

Breve análise das implicações do contrato de partilha na exploração do Pré-sal

Everton Lima da Cruz
Victor Miguel Barros de Carvalho

Resumo

O presente artigo objetiva analisar os principais aspectos do contrato de partilha e suas implicações na exploração de petróleo nas zonas do Pré-sal e em áreas estratégicas. Ademais, discute-se também a flexibilização do monopólio do petróleo e a participação de empresas estrangeiras na sua exploração, além da avaliação das principais diferenças do contrato de partilha em relação às demais espécies contratuais. Investigam-se igualmente os objetivos do Estado na adoção do regime de partilha bem como se estabelece um paralelo com alguns dos modelos internacionalmente adotados. Ponderam-se criticamente os principais aspectos controvertidos relacionados ao regime de partilha de produção, evidenciando os efeitos advindos desse modelo a médio e longo prazo. Considera a criação de uma nova estatal para gerir a parcela de *profit oil* do Estado. Considera a produção doutrinária como principal meio de pesquisa. Avalia a minuta do modelo contratual proposto para o leilão do Campo de Libra. Conclui que as principais deficiências do regime de partilha apontadas pela doutrina foram sanadas com a estipulação do bônus de assinatura e com a previsão da cobrança de *royalties*.

Palavras-chave: Regime de partilha de produção. Flexibilização do monopólio do petróleo. Pré-sal.

Abstract

The present article aims to analyze the main aspects of the PSA (Production Sharing Agreement) and its implications on oil exploration in the Pré-sal (pre-salt) zone and other strategic areas. Furthermore, it discusses the oil monopoly flexibilization and the participation of foreign companies in its exploration. Moreover, it aims to measure the key differences between the PSA and other contracts. Investigates the State objectives on the adoption of the production sharing regimen. Establishes a parallel with some of the contracts used worldwide. It critically analyses the main aspects that comes out of this model at medium and long term periods. Furthermore, it considers the creation of a new state-company in order to manage the State's share of profit oil. This article took the doctrinary production as the main source for its research. Still, it evaluates the proposed contract model used on the Libra auctions. Finally, concludes that the main deficiencies of the PSA regimen pointed out by the doctrine were sorted out with bonus signing stipulation and the expectation of royalties charges.

Keywords: Sharing Production Agreement. Flexibilization of oil's monopoly. Pré-sal.

1 INTRODUÇÃO

O presente artigo visa discutir os aspectos inerentes ao regime de partilha de produção adotado pelo Brasil para a exploração de petróleo, gás natural e demais hidrocarbonetos fluidos nas zonas de Pré-sal e áreas estratégicas. A análise parte da discussão

em torno da flexibilização do monopólio estatal sobre o petróleo no fim da década de 1990 a partir da edição das Emendas Constitucionais nº 6 (seis) e 9 (nove), para chegar ao contrato de partilha como forma de conciliar os interesses do Estado em relação à necessidade de captação de investimentos no setor petrolífero.

A relevância do tema se evidencia a partir de dois elementos: a dimensão das somas envolvidas, com investimentos que facilmente ultrapassam a cifra dos bilhões e a importância estratégica do petróleo e de seus derivados para a indústria nacional. Apenas para que se possa ter um vislumbre do primeiro ponto, as projeções realizadas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES dão conta, sem considerar a exploração do Campo de Libra, de investimentos da ordem de quatrocentos e cinquenta e oito bilhões no setor petrolífero até 2016.

Sobre o caráter estratégico dos hidrocarbonetos, vale salientar que apenas com o crescimento da indústria nos últimos anos e com o aumento da demanda por combustíveis, o Brasil perdeu a autonomia que havia sido conquistada em 2006 passando mais uma vez a ter que importar tais recursos.

O objetivo do presente trabalho é identificar as principais nuances do regime adotado para promover a exploração das áreas do Pré-sal, dos motivos que levaram a sua escolha, seus aspectos positivos e negativos em relação a outros modelos e as alternativas de solução de suas deficiências.

A pesquisa que norteia os documentos e fatos apresentados foi desenvolvida por meio de investigação bibliográfica e legislativa, onde se procurou relacionar as principais críticas feitas pela doutrina às inovações no campo normativo. As conclusões ao final do trabalho foram obtidas através do raciocínio indutivo, onde se procurou dar ênfase às hipóteses que apresentaram maior grau de verossimilhança em relação aos dados avaliados.

Feitos esses comentários iniciais, cumpre discutir a flexibilização do monopólio do petróleo no final da década de 1990, a participação do capital privado estrangeiro no setor e os moldes da atuação do Estado nessa parcela do domínio econômico desde então.

2 FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO E A PARTICIPAÇÃO DE EMPRESAS ESTRANGEIRAS NA ATIVIDADE PETROLÍFERA NO BRASIL

No Brasil, é coerente afirmar que existe um monopólio das atividades petrolíferas, mas é preciso frisar que este foi relativizado. Tal flexibilização ocorreu através das Emendas Constitucionais números 6 e 9, que abriram a possibilidade de pessoas jurídicas de Direito Privado, inclusive empresas estrangeiras, participem das atividades petrolíferas no Brasil.

Em seu texto, a Constituição Federal de 1988 determina como monopólio da União Federal diversas atividades relacionadas ao petróleo e gás natural. A pesquisa, a lavra, o refino, a importação, a exportação e o transporte (marítimo e via dutos) constam entre elas¹. Isto se compreende quando se considera vontade do constituinte originário, que enxergou no petróleo e em outras riquezas minerais, como o gás natural, uma importante fonte de recursos para impulsionar o desenvolvimento da nação, bem como garantir a segurança nacional².

A Constituição Federal, entretanto, preza pela livre iniciativa, como observado no artigo 1º, inciso IV³. O papel do Estado na ordem econômica almejada pela Constituição seria então o de agente normativo e regulador das atividades econômicas, tendo como atribuições a fiscalização, o incentivo e o planejamento⁴ destas. Essa tendência explicitou-se com o forte movimento de desestatização pelo qual passou o Brasil na década de 1990, quando ocorreu a venda, para o capital privado, de muitas empresas públicas⁵. Na seara do petróleo e gás, ela culminou nas Emendas Constitucionais de números 6 e 9.

2.1 AS EMENDAS CONSTITUCIONAIS N.º 6 E N.º 9 E SUAS IMPLICAÇÕES PARA A FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO NAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS

Como já brevemente explicitado, as atividades concernentes à indústria do petróleo foram tidas pelo constituinte originário como de importância fundamental e, por isto, protegidas através do monopólio estatal.

O artigo 171 da Constituição Federal determinava que somente a empresa brasileira de capital nacional poderia usufruir de proteção e benefícios especiais⁶ em atividades consideradas estratégicas à segurança nacional ou imprescindíveis ao desenvolvimento do país. Contudo, a Emenda Constitucional n.º 6 de 1995 alterou a disposição normativa constitucional em comento, retirando tal tratamento diferenciado.

¹ MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo Segundo o Modelo Constitucional Brasileiro*. Belo Horizonte: Fórum, 2006, p. 13.

² *Ibid.*, p. 14.

³ BRASIL, 1988. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm>. Acesso em: 2 nov. 2013.

⁴ MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo Segundo o Modelo Constitucional Brasileiro*. Belo Horizonte: Fórum, 2006, p.22.

⁵ O volume de privatizações ocorridas nesse período, decorrentes da predominância da ideologia neoliberal no governo da época, gerou, e ainda hoje gera, inúmeras críticas e um forte movimento de repulsa à “venda” do patrimônio estatal. Tal repulsa é provavelmente um dos motivos que conduziu à adoção do regime de partilha de produção em detrimento da concessão na exploração de hidrocarbonetos fluidos nas zonas do Pré-sal e demais áreas estratégicas.

⁶ MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo Segundo o Modelo Constitucional Brasileiro*. Belo Horizonte: Fórum, 2006, p.24.

Porém, a mais importante modificação em relação ao tema aqui estudado, foi a do artigo 176, §1º, da Magna Carta. Antes da alteração trazida por esta Emenda, o referido artigo só permitia a autorização ou concessão de pesquisa e lavra de recursos minerais a brasileiros ou empresa brasileira de capital nacional⁷. O dispositivo modificado passou a permitir a autorização ou concessão dessas atividades também para empresa constituída sobre leis brasileiras e com sede administrativa no país que tenha, ou não, a participação de capital estrangeiro.

A Emenda Constitucional n.º 9, também de 1995, alterou o artigo 177 da Constituição Federal, trazendo a possibilidade de contratação de empresas privadas, pela União, para a realização das atividades que antes eram de monopólio brasileiro⁸. Assim, a pesquisa e a lavra de jazidas de petróleo e gás natural, o refino de petróleo, o transporte marítimo e por dutos, a importação e exportação passaram a ter a possibilidade de serem exercidas por empresas privadas. O artigo 177, §1º, estipulou que as condições a serem observadas para essa participação seriam estabelecidas em legislação infraconstitucional, o que se deu com a edição da Lei Federal n.º 9.478 de 6 de agosto de 1997, a chamada “Lei do Petróleo”.

Esta Lei, além de determinar as condicionantes anteriormente mencionadas, instituiu o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, bem como a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. A ANP é o organismo criado pelo Estado para regular e fiscalizar os serviços públicos que, com as Emendas Constitucionais n.º 6 e n.º 9, puderam ser concedidos também à iniciativa privada⁹.

Importante ressaltar o artigo 8º, incisos IV e V da Lei do Petróleo diante do objeto do nosso estudo. Em seu *caput*, o dispositivo em questão estipula como finalidade da ANP a promoção da regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis¹⁰. De tal forma, caberia a esta agência reguladora *elaborar editais e promover as licitações para a concessão* de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua

⁷ MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo Segundo o Modelo Constitucional Brasileiro*. Belo Horizonte: Fórum, 2006, p.24.

⁸ *Ibid*, p.43.

⁹ MENEZELLO, Maria D’Assunção Costa. *Comentários a Lei do Petróleo: Lei Federal nº 9.478/97*. São Paulo: Atlas, 2000. (p.85)

¹⁰ BRASIL. Lei n.º 9.478/1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm>. Acesso em: 3 nov. 2013.

execução (inciso IV), bem como *autorizar a prática das atividades* de refinação, liquefação, regaseificação e carregamento, entre várias outras¹¹.

2.2 LICITAÇÕES, CONTRATOS E CONCESSÕES

A ANP, através de licitações e de contratos de concessão, promove o acesso às empresas, sejam elas estatais ou privadas, nacionais ou de capital estrangeiro, às atividades da indústria do petróleo e gás.

As chamadas Rodadas de Licitações, realizadas periodicamente pela ANP constituem meio legal no Brasil para a concessão do direito de explorar as bacias sedimentares do país¹². Estas bacias são divididas em blocos exploratórios; a delimitação destes para as licitações, pela ANP, se condiciona à disponibilidade de dados que demonstrem sua capacidade ou não de possuir hidrocarbonetos¹³.

Os leilões, ou procedimentos similares, resultam na seleção dos agentes mais adequados a tomar parte em determinada atividade; sobretudo porque estes requerem o preenchimento de determinadas condições por esses agentes, tais como capacidade financeira, capacitação tecnológica e responsabilidade perante as operações, sendo este, portanto, o procedimento mais indicado¹⁴.

A organização de uma rodada licitatória inclui as seguintes etapas: definição dos blocos a serem leiloados; anúncio da rodada e publicação de pré-edital, bem como da minuta do contrato de concessão; realização de audiência pública; recolhimento das taxas de participação e das garantias de oferta; publicação do edital e do contrato de concessão, entre outras¹⁵.

Para o recebimento da concessão para exploração e produção, as empresas devem cumprir determinadas exigências e terão suas ofertas julgadas, a partir de três aspectos: o

¹¹ BRASIL. Lei n.º 9.478/1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm>. Acesso em: 3 nov. 2013.

¹² VAZQUEZ, Felipe Alvíte. *Análise Crítica das ofertas das rodadas de licitações da ANP, com foco nas variáveis do julgamento do processo licitatório: conteúdo local, bônus de assinatura e programa exploratório mínimo*. Monografia. Rio de Janeiro: Escola Politécnica/UFRJ, 2010, p. 22.

¹³ *Ibid.*, p. 22.

¹⁴ MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo Segundo o Modelo Constitucional Brasileiro*. Belo Horizonte: Fórum, 2006, p.130.

¹⁵ VAZQUEZ, Felipe Alvíte. *Análise Crítica das ofertas das rodadas de licitações da ANP, com foco nas variáveis do julgamento do processo licitatório: conteúdo local, bônus de assinatura e programa exploratório mínimo*. Monografia. Rio de Janeiro: Escola Politécnica/UFRJ, 2010, p. 22.

Bônus de Assinatura¹⁶ (o valor em dinheiro oferecido), o Programa Exploratório Mínimo (atividades específicas a serem realizadas pelas empresas) e o compromisso com aquisição de bens e serviços advindos da indústria brasileira¹⁷.

A outorga de concessões e autorizações, pela ANP, à empresa que preencha as condições previamente instituídas é outra das formas de participação destas nas atividades do petróleo e gás natural.

No tocante ao Pré-sal, o Brasil optou pelos leilões de blocos exploratórios, com contratos em forma de partilha de produção, com previsão da formação de consórcios entre as empresas vencedoras dos certames e a Petrobras. A Lei n.º 12.351/2010, prevê, em seus artigos 8º, e do 13 ao 17, aspectos relevantes das licitações. O artigo 8º estipula a possibilidade de a União, através do Ministério de Minas e Energia, contratar diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação, bem como a de licitar, por meio de leilão, com outras empresas¹⁸.

Os artigos 13 e 14 tratam exclusivamente da licitação. O primeiro determina que a licitação para a contratação sob o regime de partilha de produção obedecerá ao disposto na Lei n.º 12.351/2010, bem como as normas a serem expedidas pela ANP e aquelas presentes no edital¹⁹; o último estipula que poderá a Petrobras participar da licitação prevista no inciso II, do artigo 8º, de forma a ampliar sua participação mínima.

O artigo 15 traz determinações técnicas sobre o edital de licitação, como o que deve nele conter: por exemplo, ele deverá ser acompanhado da minuta básica do respectivo contrato; conterá o bloco objeto do contrato de partilha de produção, o critério de julgamento da licitação e o percentual mínimo do excedente em óleo da União, assim como o valor do bônus de assinatura²⁰. Os artigos 16 e 17 estipulam algumas exigências a serem observadas.

2.3 A ATIVIDADE DE PETROLÍFERAS PRIVADAS E ESTRANGEIRAS NO BRASIL

A implantação da ANP em 1998 possibilitou, já no ano seguinte, a condução do primeiro leilão de blocos exploratórios com a participação de empresas privadas. Essa

¹⁶ "[...] montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação e devendo estar pago no ato da assinatura do contrato de concessão" BRASIL. Decreto nº 2.705/1998.

¹⁷ VAZQUEZ, Felipe Alvite. Análise Crítica das ofertas das rodadas de licitações da ANP, com foco nas variáveis do julgamento do processo licitatório: conteúdo local, bônus de assinatura e programa exploratório mínimo. Monografia. Rio de Janeiro: Escola Politécnica/UFRJ, 2010, p. 23.

¹⁸ Lei n.º 12.351/2010.

¹⁹ Lei n.º 12.351/2010.

²⁰ Lei n.º 12.351/2010.

abertura possibilitou que as petrolíferas tivessem acesso a campos e reservas²¹ de petróleo e gás, de forma a poderem exercer atividades de pesquisa, exploração etc.

Após o que se convencionou chamar de rodada zero, a ANP realizou (sem contar o leilão do Campo de Libra) oito rodadas de licitação, negociando setecentos e vinte e sete (727) blocos exploratórios e onze (11) áreas marginais²². Deste total, quatrocentos e noventa e quatro (494), cerca de 68%, foram ganhos por empresas isoladamente, e duzentos e trinta e três (233), os 32% restantes, foram ganhos por consórcios.

Nos consórcios, a participação de empresas estrangeiras é de 52%, ao passo que as nacionais respondem por 48%. As empresas estrangeiras constituem 35% do total de participações nos leilões, dos quais 33% são de forma independente, e 67% através de consórcios. As nacionais, com 65% do total de participações, somam 58% de forma isolada e 42% por consórcios²³.

Como se vê, a atuação do capital privado nas atividades do petróleo e gás no Brasil não é exclusividade do Pré-sal; desde as primeiras rodadas que empresas estrangeiras têm participado, seja isoladamente, seja por consórcio (cooperando, inclusive, com a Petrobras²⁴).

A participação da iniciativa privada nacional, bem como de empresas estrangeiras, encontrou apenas um elemento novo junto aos campos do chamado Pré-sal: o regime de produção em partilha – regime este já largamente utilizado no mundo.

Operando por meio de consórcios, a exploração dos blocos será conseguida através de leilões, nos quais vencerá o consórcio que ofertar a maior parcela de produção à União. A propriedade do petróleo extraído é exclusiva do Estado, diferentemente do que acontece nos casos de concessão, onde o cessionário tem a propriedade exclusiva²⁵.

O contrato de partilha de produção prevê, na exploração dos campos do Pré-sal, que ao contratante caberá explorar e extrair o petróleo às suas expensas, em troca de uma parte do

²¹ COSTA, Antonio Rufino da; LOPES, Fernando Dias. *Participação de Empresas Estrangeiras e Consórcios em Leilões de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás no Brasil*. RAC, Curitiba, v. 14, n. 5, art. 2, p. 798-817, Set./Out. 2010, p. 800.

²² *Ibid.*, p. 806.

²³ *Ibid.*, p. 806.

²⁴ “A Petrobras é de longe a empresa com maior participação na formação de consórcios, estando presente em 66% dos consórcios ganhadores, sendo seguida pela Petrogal, presente em 27% destes. Ao longo desse processo a Petrobras formou consórcios com 29 empresas”. In: *Participação de Empresas Estrangeiras e Consórcios em Leilões de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás no Brasil*. COSTA, Antonio Rufino da; LOPES, Fernando Dias. *Participação de Empresas Estrangeiras e Consórcios em Leilões de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás no Brasil*. Revista de Administração Contemporânea - RAC, Curitiba, v. 14, n. 5, art. 2, pp. 798-817, Set./Out. 2010, p. 808.

²⁵ SENADO FEDERAL. Consultoria Legislativa do Senado Federal. Disponível em: <<http://www12.senado.gov.br/noticias/entenda-o-assunto/regimes-de-concessao-e-de-partilha>>. Acesso em: 4 nov. 2013.

óleo produzido²⁶. Importante salientar que as reservas não extraídas permanecem como propriedade do Estado.

De tal maneira, as empresas privadas, nacionais ou estrangeiras, continuam tomando parte nas atividades do petróleo e gás no Brasil, com a significativa diferença de terem de se submeter ao regime de partilha quanto à produção na camada do Pré-sal. Tal regime é disciplinado pela Lei Federal nº 12.351/2010, que também alterou dispositivos da Lei do Petróleo.

3 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO CONTRATO DE PARTILHA OBSERVADAS A PARTIR DA ANÁLISE DA LEI FEDERAL Nº 12.351/2010

A Lei que regula o regime de partilha, de nº 12.351, é relativamente nova, tendo sido publicada em dezembro de 2010; faz-se lógico o entendimento de que tal prática é, então, recente no Brasil. De maneira a compreender melhor o assunto estudado e alcançar o objetivo almejado por este trabalho, é necessário entender como se chegou a este modelo de regulação.

Nos moldes que possui atualmente, o surgimento do contrato de partilha de produção remonta à Venezuela dos anos 1960. Um aperfeiçoamento desse modelo apareceu na Indonésia ainda na mesma década. Este regime tem forte caráter nacionalista, surgindo como reação ao abuso, por parte de empresas estrangeiras, às reservas nacionais²⁷. Hoje, é amplamente utilizado ao redor do mundo, notadamente em países em desenvolvimento²⁸.

De início, importa esclarecer que, vence a licitação o contratante que conferir uma maior participação no volume de petróleo produzido em favor da União, diferente do que ocorre no sistema de concessão. É admissível, ainda, o pagamento de bônus de assinatura (valor ofertado pelo licitante vencedor) na partilha de produção, sendo esta prática não ordinária²⁹.

²⁶ SENADO FEDERAL. Consultoria Legislativa do Senado Federal. Disponível em: <<http://www12.senado.gov.br/noticias/entenda-o-assunto/regimes-de-concessao-e-de-partilha>>. Acesso em: 04 nov. 2013.

²⁷ GOMES, Carlos Jacques Vieira. *O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção*. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009. (Textos para Discussão, 55), p.33.

²⁸ “Many developing countries around the world use production sharing agreements (PSAs) to govern the relationship between the state and petroleum companies. PSAs in the oil sector were first developed in Indonesia; the asian governments that have used production sharing include China, India, Malaysia, Pakistan, the Philippines, Timor Leste and Vietnam”. CONTRACTS FOR PETROLEUM DEVELOPMENT. Disponível em: <http://siteresources.worldbank.org/INTOGMC/Resources/cambodia_oil_gas_newsletter_8.pdf>. Acesso em: 4 nov. de 2013.

²⁹ GOMES, Carlos Jacques Vieira. *O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção*. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009. (Textos para Discussão, 55), p.33.

A Lei n.º 12.351/2010 define, em seu artigo 2º, inciso I, o contrato de partilha como sendo um 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; estipula ainda que, em caso de descoberta comercial, o contratado adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato³⁰. Deste dispositivo infere-se que, neste tipo contratual, o contratante assume todos os custos e riscos da exploração.

Importante salientar também o disposto no artigo 4º, o qual expressa que a Petrobras será a operadora de *todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção*, sendo-lhe assegurada uma participação mínima no consórcio - participação esta prevista no art. 20 da mesma lei³¹.

Os artigos 5º e 6º determinam a participação da União nos riscos e investimentos da exploração no regime de partilha. O 5º define que a União não assumirá os "riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção" advindos dos contratos de partilha³². O 6º afirma que os custos e investimentos necessários à execução do contrato serão de responsabilidade integral do contratado, havendo uma previsão de restituição caso haja descoberta comercial³³; seu parágrafo único observa uma possibilidade de a União poder participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do Pré-sal.

Os artigos 27º a 29º estipulam algumas características do contrato de partilha, como, por exemplo, a previsão de duas fases - a de exploração (que inclui atividades de avaliação de eventual descoberta de hidrocarbonetos) e a de produção (que inclui as atividades de desenvolvimento); o artigo 28 determina, taxativamente, que os contratos de partilha não extrapolam a esfera dos hidrocarbonetos, não abarcando outros recursos minerais eventualmente descobertos³⁴.

O artigo 29 traz cláusulas que devem, essencialmente, fazer parte do contrato de partilha de produção, como a que prevê a definição do bloco objeto do contrato, a obrigação

³⁰ Lei n.º 12.351/2010.

³¹ Lei n.º 12.351/2010.

³² Lei n.º 12.351/2010.

³³ Lei n.º 12.351/2010.

³⁴ Lei n.º 12.351/2010.

de o contratado assumir os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e os limites, prazos, critérios e condições para o cálculo e apropriação pelo contratado do custo em óleo e do volume da produção correspondente aos royalties devidos. Determina ainda a previsão dos critérios para cálculo do valor do petróleo ou do gás natural, em função dos preços de mercado e as regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo³⁵.

Importante destacar, também, os artigos 42 e 43, que estipulam o montante financeiro a ser arrecadado pelo estado; determinam as chamadas receitas governamentais incidentes nos contratos de partilha. O artigo 42 determina como receitas o bônus de assinatura e os royalties, em seus incisos I e II; nos parágrafos, entra em detalhes como deverão ser tratados; exemplo é o parágrafo primeiro, que diz que corresponderão a 15% do valor da produção³⁶.

O artigo 43 prevê o pagamento de participação de até 1% ao proprietário da terra nos casos em que a produção seja *off-shore*.

4 DIVERGÊNCIAS ENTRE O MODELO ADOTADO PARA A EXPLORAÇÃO DO PRÉ-SAL E ÁREAS ESTRATÉGICAS E O REGIME DE CONCESSÃO

Em linhas gerais, entende-se por contrato ou regime de partilha de produção o modelo segundo o qual o Estado contrata com particular que ficará responsável pela exploração de determinado recurso natural, recebendo uma parcela desse recurso a título de compensação. No ordenamento jurídico brasileiro, a partilha de produção foi disciplinada pela Lei Federal n.º 12.351/2010, que a define no seu artigo 2º, inciso I, como o regime em que o Estado contrata com particular que ficará responsável pelas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos em área pré-determinada, assumindo todos os riscos inerentes a tais atividades e, caso haja descoberta comercial, podendo apropriar-se do custo em óleo (*cost oil*), do volume de produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo (*profit oil*), na proporção, condições e prazos estabelecidos na avença.

Da definição legal percebe-se a principal diferença do regime de partilha em relação ao modelo de concessão: na partilha o contratado não detém a propriedade dos hidrocarbonetos produzidos, recebendo somente uma parcela daquilo que superar o *cost oil* envolvido na operação, ao passo que no regime de concessão a companhia é proprietária do petróleo, devendo ao Estado tão somente compensações genericamente denominadas

³⁵ Lei n.º 12.351/2010.

³⁶ Lei n.º 12.351/2010.

*government take*³⁷. A vantagem desse regime é basicamente garantir ao Estado uma maior influência sobre o processo de produção, além de que satisfaz o sentimento nacionalista usualmente associado ao petróleo, sendo assim mais facilmente aceito na atual conjuntura de repulsa a medidas ‘neoliberais’.

Percebe-se ainda na definição legal a preocupação do legislador infraconstitucional com a delimitação do ônus da exploração, já que esta fase necessita da injeção de grandes somas para ser levada a cabo, sem que normalmente haja qualquer garantia de obtenção de sucesso com a descoberta de poços cuja produção tenha potencial pra ultrapassar os investimentos. O zelo em relação a isso pode também ser verificado em algumas das cláusulas que integram a minuta do contrato de partilha apresentada na ocasião do leilão do Campo de Libra³⁸. Nos itens 2.4 e 2.5 da Cláusula Segunda, reafirma-se a responsabilidade do contratado em relação aos eventuais danos ocasionados a terceiros e o não cabimento de ressarcimento no caso de insucesso exploratório.

De fato, no regime de partilha de produção, só haverá responsabilidade do Estado nos casos em que a União participe nos investimentos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, hipótese em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, conforme previsto no parágrafo único do artigo 6º, da Lei n.º 12.351/2010.

Apesar de o Estado não arcar com o risco da exploração, uma das críticas que constantemente se faz ao modelo de partilha é a de que este modelo não permitiria a geração de receitas para este nas fases iniciais da execução do contrato, uma vez que a divisão do *profit oil* se daria apenas com o fim da etapa de exploração e início da produção, em outros termos, os contratos de partilha garantiriam ao contratado uma maior rentabilidade já no início da produção, ao passo que a percepção expressiva de receitas pelo Estado se daria ao final do contrato³⁹, coincidindo, portanto, com o declínio da produção e a consequente necessidade de oferta de incentivos aos contratados para que permaneçam no cumprimento da avença.

Do mesmo modo, a percepção de *royalties*, receita governamental prevista no artigo 42, inciso I, da Lei n.º 12.351/2010, não permite a geração de renda a curto e médio prazo,

³⁷ BALERONI, Rafael Baptista; PEDROSO JÚNIOR, Jorge Antônio. Pré-sal: desafios e uma proposta de regulação. In: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (Org.). *Novos rumos do direito do petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2009, p. 157.

³⁸ Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Minuta_Edital/minuta_contrato_autorizada_09072013.pdf>. Acesso em: 02 dez. 2013.

³⁹ JACQUES, Carlos [et al]. *Avaliação da proposta para o marco regulatório do Pré-sal*. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009, p. 25.

uma vez que estes passam a ser devidos apenas na fase de produção, conforme especificado na Cláusula Sexta (Item 6.1) da minuta do contrato do Campo de Libra. Nesse sentido, ao menos ao longo dos quatro anos em que durar a fase de exploração, contando que não haja prorrogação⁴⁰, a única fonte de percepção de recursos do Estado será o valor recebido a título de bônus de assinatura.

Sobre esse ponto, cabe salientar que o regime de partilha, conforme delineado pela Lei Federal n.º 12.351/2010, instituiu o bônus de assinatura muito provavelmente como forma de antecipação às críticas que viriam caso o modelo excluísse toda forma de geração de receitas em curto prazo ou até mesmo imediata. Com isso, o regime de partilha de produção idealizado no Brasil diferiu dos modelos adotados em outros países, como Cabo-Verde e México, países em que aparentemente há maior interesse do Estado na instituição de *joint ventures*.

Uma das críticas mais veementes que se faz ao regime incide sobre o grau de intervenção do Estado nas atividades desenvolvidas pela empresa ou consórcio contratado. De fato, como a propriedade dos hidrocarbonetos extraídos pertence ao Estado, este tem maior possibilidade de exercer influência sobre todas as fases do processo, desde a exploração até a produção. Apenas para que se possa exemplificar, até mesmo o plano de exploração e suas eventuais revisões deverão ser submetidos à análise e aprovação da ANP.

Para os censores do regime, essa ingerência teria o condão de afastar potenciais investidores, que veriam no maior ativismo estatal uma provável fonte de insegurança e amarras burocráticas. De certa forma é possível dizer que tais temores foram justificados com o desinteresse apresentados por algumas das maiores companhias petrolíferas de participarem do leilão relativo ao Campo de Libra. Contudo, não se pode descurar que a atuação do Estado sobre a indústria do petróleo, sobretudo em nas zonas do Pré-sal e áreas estratégicas, dado o seu potencial produtivo, visa a preservar a própria indústria do petróleo e seu modo de produção, cumprindo uma das quatro categorias de intervenção estatal no domínio econômico⁴¹, uma vez que a plena liberdade no setor acarretaria a rápida remoção do mercado das empresas de menor porte, com graves danos para o mercado e a livre concorrência.

Além disso, é evidentemente, o interesse ou desinteresse dos investidores irá variar conforme seja conduzido o processo de atuação do Estado junto às empresas contratadas.

⁴⁰ O modelo de contrato apresentado no certame do Campo de Libra prevê a prorrogação da fase de exploração, a critério da contratante ou por uma das hipóteses expressamente elencadas no contrato, devendo em todo caso ser ouvida a Agência Nacional do Petróleo – ANP.

⁴¹ GRAU, Eros Roberto. *A ordem econômica na constituição de 1988*. 11. ed. São Paulo: Malheiros, 2006, p. 21.

Assim, sempre que alguma prospecção geológica produzir um acréscimo de intervenção estatal, não será válida a afirmação da injustiça de tal atitude ou que esta tem o condão de desestimular investimentos⁴², visto que um dos aspectos elementares do Mercado é que o incremento do risco conduz ao incentivo da baixa de preços e maior liberdade, sendo verdadeira a recíproca.

Feita a distinção entre os regimes de concessão e partilha, cumpre abordar os principais aspectos controvertidos relacionados a este último.

5 PRINCIPAIS ASPECTOS CONTROVERSOS DO CONTRATO DE PARTILHA

As controvérsias relativas ao regime de partilha de produção quase sempre se conectam à possibilidade de ingerência estatal sobre as atividades desenvolvidas pelos contratados. Tal questão tem notório viés ideológico, no sentido de que ao interesse do setor privado de que sua atuação se dê de forma desembaraçada, opõe-se o desejo de que o Estado interfira intensamente no setor econômico ou até mesmo desempenhe diretamente certas atividades.

Assim, a primeira crítica que se faz ao regime de partilha é a de que neste a ação do Estado geraria um impacto negativo na eficiência produtiva, dado a diferença da cultura estatal e privada em relação à condução dos negócios⁴³. No modelo contratual aprovado para o Campo de Libra, por exemplo, há previsão de que qualquer modificação no plano de exploração deverá ser antes analisada e aprovada pela ANP, o que numa indústria em que elevadas somas e alta tecnologia estão envolvidas, geralmente demandando rápida resposta às perplexidades encontradas, pode se evidenciar extremamente negativo de acordo com a velocidade com que tais avaliações sejam feitas.

Um segundo aspecto polêmico relacionado ao regime de partilha diz respeito à necessidade de maiores investimentos por parte do Estado para fiscalizar o cumprimento do contrato e lidar com o *profit oil* que lhe cabe. Com efeito, tendo em vista a impossibilidade de atribuir à Agência Nacional do Petróleo a atribuição de administrar os hidrocarbonetos procedentes de tais contratos, foi criada a estatal “Pré-sal Petróleo S. A.”, ou simplesmente PPSA, com as atribuições de gerir os contratos de partilha celebrados pelo Ministério das

⁴² GOMES, Carlos Jacques Vieira. *O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção*. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009, p. 59. (Textos para Discussão, 55).

⁴³ *Ibid.*, p. 57.

Minas e Energia, e também os contratos de comercialização de petróleo, gás naturais e demais hidrocarbonetos pertencentes à União.

Nesse sentido, houve de fato inflação da máquina estatal, entretanto, isso por si não significa desequilíbrio em relação aos benefícios que podem ser alcançados com o investimento. Além disso, não é possível afirmar de modo preciso que os custos de fiscalização, no caso, são maiores que os observados no regime de concessão, de modo que a crítica ao regime é, nesse ponto, vazia.

Outro aspecto negativo diz respeito à questão dos “*book barrels*”, ou a suposta desvalorização das empresas contratadas em razão da impossibilidade de lançarem em sua contabilidade os ativos pertencentes ao Estado. O argumento utilizado é que as empresas teriam dificuldades para captar os recursos financeiros necessários para levar adiante o projeto de exploração, acarretando ao Estado a necessidade de investir recursos próprios mesmo nas fases iniciais do projeto⁴⁴.

Em relação a isso é possível objetar que a própria participação nos leilões pressupõe a qualificação financeira necessária para o cumprimento do contrato, uma vez que esse é um requisito para a habilitação no certame. Nesse sentido, há exigência de um patrimônio líquido mínimo para tais empresas, conforme se vislumbra na tabela inserta no Item 3.5.4.1 do Edital do edital para outorga do contrato de partilha referente ao Campo de Libra⁴⁵. Além disso, não faz sentido pressupor que a não contabilização da parte em óleo pertencente ao Estado pode originar desvalorização das empresas contratadas, pois logicamente tal fator irá variar, sobretudo, em função do volume de óleo produzido na fase de produção.

Por fim, a última objeção que se faz ao regime de partilha diz respeito à possibilidade de resilição do ajuste realizado entre o Estado brasileiro e as empresas contratadas. O receio, nesse caso, é ocasionado pela ideia de que, nas fases finais de cumprimento do contrato, principalmente com o declínio da produção, possa haver desequilíbrio em desfavor das empresas e, conseqüentemente, o desejo de descontinuar a relação contratual.

Assim, como há previsão expressa no instrumento contratual referente ao Campo de Libra, por exemplo, incide a regra presente no artigo 473, do Código Civil, de modo que as empresas poderão optar pela resilição unilateral do acordo a qualquer tempo, bastando para isso apenas notificar o seu intento à contratante. Provavelmente esse é o único aspecto

⁴⁴ GOMES, Carlos Jacques Vieira. *O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção*. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009, p. 56.

⁴⁵ Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Edital_p1/Minuta_Edital/minuta_edital_autorizada_09072013.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2013.

verdadeiramente preocupante do modelo escolhido para a exploração do Pré-sal, pois o declínio da produção e o interesse pela rescisão poderão ocorrer justamente nos momentos contratuais em que haja maior geração de receitas para o Estado.

Ademais, percebe-se que o paradigma adotado supriu as principais deficiências que vinham sendo apontadas pela doutrina, sobretudo com a adoção de elementos típicos do regime de concessão. Desse modo, o Brasil atendeu substancialmente tanto às suas necessidades relativas ao consumo de hidrocarbonetos quanto apresentou aos potenciais investidores um modelo atrativo para o emprego do seu capital.

6 CONCLUSÃO

Do que foi exposto, conclui-se que o contrato de partilha possui um caráter diferenciado, justamente por tratar de um segmento estratégico para a economia e soberania nacional que são as reservas do Pré-sal. O modelo distribui os riscos da exploração de modo a desonerar o Estado, além de que assegura a este o domínio dos hidrocarbonetos produzidos.

Apesar de não ser possível afirmar que qualquer um dos regimes é intrinsecamente superior ao outro, é provável que o regime de partilha ocasione maiores ganhos ao Brasil a médio e longo prazo do que aqueles que se verificariam no modelo de concessão.

Ademais, verificou-se que o regime de partilha de produção tende a proporcionar à União um mínimo de investimento para um máximo de retorno nos contratos, pois com o firmamento do contrato, todos os custos relativos à exploração ficarão por conta do contratado, que apenas em caso de descoberta comercial, poderá reaver parte desse valor.

Ao mesmo tempo em que são relegados ao contratado os citados custos, o modelo permite um retorno considerável para a União, como se observou da análise dos artigos 42 e 43 da Lei n.º 21.351/2010; além disso, o fato de a Petrobras ser a concessionária neste regime, aliado ao bônus de assinatura, ao pagamento de *royalties* e às participações da Petrobras no *profit oil* permitem vislumbra a captação de importantes receitas.

Desse modo, é possível concluir que o contrato de partilha foi uma saída inteligente e vantajosa para o Estado brasileiro, uma vez que retira dos ombros da Petrobras o enorme peso de se investir na gigantesca seara do Pré-sal, que apresenta desafios logísticos (e naturais) de grande magnitude, e o deposita sobre a responsabilidade dos contratados, ao passo que obtém receitas de várias maneiras sobre as atividades exploratórias dos mesmos.

REFERÊNCIAS

BALERONI, Rafael Baptista; PEDROSO JÚNIOR, Jorge Antônio. Pré-sal: desafios e uma proposta de regulação. In: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (Org.). *Novos rumos do direito do petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2009.

BRASIL. *Lei Federal n.º 12.304, 22 de agosto de 2010*. Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências.

_____. *Lei Federal n.º 12.351, de 22 de dezembro de 2010*. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do Pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

_____. *Emenda constitucional n.º 9, de 09 de novembro de 1995*. Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos.

_____. *Emenda constitucional n.º 6, de 15 de agosto de 1995*. Altera o inciso IX do art. 170, o art. 171 e o § 1º do art. 176 da Constituição Federal.

_____. *Constituição da República Federativa do Brasil*.

CONTRACTS for petroleum development. Disponível em:

<http://siteresources.worldbank.org/INTOGMC/Resources/cambodia_oil_gas_newsletter_8.pdf>. Acesso em: 25 out. 2013.

COSTA, Antonio Rufino da; LOPES, Fernando Dias. *Participação de Empresas Estrangeiras e Consórcios em Leilões de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás no Brasil*. Revista de Administração Contemporânea. RAC, Curitiba, v. 14, n. 5, art. 2, p. 798-817, Set./Out. 2010.

FIORILLO, Celso Antônio Pacheco; FERREIRA, Renata Marques. *Curso de Direito da Energia*. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2010.

GOMES, Carlos Jacques Vieira. *O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção*. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009. (Textos para Discussão, 55).

GRAU, Eros Roberto. *A ordem econômica na constituição de 1988*. 11. ed. São Paulo: Malheiros, 2006.

JACQUES, Carlos [et al]. *Avaliação da proposta para o marco regulatório do Pré-sal*. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009.

LOPES, Fernando Dias. *Participação de Empresas Estrangeiras e Consórcios em Leilões de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás no Brasil*. RAC, Curitiba, v. 14, n. 5, art. 2, pp. 808, Set./Out. 2010.

MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo Segundo o Modelo Constitucional Brasileiro*. Belo Horizonte: Fórum, 2006.

MENEZELLO, Maria D'Assunção Costa. *Comentários a Lei do Petróleo: Lei Federal nº 9.478/97*. São Paulo: Atlas, 2000.

PINHO, C. A. *Pré-sal: história, doutrina e comentários às leis*. Belo Horizonte: Legal, 2010.

PIRES, Flávia Waehneltd Rocha. *O novo marco regulatório do Pré-sal*. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2011. 54 f. Monografia (Bacharelado em Direito). Departamento de Direito da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

PIRES, Paulo Valois (Org.). *Temas de direito do petróleo e do gás natural*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2002.

QUINTAS, Humberto; QUINTANS, Luiz Cesar P. *A história do Petróleo: no Brasil e no mundo*. Rio de Janeiro: Freitas Bastos, 2009.

SENADO FEDERAL. *Consultoria Legislativa do Senado Federal*. Disponível em: <<http://www12.senado.gov.br/noticias/entenda-o-assunto/regimes-de-concessao-e-departilha>>. Acesso em: 25 out. 2013.