da administração direta e indireta, bem como condições para a instituição e funcionamento de fundos.

.....

A regulação quanto à operacionalização de fundos é prevista na Lei nº 4.320, que tem status de Lei Complementar. Essa lei impõe requisitos ao funcionamento dos fundos, além de dispor sobre tópicos como a vinculação da aplicação das respectivas receitas ao que estiver estipulado na Lei Orçamentária Anual, sobre a forma de controle e a prestação de contas. Contudo, o projeto de lei do FS remete a realização da sua política de aplicação

de recursos ao CGFFS, não fazendo qualquer referência às disposições da Lei nº 4.320, de 1964. Surge, então, a questão: **a atuação reguladora do CGFFS, relativamente ao FS, está plenamente vinculada aos dispositivos da Lei 4.320, de 1964?**

Outra questão relevante é a de que, segundo o projeto de lei, o fundo terá natureza contábil e financeira. Tendo natureza contábil, o fundo terá contabilidade específica, separada da contabilidade do órgão a que o fundo estiver administrativamente subordinado. Nessas situações, os recursos são movimentados a partir da Conta Única do Tesouro Nacional – todas as entradas e saídas dos respectivos recursos são realizadas a partir dessa conta, em nome do Fundo. O gerenciamento do fluxo de valores é feito a partir da autorização orçamentária e da programação de desembolso financeiro firmada com o Ministério da Fazenda. Contudo, o projeto de lei do FS dispõe que poderão ser aplicados recursos do Fundo no exterior, e na aquisição de ativos, ficando o CGFFS responsável pela política de aplicação desses recursos. O problema é que **o projeto de lei não deixa muito evidente até onde vai a competência do CGFFS na decisão de aplicação de recursos do FS e qual o poder de interferência do Tesouro Nacional na alocação dos recursos. Preocupa-nos não haver previsão de limites legais mínimos, impostos aos gestores do Fundo quanto à movimentação de recursos financeiros e à realização de investimentos em ativos.** Pelo texto atual, tais limites deverão ser regulados, tão somente, pelo estatuto do fundo.

5.3.3. O uso da arrecadação de *royalties* como fonte de receitas do Fundo Social

O projeto de lei prevê que constituem recursos do FS a parcela dos *royalties* que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus **órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção** (grifo nosso). Subentende-se, assim, que os contratos de partilha de produção definirão a forma como os *royalties* serão repartidos. Mas os *royalties*, atualmente, contam com destinações especificadas em lei – em especial, na Lei nº 9.478, de 1997, conhecida como Lei do Petróleo. Se os contratos de partilha especificarem destinações diferentes daquelas previstas na Lei do Petróleo, o governo federal pode vir a enfrentar ações na Justiça.

Por outro lado, se a distribuição dos *royalties* não se alterar, somente poderá caber ao FS a parcela de recursos destinada ao Fundo Especial (os demais recursos são destinados a Ministérios, ou seja, a órgãos específicos da União), que distribui os recursos para estados e municípios, utilizando os mesmos critérios de rateio previstos nos Fundos de Participação dos Estados e dos Municípios (FPE e FPM). Esse Fundo arrecada, atualmente, cerca de 8,5% dos *royalties*.

Em suma, o Poder Executivo optou por enviar ao Congresso a regulamentação da exploração da camada pré-sal sem alterar a atual legislação de distribuição de *royalties*. Porém, no projeto em análise, o abastecimento do Fundo Social com recursos provenientes dos *royalties* depende da redefinição desta partilha.

5.3.4. Necessidade de poupança e sustentabilidade do fundo *versus* perfil “gastador” do governo

O projeto de lei enfatiza a necessidade de se pouparem recursos do fundo para que sejam utilizados no horizonte de longo prazo, perseguindo-se a sustentabilidade do fundo. Remete boa parte dessa responsabilidade ao CGFFS, que terá como competências, por exemplo, definir o montante a ser, anualmente, resgatado, bem como a rentabilidade mínima esperada.

Contudo, não haveria muitas restrições para que a gestão do fundo flexibilizasse o alcance desses compromissos, usando mais recursos financeiros do que o previsto, sem a participação do Congresso Nacional. Assim, parece-nos importante a participação do Congresso Nacional nas definições de metas de aplicação de recursos do Fundo Social, o que não está previsto no atual texto do projeto de lei.

Reconhecemos que o inciso I do art. 6º prevê que o CGFFS irá definir o montante a ser resgatado do FS, **assegurada a sua sustentabilidade financeira** (grifo nosso). O termo “sustentabilidade financeira”, contudo, não está definido. Significa, por exemplo, que os saques não poderão superar o rendimento das aplicações? Ou que os saques não poderão superar a variação de ativos do fundo (lembrando que, principalmente nos primeiros anos, essa variação será fortemente influenciada pelos aportes da União decorrentes da comercialização do petróleo). A comparação entre saques e rentabilidade (ou variação de ativos) será feita considerando os valores do ano corrente, da média, digamos, dos três

anos mais recentes, ou de uma **expectativa** de rentabilidade (ou de variação de ativos) para os anos seguintes?

Para que se garanta que a fruição dos recursos do petróleo não se concentre na geração atual (ou, equivalentemente, que o governo não se sinta tentado a gastar, de imediato, parte significativa das receitas), a Lei que cria o FS poderia ser mais explícita, estabelecendo, no mínimo, que os saques do fundo não possam superar a rentabilidade nominal das aplicações financeiras. O ideal seria permitir que fosse preservada a rentabilidade **real** das aplicações. Há problemas operacionais, contudo, em definir rentabilidade real. Além disso, é comum haver longos períodos (como o atual) em que a rentabilidade real de aplicações financeiras nos países desenvolvidos é negativa.

Por fim, para permitir maior suavização de gastos, pode-se pensar em introduzir mecanismos prevendo que o critério de comparação entre retirada e rentabilidade seja feito com base no observado em um passado recente, digamos, nos últimos três anos.

5.3.5. Contratação de instituições financeiras federais e participação em fundo de investimento específico

O projeto de lei prevê a possibilidade de contratação de instituições financeiras federais para a aplicação de recursos financeiros do Fundo Social, bem como a participação da União, como cotista única, de fundo de investimento específico, que deverá ser constituído por instituição financeira federal. Não ficou muito claro se as instituições financeiras nacionais poderiam aplicar os recursos do FS somente em títulos emitidos por agentes domésticos ou internacionais, ou se poderiam também aplicar em fundos de investimento. A redação do PL menciona somente o termo “ativos”, que abrange tanto títulos quanto cotas em fundos, imóveis ou indústrias.

Não há porque restringir a contratação aos bancos federais. O objetivo do FS é que a população usufrua ao máximo os benefícios gerados pela arrecadação do petróleo. Os custos de administração dos fundos podem cair substancialmente se houver concorrência entre as instituições financeiras para disputar quem oferecerá o serviço. Vale lembrar os elevados custos de administração que são pagos à Caixa Econômica Federal e ao Banco do Nordeste para administrar fundos públicos, o que representa, ao mesmo tempo, um

desestímulo à eficiência dessas empresas públicas (que têm receita certa e garantida, sem esforço) e um gasto pouco produtivo de recursos públicos.

No caso de a União administrar o Fundo por conta própria, sem contratar instituição financeira, o Erário entra num negócio que envolve riscos em operações de mercado financeiro.

Em ambas as situações, a aprovação do projeto de lei pelo Congresso Nacional parece conferir amplos poderes ao Executivo para lidar com assuntos polêmicos e que podem colocar em risco a administração de recursos públicos realizada pelo Governo Federal.

5.3.6. Concentração de recursos na Presidência da República

De acordo com o projeto de lei, o fundo será subordinado à Presidência da República, o que lhe confere um volume substancial de recursos que poderá ser usado para barganhas políticas, concentrando mais poder em suas competências. Isso reforça ainda mais a necessidade de a Lei prever com maior precisão os critérios de saques e de aplicações dos fundos.

5.3.7. Engessamento dos gastos

Analisando a questão sob enfoque distinto, os fundos são usados para garantir recursos a determinadas finalidades. Por outro lado, eles engessam a administração quanto à flexibilidade de alocação de recursos disponíveis. Engessam, também, o espaço de ação do Legislativo, por imporem restrições à alocação dos recursos que o fomentam.

Todavia, dada a relevância das finalidades do Fundo Social, sua criação parece conter mais virtudes do que pontos fracos. O problema é se as regras que o criam vierem a ser posteriormente distorcidas ou alteradas, (tal como ocorreu com outras vinculações de recursos públicos) desviando das finalidades originais os recursos do fundo.

5.3.8. Ausência de remuneração para membro do Conselho do Fundo Social

Há preocupações quanto à ausência da remuneração dos membros do Conselho Deliberativo do FS. Normalmente, trabalhos de natureza “voluntária” tendem a aumentar a probabilidade de desvios de comportamento e a incentivar o comportamento de não-alinhamento com os objetivos do trabalho. Uma pessoa com intenções sérias dificilmente aceitaria participar de um conselho deliberativo “de graça”, sem remuneração, ainda mais sabendo dos vários problemas de ordem jurídica a que poderão estar expostos. Assim, cremos que a remuneração do conselheiro parece ser uma opção superior à que consta do projeto de lei em análise.

6. DO PL Nº 5.941, DE 2009, QUE TRATA DA CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRAS

6.1. Introdução

O Projeto de Lei (PL) nº 5.941, de 2009, autoriza a União a ceder onerosamente para a Petrobras o direito de explorar o equivalente a cinco bilhões de barris. A União aportará capital na Petrobras, sob a forma de títulos públicos. Esses mesmos títulos serão utilizados para a Estatal pagar à União pelo direito de exploração dos cinco bilhões de barris.

Este capítulo está estruturado em duas seções, além desta Introdução. Na próxima seção é feito um resumo do projeto de lei. E, na Seção 6.3, discutimos os principais pontos polêmicos. Em especial, critica-se o fato de o projeto estabelecer poucos parâmetros em relação ao preço do direito de exploração. Dependendo de como for fixado, esse preço significará uma transferência indevida de riqueza da União para a Petrobras (e, conseqüentemente, seus acionistas) ou um prejuízo para os acionistas minoritários da empresa. O PL deixa dúvidas em relação a aspectos importantes, por exemplo, quais serão as receitas governamentais devidas; a individualização de poços quando a jazida se estender por áreas não concedidas e não partilhadas; e o que ocorrerá se a cessão onerosa não ocorrer no prazo máximo de doze meses.

6.2. Resumo

O projeto de lei em análise trata, num primeiro plano, da concessão não-onerosa das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, em áreas não concedidas, para a Petrobras.

O projeto de lei prevê que a cessão seja intransferível e realizada com dispensa de licitação, além de ser limitada a um volume máximo de extração de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo.

O projeto dispõe, ainda, que a empresa poderá pagar ao Estado pela cessão mediante títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado, sob condições para pagamento fixadas em ato do Ministro de Estado da Fazenda. Para essa finalidade, dispõe o projeto de lei que a União fica autorizada a subscrever ações do capital social da Petrobras e a integralizá-las com títulos da dívida pública federal. O projeto de lei autoriza, ainda, que a União venha a emitir os correspondentes títulos, precificados a valor de mercado e sob a forma de colocação direta.

A cessão à Petrobras, dispõe o projeto de lei, será formalizada por instrumento contratual, que deverá conter as seguintes cláusulas: a identificação e a delimitação geográfica das respectivas áreas de extração; os respectivos volumes de barris equivalentes de petróleo, observado o limite de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo; a proporção mínima entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução das atividades de pesquisa e lavra referidas no caput do art. 1º e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade; o valor e as condições do pagamento pela cessão; e as condições para a revisão da cessão, considerando-se, entre outras, os preços de mercado e a especificação do produto da lavra.

Os laudos técnicos de avaliação necessários ao cumprimento das disposições competirão à ANP, órgão que também se incumbirá da regulação e da fiscalização das atividades dispostas no projeto de lei, alcançando, inclusive, os termos de acordos de individualização da produção a serem assinados entre a Petrobras e outros concessionários de blocos localizados na área do pré-sal.

O art. 4º do Projeto de Lei prevê, também, que as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos nas áreas do pré-sal serão realizadas pela Petrobras, por sua exclusiva conta e risco.

Há previsão de que, sobre o produto da lavra, incidirão *royalties*, cujos recursos serão distribuídos de acordo com as disposições da Lei nº 9.478, de 1997 (Lei do Petróleo). Além disso, está prevista a aplicação, às respectivas atividades de pesquisa e lavra, dos regimes aduaneiros especiais e dos incentivos fiscais aplicáveis à indústria do petróleo no Brasil

6.3. Análise

O Projeto de Lei em questão procura estruturar e autorizar a seguinte operação financeira:

1) O Tesouro Nacional emite títulos públicos e, com eles, integraliza capital da Petrobras. Isso significa que, no balanço do Tesouro, eleva-se o passivo (mais dívida pública) e o ativo (mais ações da Petrobras); enquanto no balanço da Petrobras elevam-se o ativo (títulos do Tesouro) e o capital social.

2) A Petrobras compra, da União, o direito de explorar 5 bilhões de barris, pagando com títulos do Tesouro. Tal operação provoca uma redução no passivo do Tesouro (diminui a dívida pública) e uma redução no seu ativo (pela alienação dos direitos de exploração de petróleo). No balanço da Petrobras há uma mutação no ativo, saem títulos públicos e entram direitos de exploração de petróleo.

3) Como resultado, a Petrobras teria a garantia de uma área de alto potencial produtivo para ser explorada, sem que isso tenha exigido que a empresa buscasse recursos próprios ou empréstimos no mercado para adquirir tal direito. O Tesouro, por sua vez, não tem sua situação alterada: os títulos que emitiu são cancelados, e a maior quantidade de ações da Petrobras de que agora dispõe compensam o fato de a União ter aberto mão de direitos sobre os 5 bilhões de barris de petróleo.

Porém, o PL apresenta alguns pontos que geram dúvidas ou controvérsias, que serão destacados a seguir:

6.3.1. O preço dos direitos de exploração cedidos à petrobras

O projeto prevê a cessão onerosa, à Petrobras, de direitos de exploração de petróleo na área do pré-sal, em até cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo, o que será feito sem licitação e sem prévia precificação do volume compreendido na cessão de direitos.

A falta de precificação²³ dá margem a questionamentos, uma vez que o Poder Executivo, mediante a atuação de seus órgãos, poderá estabelecer o respectivo preço de forma pouco transparente. Com a aprovação do Projeto de Lei, o Executivo terá a autorização do Congresso Nacional para realizar a cessão tempestivamente, que estará sujeita a critérios de avaliação por ele definidos e não largamente discutidos com a sociedade. Uma vez concretizada a operação, o custo de revisão da cessão poderá ser alto, a tal ponto de que se tornaria inviável desfazê-la.

Há o receio, assim, de que essa avaliação possa ser excessivamente favorável ou desfavorável aos acionistas da Petrobras, dependendo do valor que será efetivamente pago pela cessão de direitos.

Definir quanto vale o direito de exploração é uma tarefa complicada e, qualquer que seja a metodologia adotada, sujeita a críticas. Se não houvesse incertezas, nem quaisquer tipos de restrições nos mercados, o direito de exploração do petróleo equivaleria à diferença entre o preço de venda do petróleo e o custo de extração, ambos cotados em valores presentes. Por exemplo, se o preço do petróleo no mercado internacional for de US\$ 70,00 e o custo de extração (já incluída uma taxa de lucro considerada justa para o consórcio responsável pela exploração) for de US\$ 30,00, o direito de exploração seria de US\$ 40,00 (= US\$ 70 – US\$ 30).

Para entender por que chegamos a esse valor, imagine que o governo venda o direito de exploração por US\$ 35,00 a uma empresa “A”. Essa empresa teria, então, um lucro **extraordinário** de US\$ 5,00 por barril (= US\$ 70,00 – US\$ 35,00 – US\$ 30,00). O

²³ O Projeto de Lei dispõe apenas, em seu art. 3º, que “os volumes de barris equivalentes de petróleo de que o § 1º do art. 1º, bem como os seus respectivos valores econômicos, serão determinados a partir de laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras, observadas as melhores práticas da indústria do petróleo”. O parágrafo único desse artigo dispõe, ainda, que “caberá à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP obter o laudo técnico de avaliação das áreas que subsidiará a União nas negociações com a PETROBRAS sobre os valores e volumes referidos no *caput*”.

lucro de US\$ 5,00 é chamado de extraordinário porque os US\$ 30,00 referentes ao custo de extração já incluem uma taxa de lucro considerada normal.

Uma empresa “B” teria interesse em oferecer à União a quantia de US\$ 36,00 pelo direito de explorar o petróleo, pois, dessa forma, obteria um lucro extraordinário de US\$ 4,00 por barril (e se ela não adquirir o direito de exploração, seu lucro extraordinário seria US\$ 0,00). Enquanto houver lucro extraordinário, haverá empresas interessadas em oferecer maior valor pelo direito de exploração. A competição entre empresas, que poderia ser obtida mediante o processo de licitação, faria com que o preço do direito de exploração atingisse US\$ 40,00.

Todavia, no mundo real, não há competição perfeita e, especialmente na indústria de petróleo, há significativas fontes de incerteza. Por exemplo, uma empresa capaz de explorar com custos menores tem interesse em oferecer um valor mais alto pelo direito de exploração. Há incerteza quanto ao preço futuro do petróleo, outro parâmetro importante para definição do preço do direito de exploração.

Dessa forma, há vários parâmetros envolvidos para estimar o valor do direito de exploração. Os especialistas divergem sobre os diversos parâmetros que determinarão o preço do direito de exploração: o preço futuro do petróleo; o custo de produção; a trajetória da taxa de juros etc.

Como não é possível definir univocamente o preço correto do direito de exploração, avaliações favoráveis ou desfavoráveis à Petrobras poderão ensejar ações na Justiça. Na primeira hipótese, que implica transferência de valor do Estado aos acionistas privados da Petrobras, o Ministério Público poderia abrir uma representação na Justiça. No segundo caso, a operação levaria os acionistas privados, minoritários, a reclamarem direitos na Justiça.

Uma forma de contornar esse problema seria a realização de leilões para conceder o direito de exploração dos 5 bilhões de barris em questão. A União poderia, então, capitalizar a Petrobras utilizando os recursos auferidos nesses leilões. **O problema dessa alternativa é que ela é inconsistente com o viés estatizante do modelo de exploração proposto para o pré-sal.**

6.3.2. O Pagamento Pela Cessão Onerosa De Direitos De Exploração

O Projeto de Lei prevê que a Petrobras poderá pagar pelos direitos de exploração, objeto da cessão onerosa, com o uso de títulos públicos da dívida mobiliária federal, precificados pelo valor de mercado.

Os títulos públicos usados na capitalização da Petrobras poderão ser usados, segundo o projeto de lei, para que a empresa adquira o direito de exploração de até cinco bilhões de barris de petróleo. Dependendo do período transcorrido entre a capitalização da Petrobras e a efetivação da cessão onerosa do direito de exploração, o valor de mercado dos títulos pode variar substancialmente, o que, por sua vez, pode implicar perdas ou ganhos de valor significativo para a empresa. Destaca-se que o Projeto de Lei nada dispõe sobre esse período.

6.3.3. A cobrança de participações governamentais

O art. 5º do Projeto de Lei prevê o pagamento de *royalties* sobre o produto da lavra das áreas no pré-sal, com a distribuição seguindo as disposições da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Entretanto, o Projeto de Lei silencia quanto à cobrança de participação especial, gerando dúvidas se essa participação governamental será cobrada, ou não, na respectiva exploração de petróleo. O projeto é igualmente omissivo com relação a outras receitas governamentais, como o bônus de assinatura e a chamada “parcela de óleo excedente”.

A dúvida se torna ainda maior quando incorporamos à análise os dispositivos constantes do PL nº 5.938, de 2009, que dispõe sobre o regime de partilha de produção. Em seu art. 48, o PL prevê o pagamento da participação especial para todas as áreas que tenham sido contratadas sob o regime de partilha. Já os arts. 29, VII e 42 prevêem que o contratado também deverá remunerar a União com parcela do óleo excedente, além de pagar bônus de assinatura. Se o PL nº 5.938, de 2009, for sancionado após o PL nº 5.941, de 2009, então parece claro que a Petrobras ficará sujeita ao pagamento de todas essas formas de participação governamental. Mas se a ordem de sanção for inversa, pode-se levar à interpretação de que o art. 5º do PL nº 5.941, de 2009, que prevê somente o

pagamento de *royalties*, revoga, implicitamente, os dispositivos do PL nº 5.938, de 2009, referentes às demais participações governamentais.

6.3.4. A regulação dos acordos de individualização da produção

O Projeto de Lei dispõe que a regulação e a fiscalização das atividades de exploração na área adquirida pela Petrobras abrangerão, ainda, os termos dos acordos de individualização da produção a serem assinados entre a Petrobras e os concessionários de blocos localizados na área do pré-sal.

Todavia, o projeto de lei silencia sobre as hipóteses da necessidade de individualização de produção que eventualmente possa existir entre a Petrobras e uma área, ou bloco, ainda não licitados. Nesse caso, prevalecerá o que estabelece o art. 36 do PL nº 5.938, de 2009, que prevê que a União, representada pela Petro-Sal (empresa pública criada pelo PL nº 5.939, de 2009, para gerir os contratos de exploração e comercialização do petróleo), celebrará o acordo com os interessados. As informações necessárias para celebrar o acordo (por exemplo, a extensão da jazida) deverão ser fornecidas pela ANP. O problema é que a ANP, se não puder realizar as atividades de avaliação das jazidas, o que é provável, diante da escassez de seu quadro de pessoal e da falta de equipamentos, poderá contratar a Petrobras, e somente a Petrobras, para realizar os estudos. Cria-se, assim, um óbvio conflito de interesses, em que a Petrobras fornecerá à ANP estudos que servirão de base para acordos a serem celebrados com a própria empresa.

6.3.5. Prazo para a União ceder onerosamente à Petrobras o direito de exploração

O art. 8º do Projeto de Lei limita em 12 meses, a contar da publicação da lei, o prazo para que a União ceda onerosamente o direito de exploração à Petrobras. Tendo em vista que o projeto veio do Poder Executivo, o prazo exíguo sugere que a União já conhece as áreas em que ocorrerá a cessão onerosa e já tem pré-estimativas do valor da cessão. Do contrário, o prazo parece ser insuficiente para delimitar a área, estimar o volume de petróleo existente e precificar a cessão onerosa.

Caso a União não transfira o direito para a Petrobras no prazo estipulado, ocorrerá então somente a capitalização da empresa ou toda a operação será revertida? Em princípio, o projeto de lei não vincula a capitalização à cessão onerosa. Mas a capitalização da Petrobras pura e simples, sem a cessão onerosa, trará impactos substanciais para a dívida pública mobiliária, tendo em vista que, em algum momento, a empresa venderá os títulos para financiar seus investimentos.

6.3.6. A subscrição de ações da Petrobras

O art. 9º do Projeto de Lei prevê que a União fica autorizada a “subscriver ações do capital social da PETROBRAS e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal”, o que provoca aumento do passivo oneroso da União.

Quanto ao procedimento de aumento de capital de uma empresa como a Petrobras, há previsão na Lei nº 6.404, de 1976, que trata das sociedades por ações, e a mera autorização para a subscrição e integralização do capital não incorre, assim, em ilegalidade.

Analisando a situação sob uma abordagem diversa, percebe-se que, se, por um lado, a União aumenta o seu endividamento, emitindo títulos da dívida pública, por outro, ela mantém, ou até aumenta a sua participação no Capital da Petrobras – o que dependerá do acompanhamento da subscrição pelos demais sócios da empresa. De qualquer forma, a União passará a ter uma posição maior em ativos da empresa.

Quanto à Petrobras, após ser capitalizada, ela terá seu ativo fortalecido, que permitirá a ela realizar fatos permutativos (troca de ativos por outro ativos), como pagar à própria União pela cessão onerosa de direitos exploratórios ou realizar investimentos produtivos.

Considerando a primeira situação, chama a atenção o fato da possibilidade de haver ganhos ou perdas decorrentes da intertemporalidade que possa existir entre o momento da capitalização e o momento de pagamento à União pelos direitos exploratórios de óleo, com o uso de títulos da dívida da União.

Cabe ressaltar, por fim, que se utilizarem todos os recursos provenientes da capitalização para a aquisição de direitos de exploração, a Petrobras continuará sem capital para enfrentar os custos de explorar e operar campos em toda a área do pré-sal.

PARTE II – ASPECTOS DE CUNHO EMINENTEMENTE JURÍDICO RELACIONADOS AOS PROJETOS DO PRÉ-SAL

1. INTRODUÇÃO

Esta Parte analisa as proposições, inicialmente, sob os aspectos da constitucionalidade e juridicidade das correspondentes matérias.

Em razão dos projetos estarem em tramitação na Câmara dos Deputados e, portanto, sujeitos a alterações, não se está analisando individualmente cada um dos comandos das proposições. Focam-se nos dispositivos essenciais para a aferição das suas constitucionalidade e juridicidade.

2. ANÁLISE

Sob o aspecto da legitimidade para iniciar o processo legislativo, as matérias de todos os projetos de lei estão no âmbito de propositura do Presidente da República. Sendo assim, por esse ângulo, os projetos são constitucionais e jurídicos.

Para proceder ao estudo dos outros aspectos da constitucionalidade e da juridicidade das proposições, necessário é que se abordem, em preliminar, as disciplinas constitucionais acerca de licitações e do monopólio da pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

Em 10 de novembro de 1995, foi publicada no Diário Oficial da União (DOU) a Emenda Constitucional (EC) nº 9, que alterou o art. 177 da Constituição Federal, **autorizando à União contratar empresas estatais ou privadas** para atuarem em áreas antes exclusivas da Petrobras. Na prática, essa emenda significou a quebra do monopólio da estatal. Referida alteração constitucional, entretanto, remeteu à lei ordinária o disciplinamento da matéria.

O art. 37 da Constituição Federal de 1988 estabelece princípios a serem obedecidos pela administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios, além de trazer outras determinações. O *caput* do art. 37 e o seu inciso XXI têm as seguintes redações:

Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte:

.....
XXI – **ressalvados os casos especificados na legislação**, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante **processo de licitação pública** que assegure **igualdade de condições a todos os concorrentes**, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, **nos termos da lei**, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações.

..... (grifos nossos)

A EC nº 19 alterou a Constituição para dispor sobre princípios e normas da administração pública, servidores e agentes políticos, controle de despesas e finanças públicas e custeio de atividades a cargo do Distrito Federal, além de dar outras providências. No que é afeto a este trabalho, interessam especialmente as modificações processadas no inciso XXVII do art. 22 e no art. 173 e parágrafos. A emenda inovou ao definir que normas gerais de licitação e contratação para as empresas públicas, das sociedades de economia mista e de suas subsidiárias que explorem atividade econômica de produção ou comercialização de bens ou de prestação de serviços seriam definidos em estatuto jurídico próprio, sob a forma de lei ordinária, a qual disporá (porque ainda não foi editada) sobre: sua função social e formas de fiscalização pelo Estado e pela sociedade; **a sujeição ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários; licitação e contratação de obras, serviços, compras e alienações, observados os princípios da administração pública**; a constituição e o funcionamento dos conselhos de administração e fiscal, com a participação de acionistas minoritários; e os mandatos, a avaliação de desempenho e a responsabilidade dos administradores. Doravante, poderão ser feitas referências a essa lei, que ainda não existe, utilizando-se apenas o termo estatuto.

A competência para legislar sobre normas gerais referentes a licitações e contratos é privativa da União, e, no que é afeto à esfera federal, a competência legislativa é plena. Não há qualquer celeuma doutrinária ou jurisprudencial quanto a isso. A já referida EC nº

9 havia modificado a redação do art. 177, alterando o seu § 1º e acrescentando o § 2º. O texto desse artigo permanece até hoje na forma da EC nº 9:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

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

II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

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

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

V – a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei.

§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:

I – a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II – as condições de contratação;

III – a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União;

§ 3º A lei disporá sobre o transporte e a utilização de materiais radioativos no território nacional; (realces nossos)

Pela técnica de redação legislativa, é correto afirmar que dois parágrafos de um mesmo artigo tratam de mesma matéria ou de matéria relacionada, ainda mais quando, explicitamente, há referências diretas de um para o outro. É o caso dos §§ 1º e 2º do art. 177.

O § 1º determina que “a **União** poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei”. No § 2º, em lista exaustiva (*numerus clausus*), diz que **a lei referida no § 1º** disporá, entre outras matérias, sobre **as condições de contratação**.

Logicamente, para que sejam feitas essas contratações, deverão ser obedecidas as condições previstas em lei, que disporá especificamente sobre elas. **O texto evidencia que as contratações a que se refere são as concessões e autorizações para o exercício daquelas atividades**, porque concessões e autorizações são os **únicos** instrumentos constitucionalmente definidos para que seja possível a exploração, por particulares, de jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica, consoante o art. 176 *caput* e § 1º (abaixo):

Art. 176. As **jazidas**, em lavra ou não, e **demais recursos minerais** e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, **garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.**

§ 1º **A pesquisa e a lavra de recursos minerais** e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o *caput* deste artigo **somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União**, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e Administração no País, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas.

..... (grifos nossos)

Feitas essas considerações preliminares, analisemos cada uma das proposições.

2.1. O Projeto de Lei nº 5.938, de 2009, que dispõe sobre o regime de partilha

O PL nº 5.938, de 2009, *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, altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências.*

2.1.1. A instituição do sistema de partilha de produção

É produtivo, além de esclarecedor, que se inicie a análise pelo art. 2º, que traz as definições de termos utilizados no projeto de lei. O inciso I define “partilha de produção” como sendo

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 restituição do custo em óleo, bem como a parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.** (grifamos)

Evidentemente, **partilha de produção difere da autorização e da concessão**, as únicas formas admitidas pela Constituição Federal (CF) para que a União transfira ao particular a pesquisa e a lavra de recursos minerais, quaisquer que sejam (art. 176, *caput* e § 1º, da CF).

No regime de concessão, por determinação constitucional (art. 176, *caput*, da CF), é garantida ao concessionário a **propriedade do produto da lavra. Na partilha de produção**, que está sendo criada por lei, aquele que explora, avalia, desenvolve e produz, em caso de descoberta comercialmente viável, **apenas adquire o direito à restituição do custo em óleo, bem como a parcela do excedente em óleo**, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.

Na partilha de produção, aquele que explora, avalia e produz, em caso de descoberta comercialmente viável, **apenas adquire o direito à restituição do custo em óleo, bem como à parcela do excedente em óleo**, na proporção e prazos estabelecidos em contrato.

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

Denomina-se **excedente em óleo** a 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* e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43 do projeto de lei.

Ainda sobre a **propriedade do produto da lavra**, merece registro, a doutrina francesa, para a qual a concessão mineral confere o direito de pesquisa e de exploração ao particular sob a forma de um conjunto de prerrogativas e obrigações que constitui o que denomina de estatuto do concessionário. Essa escola doutrinária sustenta que a concessão cria, ao mesmo tempo, uma nova entidade jurídica – **a mina** – uma vez que, anteriormente, nada mais existia do que um simples elemento material de condição jurídica incerta, ou seja, a **jazida**. Por isso, o ato institucional da concessão tem o efeito de criar um novo bem, distinto daqueles já pertencentes ao concessionário e ao proprietário dos recursos minerais do subsolo.

O § 1º do art. 177 estatui que “a União **poderá contratar com empresas estatais ou privadas** a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei”. Tais atividades constituem monopólio da União. O inciso I refere-se **à pesquisa e à lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos**. A interpretação da Constituição é feita de forma sistêmica e integrada. A União não é obrigada a contratar com empresas estatais ou privadas a realização das referidas atividades, contudo, **se optar por contratar, deverá ser sob regime de autorização ou de concessão**, por força das disposições do art. 176 da Lei Maior.

A propósito, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que *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*, está perfeitamente alinhada com a Constituição.

Seu art. 5º estabelece que a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos 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. Por seu turno, o art. 23 da referida lei estatui que as **atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação**, na forma nela estabelecida.

O art. 47 da proposição pretende alterar a redação do art. 5º da Lei nº 9.478, de 1997, da seguinte forma:

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. (NR)

Dúvida não há de que **o concessionário difere do contratado sob o regime de partilha de produção**.

Ademais, o § 1º do art. 33 do PL nº 5.938, de 2009, estabelece que “**o concessionário ou o contratado sob o regime de partilha de produção** deverá informar à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que a jazida será objeto de acordo de individualização da produção”. A mesma distinção é feita no art. 36 e no parágrafo único do art. 40 do projeto. É de uma clareza solar que **o regime de partilha de produção é um novo modelo que se pretende criar por lei**. O pecado original dessa pretensão reside em que, **para os fins a que se propõe, a criação teria que se dar por meio de uma proposta de emenda à Constituição**.

De plano, percebe-se que **o regime de partilha de produção é um novo modelo para pesquisa e lavra de recursos minerais que está sendo criado por meio da legislação infraconstitucional**²⁴, específico para 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. Todavia, **essa criação não tem amparo na Carta Política**.

A justificativa trazida na Exposição de Motivos E.M.I. nº 00038 - MME/MF/MDIC/MP/CCIVIL, 31 de agosto de 2009, assinada pelos ministros Edson Lobão, Guido Mantega, Miguel Jorge, Paulo Bernardo Silva e Dilma Rousseff, reconhece o regime de concessão como o único aplicável à matéria (por opção do legislador ordinário – Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 – Lei do Petróleo), ao defender a criação do regime de partilha da produção. Esquecem-se os ministros, porém, de informar claramente que os regimes de concessão ou autorização são impostos pela Carta Magna, não pela lei.

²⁴ É de notar que o PL nº 5.938, de 2009, a despeito de pretender a criação de um modelo diferente do de concessão, faz uso do instituto da reversão de bens, típico do regime concessório, em dois dispositivos: art. 29, XV, e art. 32, § 2º.

4. Portanto, considerando o novo contexto, mostrou-se evidente que o atual marco regulatório firmado pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 – Lei do Petróleo – não é suficiente para permitir, em vários sentidos, o adequado aproveitamento das reservas descobertas na nova província petrolífera do Pré-Sal. O marco regulatório vigente, que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo e institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, foi fundamentado nas premissas que levaram à promulgação da Emenda Constitucional nº 9, de 1995. Assim, disciplinou-se a possibilidade de a União contratar as atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, existentes no território nacional, por meio de concessão, a serem desenvolvidas por empresas constituídas sob as leis brasileiras e com sede e administração no País.

5. O referido marco legal foi concebido de modo a contemplar as condições vigentes àquela época, quando o País tinha produção relativamente pequena, o barril de petróleo era cotado em torno de dezenove dólares e o risco exploratório era considerado elevado.

6. Ocorre que a legislação atualmente vigente não prevê outras possibilidades de contratação das atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos de forma diversa do modelo de concessão. De acordo com este modelo, o concessionário exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, adquirindo, após a extração, a propriedade de todos os hidrocarbonetos produzidos. Em compensação, paga ao poder concedente bônus de assinatura, **royalties** e participações especiais, cujos valores, nos dois últimos casos, dependem, em regra, do volume de produção do petróleo e do gás natural extraídos.

.....

18. A inexistência, no plano legal, de regramento para o uso de outras modalidades de contratação além da concessão já prevista na Lei do Petróleo limita, portanto, as opções à disposição da União para melhor atendimento ao interesse público e o direcionamento dessas riquezas para os objetivos do desenvolvimento nacional. Assim sendo, a introdução do regime de contratação via partilha de produção traz como vantagem principal maior controle do processo de gestão, desde a exploração até a comercialização, das reservas de petróleo e gás.

2.1.2. O tratamento diferenciado concedido à Petrobras, em detrimento dos agentes econômicos que com ela disputam o mercado

Continuando, avaliamos igualmente importantes de conhecer as definições dos incisos VI e VII do art. 2º:

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 [sempre] 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; (grifos do Consultor)

Não resta dúvida de que a Petrobras, pessoa jurídica de direito privado, sociedade de economia mista exploradora de atividade econômica em regime concorrencial, está recebendo **tratamento diferenciado e privilegiado em relação às demais pessoas jurídicas de direito privado que com ela disputam o mercado**.

Compete **somente à Petrobras** conduzir e executar **todas** as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção. Se for de seu interesse, a Estatal poderá contratar essas atividades com terceiros (“... condução e execução, direta ou indireta...”). O favorecimento dado à Estatal brasileira solenemente ignora que outras empresas constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sua sede e administração no País estejam capacitadas ou que possam se capacitar para cumprir essas tarefas. O **privilégio** dado à Petrobras é **flagrantemente inconstitucional**, conforme demonstraremos. Materialmente, o projeto ressuscita o monopólio da empresa, quebrado pela EC nº 9.

A Petrobras será SEMPRE contratada pela União para explorar e produzir petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção. A contratação poderá ser feita isoladamente com a Estatal ou com o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação promovida para a contratação sob o regime de partilha de produção, na qual, aí sim, poderão as outras empresas disputar. Ressalta-se que, nesse consórcio, a Petrobras, no mínimo, terá participação de trinta por cento (art. 10, III, c, do PL nº 5.938, de 2009). **Não há respaldo na Lei Magna para esse favorecimento.** Pelo contrário.

Os simplórios incisos VI e VII do art. 2º do PL nº 5.938, de 2009, afrontam, de uma só vez, inúmeros comandos constitucionais. Viola(m)-se:

- o **valor social da livre iniciativa**, um dos fundamentos de nossa República – opção pelo sistema capitalista (art. 1º, IV);

- a **valorização da livre iniciativa**, como um dos fundamentos da ordem econômica – incentivo ao empreendedorismo (art. 170, *caput*);

- dois **princípios** da ordem econômica: **propriedade privada e livre iniciativa** (incisos II e IV do art. 170);

- o direito a todos assegurado de exercer livremente qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei, que, **inapelavelmente, deve obedecer à Constituição** (parágrafo único do art. 170);

- o art. 173, inciso II, que sujeita a empresa pública, a sociedade de economia mista e suas subsidiárias que explorem atividade econômica de produção ou comercialização de bens ou de prestação de serviços ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários.

- o **princípio constitucional da livre concorrência** (art. 170, inc. IV), vez que a reserva de mercado que o projeto confere à Petrobras (participação compulsória da empresa na pesquisa e lavra de petróleo e gás natural em todas as áreas do pré-sal) reforça, sobremaneira, a posição dominante da Petrobras, não apenas no mercado de pesquisa e lavra de petróleo, como também nos mercados verticalmente integrados de toda a cadeia produtiva, em especial no refino e transporte marítimo e por meio de dutos, de petróleo e gás natural, o que contribuirá para a probabilidade futura de exercício de atos abusivos do poder econômico pela Petrobras em todos os mercados do petróleo e do gás natural, em evidente prejuízo para a livre concorrência entre prestadores públicos e privados que deve existir no setor.

Não se deve compreender que as atividades previstas no art. 177, que trata do monopólio da União, estão excepcionadas da observância do princípio constitucional da livre concorrência. E isso porque: **a)** o princípio da livre concorrência está previsto no art. 170 da Constitucional e informa, portanto, toda a Ordem Econômica constitucional; **b)** o monopólio a que se refere o *caput* do art. 177 refere-se apenas à titularidade das atividades

descritas, que sempre será da União, e não à prestação de tais atividades; c) nos termos do § 1º do art. 177 da Constituição, a União não presta tais atividades: poderá contratar empresas públicas ou privadas para a execução das atividades. E, ao contratar *tanto* empresa pública (Petrobras) como empresas privadas (que hoje ultrapassam sessenta, apenas no mercado de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural), nos termos da Lei do Petróleo em vigor (Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997), a União deve manter sua neutralidade no jogo concorrencial, a fim de não inviabilizar as atividades exercidas pelas empresas privadas nos mercados de petróleo e gás natural.

A proteção da livre concorrência deve ser entendida, assim, como liberdade para exercer a luta econômica sem a interferência do Estado²⁵ e sem os obstáculos impostos pelos outros agentes econômicos (privados).

Eros Grau (*A ordem econômica na Constituição de 1988*, pp. 240-6) define o princípio da livre concorrência (art. 170, inc. IV) como “liberdade de concorrência, desdobrada em liberdades privadas e liberdades públicas”, assim definidas: (a) faculdade de conquistar a clientela, desde que não através de concorrência desleal (liberdade privada); (b) proibição de formas de atuação que deteriam a concorrência (liberdade privada); e (c) neutralidade do Estado diante do fenômeno concorrencial, em igualdade de condições dos concorrentes (liberdade pública).

Nesse contexto, insere-se na tutela da livre concorrência a garantia à isonomia de atuação entre ente estatal e ente privado, como previsto nos §§ 1º e 2º do art. 173 da Constituição de 1988.

²⁵ Uma das modalidades mais comuns de interferência estatal prejudicial à manutenção da isonomia em matéria de concorrência constitui a ajuda estatal a determinadas empresas, procedida por meio de isenções tributárias ou crédito subsidiado. No regime da Comunidade Econômica Européia, toda ajuda estatal deve ser comunicada à Comissão Européia, com o fito de se analisar os efeitos provocados sobre a concorrência. A este respeito, assinala Luís Cabral de MONCADA (Direito econômico. 2. ed. Coimbra: Coimbra Editora, 1988, p. 440) que: “A orientação geral das normas comunitárias a este respeito consagra o princípio da incompatibilidade das ajudas dos Estados com o mercado comum, no pressuposto de que as ajudas e subsídios dos Estados às empresas nacionais as vão favorecer artificialmente na concorrência que elas têm de enfrentar tanto interna como externamente”. Ressalva o Autor (op. cit., p. 341), entretanto, a existência das seguintes exceções, a maioria delas relacionadas à justiça social: (a) auxílios de natureza social atribuídos a consumidores individuais, com a condição de serem concedidos sem qualquer discriminação relacionada com a origem dos produtos, (b) auxílios destinados a remediar os estragos causados por calamidades ou por outros acontecimentos extraordinários e (c) os auxílios atribuídos à República Federal Alemã na medida necessária para compensar as desvantagens causadas pela divisão do país. Sobre o tema, é relevante ressaltar o precedente do CADE que reconheceu ser a guerra fiscal travada entre Estados-membros do Brasil um instrumento capaz de causar efeitos lesivos sobre a concorrência (Consulta nº 38/99, sendo consulente o PNBE, Pensamento Nacional das Bases Empresariais e Relator o Conselheiro Marcelo Calliari, julgado em 22/03/2000).

Como anota Manoel Jorge e Silva NETO (*Direito constitucional econômico*. São Paulo: LTr, 2001, p. 154): “Assim, tanto o § 1º, II, como o § 2º do art. 173 buscam localizar no mesmo plano o Estado-empresário e os entes privados, certamente por ter concluído o constituinte originário que, em um sistema capitalista governado pela regra do livre mercado, seria inaceitável a concessão de privilégios às empresas públicas e sociedades de economia mista, posto que vulnerar-se-iam, a um só tempo, os princípios constitucionais econômicos da liberdade de iniciativa e da livre concorrência”.

Por fim, salienta Pierre DELVOLVÉ (*Droit public de l'économie*. Paris: Dalloz, 1998, p. 119) o conteúdo do princípio da igualdade de tratamento concorrencial entre agentes públicos e privados:

Moins radicalement l'interdiction d'exercer des activités publiques concurrençant les entreprises privées impose seulement l'égle concurrence entre opérateurs publics et opérateurs privés. Elle n'exclut pas l'exercice d'activités publiques concurrençant les entreprises privées mais elle oblige à exercer ces activités publiques dans les mêmes conditions que celles des entreprises privées.

Por sua vez, a exegese do art. 173, inciso II, da Constituição é de que, **no que tange à sua atuação como agentes econômicos em regime de concorrência de mercado, aqueles entes da Administração Pública não podem ser discriminados, quer positiva quer negativamente**. Destarte, sua condição deve ser de **isonomia** com os seus concorrentes totalmente privados, **tanto em direitos quanto em obrigações** – todos, a despeito de o legislador constituinte ter optado por ressaltar, em lista exemplificativa os civis, comerciais, trabalhistas e tributários.

A lei está conferindo à Petrobras privilégios que são expressamente vedados pela Constituição. Também frente à letra do § 2º do art. 173, percebe-se como a proposição está afrontando o texto constitucional. O comando determina que as **empresas públicas e as sociedades de economia mista não poderão gozar de privilégios fiscais não extensivos às do setor privado**.

Privilégios fiscais não se resumem a direitos e obrigações de natureza tributária. O termo “fiscal” é muito mais amplo do que “tributário”, estando associado à atuação do Estado na consecução de seus objetivos. Para ficarmos apenas em um exemplo dessa distinção, cita-se o art. 165, § 5º, I, da Carta da República:

Art. 165.

.....
§ 5º A lei orçamentária anual compreenderá:

I – o orçamento **fiscal** referente aos Poderes da União, seus fundos, órgãos e entidades da administração direta e indireta, inclusive fundações instituídas e mantidas pelo poder público;

.....
O orçamento **fiscal** não se resume a receitas tributárias. Essas são apenas uma parte do orçamento **fiscal**, que contém **a previsão da receita (tributária e não tributária) e a fixação da despesa** dos Poderes da União, seus fundos, órgãos e entidades da administração direta e indireta.

Certo é que **as sinecuras que o Estado pretende conferir à Petrobras por meio do PL nº 5.938, de 2009, não são extensivas às empresas do setor privado**, que estão sendo colocadas em situação de menosprezo em relação à Petrobras. Vêem-se, portanto, alijadas, por um ato do Poder Público que viola a Constituição, da possibilidade de competir em pé de igualdade com a estatal. Inopinadamente, considerando que envolvem o alcance dos objetivos estatais, **as benesses em favor da Petrobras são inconstitucionais**.

Proveitoso trazer o escólio de Celso Antônio Bandeira de Mello, na pequena, porém densa, obra *Conteúdo Jurídico do Princípio da Igualdade*. Mello lembra que o *caput* do art. 5º da Lei Magna estabelece o princípio da igualdade, segundo o qual todos são iguais perante a lei, sem distinção de qualquer natureza, com os temperamentos previstos no próprio texto constitucional ou em lei, desde que não haja violação de direitos e garantias fundamentais. No caso da produção legislativa e na aplicação da lei, ainda que seja óbvio, acrescentamos que não pode haver violação da Constituição. Nesse sentido:

O preceito magno da igualdade, como já tem sido assinalado, é norma **voltada quer para o aplicador da lei quer para o próprio legislador**. Deveras, não só perante a norma posta se nivelam os indivíduos, mas, **a própria edição dela se sujeita ao dever de dispensar tratamento equânime às pessoas**.

.....
Em suma: dúvida não padece que, ao se cumprir uma lei, todos os abrangidos por ela hão de receber tratamento parificado, sendo certo, ainda, que ao próprio ditame legal é **interdito deferir disciplinas diversas para situações equivalentes**. (MELLO. Celso

Antônio Bandeira de. *Conteúdo Jurídico do Princípio da Igualdade*. 3ª ed. Malheiros, 2005, pp. 9/10) (grifos nossos)

Diante da imanência do princípio da igualdade, que permeia toda a Constituição e, obrigatoriamente, informa as alterações promovidas pelo constituinte derivado, a produção legislativa e a aplicação das normas jurídicas, o que importa conhecer são os limites dentro dos quais se admite o estabelecimento de um *discriminen*, para que se mantenha o respeito também ao princípio da isonomia e, no limite, à própria Carta Política. No caso em análise, **o tratamento diferenciado concedido à Petrobras é, além de contrário à norma constitucional expressa, violador do princípio da igualdade**. O diploma constitucional (art. 173, inciso II e § 2º), expressamente, coloca as empresas públicas, as sociedades de economia mista e suas subsidiárias que explorem atividade econômica de produção ou comercialização de bens ou de prestação de serviços – no que se enquadra a Petrobras –, em situação de isonomia e igualdade com as empresas privadas. **A lei não pode mudar isso.**

Para finalizar, o projeto de lei obriga empresas privadas, e mesmo a Petrobras, a formar vínculos associativos compulsórios (art. 20 do PLC). Nada mais ofensivo à livre iniciativa. Uma coisa é dar a uma empresa a opção de concorrer à possibilidade de explorar jazidas minerais em consórcio com entes estatais, outra é obrigá-la à associação, sob pena de alijá-la por completo dessa atividade econômica, impedindo-a de cumprir seus fins societários.

Não bastasse estarem na contingência de formar consórcios, as empresas privadas não podem sequer escolher com quem se consorciar. Deverão formar consórcios, SEMPRE, com a Petrobras e com a Petro-Sal. Diga-se de passagem, sem qualquer possibilidade de ter voz ativa na condução do negócio, considerando que a participação dos parceiros privados no comitê operacional que gerenciará o consórcio será sempre minoritária. De acordo com o art. 23 da proposição, a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º do PLC, que vem sendo denominada de Petro-Sal, indicará a metade dos integrantes desse comitê, inclusive o seu presidente, cabendo aos demais consorciados a indicação dos outros integrantes. A Petrobras figurará, obrigatoriamente, entre os demais consorciados, com uma participação **mínima** de trinta por cento (art. 10, III, c, do projeto). Sem muito esforço, nota-se que quem comandará as ações do consórcio é a sua parte estatal.

Para a Petrobras a situação é bem diferente. Pretende-se dar a ela, sem concorrer com ninguém, alguns contratos no regime de partilha da produção, para os quais deverá formar consórcio com a Petro-Sal. Além disso, lhe será permitida a opção de concorrer sozinha em licitação ao direito de firmar contratos no regime de partilha da produção. Hipótese em que também constituirá consórcio com a Petro-Sal. E, ainda, a sociedade de economia mista poderá entrar na disputa por contratar no regime de partilha da produção em consórcio com alguma outra empresa (única possibilidade que essa tem atuar nesse mercado), sendo garantido à Petrobras o mínimo de trinta por cento de participação. Esse quinhão mínimo pode ser ampliado, de acordo com regulamentação infralegal, pois caberá ao MME propor ao CNPE essa participação (art. 10, III, *c*, da proposição). A lei garantirá o mínimo, mas o máximo ficará ao alvitre da Administração. Mais uma mazela do projeto.

Apenas a título de exemplo, se o bloco a ser licitado para fins do contrato de partilha de produção possuir boas perspectivas exploratórias e produtivas, nada impede que a Administração defina, no edital de licitação, o percentual de noventa e nove por cento de participação para a Petrobras. É óbvio que o exemplo é exagerado, mas nada impedirá que se determine participação de setenta ou de oitenta por cento. Tudo isso ao bel prazer da máquina administrativa estatal. Percebe-se, novamente, indisfarçado favorecimento à sociedade de economia mista na proposição, associado a um desproporcional agigantamento do Estado frente ao particular. Consoante os argumentos apresentados neste trabalho, pode-se dizer até que há um indisfarçado apadrinhamento da Petrobras, o que é absolutamente inconstitucional.

Pode-se alegar que uma estipulação de participação mínima tão alta poderá afugentar eventuais interessados privados, o que não seria do interesse do Estado, e, por essa razão, tal não ocorreria. Contudo, o outro lado da moeda também é uma possibilidade. Da forma como se está protegendo e privilegiando a Petrobras, a empresa pode se tornar forte a ponto de até atuar no sentido de afastar potenciais concorrentes. Não aparecendo interessados, continuará sendo possível que, em nova decisão administrativa, o bloco seja enquadrado entre os dos contratos de partilha de produção destinados exclusivamente à Petrobras. No exemplo, se já havia inconstitucionalidade no favorecimento, por vias administrativas transversas, pode-se chegar ao aniquilamento de vários princípios constitucionais. Ficamos em apenas quatro: interesse público (que não se confunde com o interesse estatal), igualdade, isonomia e livre iniciativa.

Conclusões

Conclui-se afirmando que o PL nº 5.938, de 2009, é eivado de inconstitucionalidades, cujas principais raízes estão no art. 2º. Essas raízes de tal modo estão entranhadas na inspiração do proponente, que permeiam todo o projeto, tornando inviável procurar sanear as inconstitucionalidades.

Em razão de os fundamentos para arguir as afrontas à Lei da República serem combinações dos elementos até aqui apresentados, julgamos oportuno, no momento, não dar destaque a outros dispositivos do projeto contaminados pela pecha da inconstitucionalidade.

Diante do exposto, consideramos o PL nº 5.938, de 2009, inconstitucional e antijurídico.

2.2. O projeto de lei nº 5.939, de 2009, que cria a petro-sal

2.2.1. Constitucionalidade, conveniência e oportunidade da criação da Petro-Sal

Nos termos do art. 37, XIX, da Constituição, lei específica deve autorizar a instituição de empresa pública.

No caso específico da Petro-Sal, em razão dos fins a que se destina, é preciso perquirir a possibilidade de sua instituição. Boa parte da análise foi feita preambularmente, nas Seções 1 e 2.1 desta Parte. Contudo, reservamos para este subitem responder a uma questão que exige interpretar o art. 177 da Lei Maior.

A questão é a seguinte:

A contratação com empresas estatais ou privadas da pesquisa e da lavra das jazidas de petróleo e gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos pode ser feita pela União e por interposta pessoa em seu nome, ou somente pela União?

Voltemos ao texto do art. 177 da Constituição:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

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

.....
§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei.

§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:

.....
II – as condições de contratação;

III – a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União;

.....
O § 1º determina que “a **União** poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei”.

Questiona-se se o constituinte possibilita apenas à União, e a mais nenhum outro ente, mesmo que pessoa jurídica de direito público ou empresa controlada direta ou indiretamente por ela, a contratar determinadas atividades, que são monopólio dela União, seguindo condições a serem definidas em lei. Ou se não há vedação para que essas contratações sejam feitas por meio de outros entes.

Consideramos que o § 2º responde à questão. Em lista exaustiva (*numerus clausus*), o dispositivo estabelece que a lei referida no § 1º disporá, entre outras matérias, sobre as condições de contratação. Salvo melhor juízo, o legislador constituinte deferiu ao legislador infraconstitucional a possibilidade de definir, inclusive, se a contratação seria feita diretamente pela União ou por alguém em seu nome. Portanto, em primeiro momento, não se divisaria violação da ordem jurídica na instituição de uma empresa pública (Petro-Sal), para, em nome da União, contratar com empresas estatais ou privadas a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

Sendo assim, sob o aspecto estritamente formal, aparentemente, não se identificariam inconstitucionalidades e antijuridicidades no PL nº 5.939, de 2009.

Há que se considerar, porém, a disposição do *caput* do art. 173 da Constituição, pelo qual a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só é permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, ressalvados os casos previstos na própria Lei Magna. O Estado somente participa do

mercado por meio das empresas públicas e das sociedades de economia mista que desenvolvem atividade econômica.

A discussão mais relevante é quanto à conveniência e oportunidade de se criar mais uma empresa estatal, visto que suas atribuições poderiam ser adequadamente desempenhadas pelo Ministério das Minas e Energia e pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), desde que lhe fossem garantidos os mesmos instrumentos e meios que se quer colocar à disposição da Petro-Sal.

De toda sorte, a criação da Petro-Sal está umbilicalmente vinculada à mudança de paradigma da exploração e comercialização das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, cujos problemas foram levantados na Seção 2.1.

Continuando a discussão acerca da constitucionalidade e da conveniência e oportunidade do Projeto nº 5.939, de 2009, seguem algumas considerações adicionais. A proposição é dividida em dezoito artigos, dos quais merecem atenção os arts. 1º, 2º, 4º, 5º, 6º, 17.

O art. 1º considera que a Petro-Sal é uma empresa pública que adotará a forma de sociedade anônima. Terá um único acionista, a União.

O art. 2º atribui dois *objetivos sociais* à Petro-Sal: a) primeiro, terá de gerir os contratos de partilha de produção; b) segundo, terá de gerir os contratos de comercialização de petróleo e gás natural.

Aqui reside o ponto não-meritório do projeto: gestão de contratos não é função de empresa estatal; é função de órgão regulador.

Essa impressão é confirmada pelo parágrafo único do art. 2º, ao afirmar que a Petro-Sal não será responsável pela *execução, direta ou indireta, das atividades de exploração, desenvolvimento, produção e comercialização de petróleo e gás natural*.

Ora, se a Petro-Sal não irá explorar a indústria e o comércio do petróleo, não há relevante interesse coletivo para a sua criação, como exige o art. 173, *caput*, da Constituição, o que torna o Projeto inconstitucional nesse aspecto.

De fato, o que se quis foi esvaziar as competências da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao se transferir para a Petro-Sal a gestão e a fiscalização dos contratos de partilha de produção na área do pré-sal.

O art. 4º também reforça a tese de que a Petro-Sal é um órgão regulador camuflado de empresa estatal, ao incluir entre as competências da futura estatal as de: **a)** defender os

interesses da União na gestão dos contratos de partilha; **b)** avaliar os planos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural; **c)** fazer cumprir as exigências contratuais referentes ao conteúdo local; **d)** monitorar e auditar a execução dos projetos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural; **e)** monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção; **f)** celebrar contratos com agentes comercializadores e fiscalizar a conduta destes quanto ao cumprimento da política de comercialização de petróleo e gás natural, bem como monitorar as operações, custos e preços de venda de petróleo e gás natural; e **g)** representar a União nos procedimentos de individualização da produção.

As atividades descritas nas alíneas *a*, *f* e *g* podem ser desempenhadas pelo Ministério de Minas e Energia. As demais atividades podem ser desempenhadas pela ANP.

O tratamento legal da Petro-Sal como ente regulador é evidenciado, ainda, no art. 48 do Projeto nº 5.938, de 2009, o qual considera que, enquanto não for criada a Petro-Sal, suas competências serão exercidas pela União, *por intermédio da ANP*, podendo ainda ser delegadas por meio de ato do Poder Executivo.

Esse Projeto também exige que a Petro-Sal integre todos os consórcios formados para a exploração de petróleo e gás natural na área do pré-sal (arts. 19 e 20), bem como atribui à Petro-Sal o direito de indicar metade dos integrantes, inclusive o presidente, do comitê operacional que irá administrar os blocos outorgados para exploração na área do pré-sal (art. 23, parágrafo único, do Projeto nº 5.938, de 2009). Essas são as únicas atribuições realmente empresariais da Petro-Sal. Mas é evidente que a fiscalização dos blocos pode ser realizada pela ANP, e a administração de tais blocos, pela Petrobras, o que torna a Petro-Sal desnecessária e inconveniente.

A criação da Petro-Sal está relacionada à compreensão de que o contrato de partilha exige a presença de uma *empresa estatal*. Isso foi amplamente divulgado pela mídia brasileira. Ocorre que, de um ponto de vista estritamente jurídico, trata-se de uma afirmação falsa. Explica-se.

Como o Estado, na partilha de produção, é proprietário de parte do petróleo extraído, deve o contratado entregar o petróleo *in natura* ao Estado ou pagar ao Estado o valor desse petróleo em dinheiro. As duas hipóteses são possíveis na partilha de produção.

Caso o Estado opte por receber sua parte de petróleo em dinheiro, é evidente a desnecessidade de uma empresa estatal.

Caso, entretanto, queira o Estado receber sua parcela de petróleo *in natura*, necessariamente caberá ao Estado o ônus de comercializar (exportar ou vendê-la às refinarias) ou estocar tal petróleo.

Isso constitui atividade econômica, a qual, nos termos dos arts. 170, parágrafo único, e 173, § 1º, da Constituição, somente por ser exercida por empresas privadas ou por empresas estatais, que são pessoas jurídicas de direito privado.

Como a ANP não é uma empresa estatal e sim uma agência reguladora, não se admite, do ponto de vista jurídico-constitucional, que ela realize, diretamente, a comercialização ou estocagem do petróleo de propriedade da União.

Essa restrição constitucional possui justificativa jurídico-econômica: como pessoa jurídica de direito público que é, a Agência está imune do pagamento de impostos sobre seu patrimônio, renda ou serviços. O exercício de atividade econômica (no caso, comercialização de petróleo) por uma agência reguladora criaria, assim, uma forte e inconstitucional distorção competitiva, dado que a Agência, ao não pagar impostos, poderia vender seu petróleo para as refinarias em valores muito abaixo do praticado pelas empresas, públicas ou privadas, as quais devem suportar toda a carga tributária.

Como a ANP não poderia receber o petróleo *in natura*, resta ao Estado duas alternativas: comercializar o petróleo por uma empresa estatal, seja a Petrobras, seja uma nova estatal; ou, ainda, promover licitação para que uma empresa privada comercialize o petróleo do Estado. Essa empresa privada poderia ser o próprio explorador do campo de petróleo.

2.2.2. Conclusões

Percebe-se, em conclusão, que a criação de uma nova estatal é apenas uma opção, a se concretizar caso o Estado prefira não atribuir tal função à Petrobras nem queira contratar empresa privada para realizar o encargo de comercializar o petróleo de propriedade estatal.

Outra questão a ser colocada reside na possibilidade de o Estado arcar com custos de investimento, pesquisa e exploração do campo de petróleo, no modelo de partilha de produção chamado *joint venture*, previsto no art. 6º, parágrafo único, do PL nº 5.938, de 2009. Nesse caso, o Estado deverá realizar sua parceria com o contratado privado, necessariamente, por meio de uma empresa estatal, a qual poderá ser a Petrobras.

Em arremate quanto a esse ponto, não há necessidade, conveniência e mesmo constitucionalidade, por ausência de relevante interesse coletivo, na criação da Petro-Sal.

Por fim, caso a Petro-Sal acabe sendo criada, sugere-se emendar o art. 5º da proposição, pelo qual é dispensada de licitação a contratação da Petro-Sal pela União, a fim de se compatibilizá-lo com o art. 3º, que prevê isonomia entre a Petro-Sal e as empresas privadas.

2.3. O Projeto de Lei nº 5.940, de 2009, que cria o Fundo Social

2.3.1. Aspecto formal constitucional da criação do Fundo Social

A Constituição veda a instituição de fundos de qualquer natureza, sem prévia autorização legislativa (art. 167, IX). O PL nº 5.940, de 2009, submete ao Poder Legislativo a criação do Fundo Social (FS), de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, cuja finalidade é constituir fonte regular de recursos para a realização de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental.

A principal fonte de recursos do FS advém da exploração das jazidas do pré-sal. Dessa maneira, a criação do fundo igualmente é indissociável do novo modelo de exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos naqueles campos.

Salvo melhor juízo, não se verificam inconstitucionalidades ou injuridicidades na proposição, ressalvada a sua estreita vinculação com o modelo preconizado no PL nº 5.938, de 2009, cujos problemas já foram evidenciados.

2.3.2. Outros aspectos relevantes do Projeto de Lei

Alguns comentários adicionais sobre o PL nº 5.940, de 2009, merecem ser anotados.

A proposição é dividida em quinze artigos, dos quais merecem atenção os arts. 3º, 9º, 10 e 12.

O art. 3º define as receitas (recursos) do Fundo Social. Estão incluídos os valores referentes a: **a)** bônus de assinatura pagos pelos contratos de partilha de produção; **b)** *royalties* que couber à União, exceto os montantes destinados aos seus órgãos específicos; e **c)** a receita advinda da comercialização do petróleo e/ou do gás natural que, *in natura*, for entregue pelo contratado à União em razão do contrato de partilha de produção.

Na hipótese do item b acima, seria importante mencionar que os *royalties* da União que integrarão o Fundo Social são aqueles derivados apenas do contrato de partilha de produção. Dessa forma, seria mantida a coerência com o disposto no item a, que remete ao Fundo as receitas advindas dos bônus de assinatura derivados do contrato de partilha de produção.

No caso previsto no item c, a comercialização será feita por agentes comercializadores contratados pela Petro-Sal e os recursos obtidos formarão receita para o Fundo Social, mas nos termos definidos em lei, como anota o inc. III do art. 3º do Projeto, o que significa que apenas parte dessa receita será destinada ao Fundo Social.

O art. 9º permite que outra destinação seja dada aos recursos do Fundo, que não a social. Tal dispositivo permite que a União crie outro fundo, totalmente específico, com recursos do Fundo Social. O art. 10 relata, em seu § 2º, que tal fundo terá por finalidade promover a aplicação em ativos no Brasil e no exterior. Muito abrangente, portanto. Mas é no parágrafo único do art. 6º de Projeto de Lei nº 5.938, de 2009, que regula o contrato de partilha, que se revela a principal destinação de tal fundo específico, *in verbis*:

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.

Nesse ponto, três pontos devem ser observados.

Primeiro, o dispositivo acima citado fala em fundo específico criado por lei; mas o fundo específico previsto no art. 9º do Projeto de Lei nº 5.940, de 2009, que trata do Fundo Social, não será criado por lei, mas por ato da União e constituído por instituição financeira federal. Há, portanto, uma inconsistência redacional, derivada do fato de que o fundo previsto em um Projeto não faz referência ao outro fundo, previsto no outro Projeto.

Segundo, há que se esclarecer se o intuito do fundo específico é investir em qualquer tipo de ativos ou apenas em ativos relacionados à indústria do petróleo em exploração na área do pré-sal.

O terceiro ponto reside na oportunidade e conveniência de se permitir a criação desse fundo específico para investimento em ativos e exploração de petróleo, dado que a União, necessariamente ao assim proceder, estará assumindo riscos exploratórios correspondentes à sua participação, como anota, expressamente, o parágrafo único do art. 6º do Projeto de Lei nº 5.938, de 2009.

Por fim, o art. 12 do Projeto de Lei nº 5.940, de 2009, que regula o Fundo Social, delega ao Poder Executivo Federal, em seu § 1º, o direito de eleger os membros do respectivo Conselho Deliberativo, órgão incumbido de deliberar sobre a propriedade e a destinação dos recursos resgatados do Fundo Social. O ponto a ser observado, aqui, está na possibilidade de o Projeto definir os assentos do Conselho, vinculando-os a órgãos e entidades do setor público e/ou privado.

2.4. O projeto de lei nº 5.941, de 2009, que dispõe sobre a capitalização da petrobras

2.4.1. Constitucionalidade do Projeto de Lei

O PL nº 5.941, de 2009, *autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição, e dá outras providências.*

Sob o prisma da constitucionalidade da proposição, novamente promove-se injustificado favorecimento da Petrobras. Aproveitam-se integralmente os argumentos apresentados quando da análise do PL nº 5.938, de 2009, relativos à concessão de tratamento diferenciado em prol da estatal e, na outra ponta, em menoscabo das empresas particulares que concorrem ou possam querer concorrer com ela no mercado. Consoante demonstrado, tal apadrinhamento confronta princípios sensíveis e disposições expressas da Lei da República.

Deste modo, o PL nº 5.941, de 2009, *in totum*, merece a pecha de inconstitucional.

2.4.2. Outros aspectos relevantes do Projeto de Lei

Algumas considerações adicionais merecem ser feitas. O Projeto nº 5.941, de 2009, cuida de dois temas: **a)** a cessão onerosa da atividade de exploração e de volume de petróleo e gás natural; e **b)** a subscrição de ações da Petrobras pela União, em operação de aumento de capital.

O tema referente à “cessão onerosa” traz três questões.

Primeira, trata-se de atribuição, à Petrobras, de autorização para explorar pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em *áreas não concedidas localizadas no pré-sal*. Como se trata de cessão onerosa, deverá a Petrobras pagar à União *bônus de assinatura* pela exploração em si.

Mas o Projeto não fala em pagamento de *bônus de assinatura*. Diz apenas, no § 2º ao art. 1º, que a Petrobras pagará *pela cessão de que trata o caput*. Seria melhor, portanto, esclarecer que se trata de *bônus de assinatura* pela “exploração em si”.

Segunda, o Projeto, a despeito de relatar que a exploração se dará em área de pré-sal, não qualifica a titularidade da Petrobras sobre tal exploração, isto é, se a hipótese se trata de concessão ou de partilha de produção ou, ainda, de um tipo especial de partilha de produção. Essa omissão do Projeto traz as seguintes confusões interpretativas: **a)** quando o art. 5º comenta que a Petrobras deve *royalties* à União, nada mais será devido? Por exemplo, não será devido também à União uma fração do excedente em óleo?; **b)** se é a Petrobras quem explorará o bloco, por sua conta e risco (art. 4º do Projeto), será a ela permitido retirar, para além dos cinco bilhões de barris de óleo objeto da cessão (art. 1º, § 1º, combinado com o art. 4º, parágrafo único), outros tantos barris de petróleo a título de ressarcimento pelos custos incorridos na exploração, o chamado custo em óleo?; e **c)** caso a resposta do item “b” seja negativa, a quem caberá o volume de petróleo excedente a cinco bilhões de barris, porventura extraído pela Petrobras? À Petrobras, integralmente? À União, integralmente? Haverá partilha desse petróleo excedente? Se houver, quem definirá os critérios e quais serão estes critérios?

Nada disso está respondido no Projeto. Até se poderia imaginar que a Petrobras, ao alcançar a extração de exatos cinco bilhões de barris, deverá paralisar totalmente a atividade de exploração do bloco, o que seria um contra-senso evidentemente antieconômico.

Terceira, se considerado for que o petróleo em subsolo pertence à União e que tal petróleo será cedido onerosamente à Petrobras antes mesmo de ser extraído, dado que a cessão deverá ocorrer em até um ano, deve ser observado que: **a)** a dispensa de licitação, na hipótese, além de conter vício de constitucionalidade, não atende aos interesses da União, porque a Petrobras poderá adquirir o petróleo por valor inferior ao que seria obtido em futura venda, após a extração; deve-se observar, ainda, que dado que a propriedade da lavra somente é adquirida pelo explorador após a sua extração (art. 176 da Constituição) e não enquanto estiver no subsolo; **b)** trata-se de negócio antieconômico para a União, porque venderá à Petrobras petróleo a preço muito baixo (em torno de dez dólares por barril, especula-se), transferindo-se para a Petrobras volume expressivo de riqueza e de expectativa de ganhos pertencente à União. O ideal para a União seria primeiro extrair o petróleo e, no futuro, vendê-lo a preço de mercado, pactuando-se contrato de partilha de produção com fração, do excedente em óleo, expressiva e favorável à União; e **c)** o art. 4º, parágrafo único, do Projeto nº 5.941 confere à Petrobras a titularidade do petróleo e gás natural de que trata o art. 1º, § 1º, mas tal titularidade depende do fato de a União realizar a cessão onerosa prevista no art. 1º; trata-se de dispositivo, portanto, que antecipa a cessão, por ora apenas autorizada pelo art. 1º do Projeto.

O tema referente à subscrição das ações da Petrobrás merece, também, duas observações.

Primeira, a de que a Lei de Sociedades por Ações permite o pagamento das ações com títulos da dívida pública mobiliária federal, créditos que são, equiparados a bens suscetíveis de avaliação em dinheiro (art. 7º da Lei nº 6.404, de 1976). Mas tais títulos deverão ser avaliados por 3 (três) peritos ou por empresa especializada, nomeados em assembléia-geral dos subscritores. E a assembléia de acionistas subscritores deverá aprovar os valores avaliados (art. 8º da Lei nº 6.404, de 1976). Esse ponto deve ser mencionado no Projeto.

Segunda, deverá ser assegurado direito de preferência na subscrição de ações, em favor dos acionistas minoritários, nos termos do que define o estatuto social da Petrobrás (arts. 171 e 172 da Lei nº 6.404, de 1976), os quais poderão oferecer em integralização títulos da dívida pública mobiliária federal semelhantes aos ofertados pela União.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Analisou-se o conjunto de projetos de lei 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, e sobre matérias diretamente relacionadas à criação desse novo regime. É inconteste que o PL nº 5.938, de 2009, se trata do núcleo central das proposições. Todas as outras gravitam ao seu redor e dele dependem.

O PL nº 5.938, de 2009, pilar de sustentação de todo o sistema engendrado nos projetos encaminhados contém uma miríade de inconstitucionalidades, conforme demonstrado neste trabalho. Em parte, elas se repetem no PL nº 5.941, de 2009, por conta do inconstitucional favorecimento à Petrobras.

O enfrentamento pelo Congresso Nacional, notadamente, das questões que maculam os PLs nºs 5.938 e 5.941, de 2009, são cruciais para o deslinde do trâmite legislativo das proposições apresentadas pelo Poder Executivo.

No mérito, o regime de partilha, *per se*, não traz problemas. Em princípio, o regime de partilha permite um maior controle direto sobre a produção e destino do petróleo. Mas pode-se chegar aos mesmos resultados com um regime de concessão, por meio de uso adequado de instrumentos de tributação, subsídios e cotas. No que diz respeito às receitas governamentais, ambos regimes podem produzir resultados equivalentes. A grande crítica que se faz aos projetos, em especial, ao PL nº 5.938, de 2009, são os benefícios concedidos à Petrobras e a participação excessiva da Petro-Sal nos comitês operacionais.

O desenho proposto desestimulará fortemente a participação do setor privado na exploração do pré-sal, o que certamente reduzirá a produtividade do setor e levará a um nível de produção aquém do socialmente ótimo.

Esperando termos atendido satisfatoriamente a demanda desta Liderança, colocamo-nos à disposição para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.