



O Modelo Legal Brasileiro de  
Partilha de Produção:  
avaliação sobre as cláusulas  
de operação exclusiva e  
participação obrigatória da  
Petrobras

Israel Lacerda de Araujo



## O Modelo Legal Brasileiro de Partilha de Produção: avaliação sobre as cláusulas de operação exclusiva e participação obrigatória da Petrobras

Israel Lacerda de Araujo<sup>1</sup>

- 1 Atualmente é Consultor Legislativo do Senado Federal na área de Minas e Energia. Graduado em Geologia e Mestre em Geociências Aplicada pela Universidade de Brasília. Desenvolveu trabalhos na área de planejamento governamental aplicado ao setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Já foi Técnico em Regulação na Agência Nacional de Telecomunicações e Analista de Infraestrutura com exercício no Ministério de Minas e Energia. Possui experiência nas áreas de política de exploração e produção de petróleo e gás natural e gestão de recursos naturais.

## SENADO FEDERAL

### DIRETORIA GERAL

Ilana Trombka – Diretora-Geral

### SECRETARIA GERAL DA MESA

Luiz Fernando Bandeira de Mello Filho – Secretário Geral

### CONSULTORIA LEGISLATIVA

Daniilo Augusto Barboza de Aguiar – Consultor-Geral

### NÚCLEO DE ESTUDOS E PESQUISAS

Rafael Silveira e Silva – Coordenador

Núcleo de Estudos e Pesquisas  
da Consultoria Legislativa



Conforme o Ato da Comissão Diretora nº 14, de 2013, compete ao Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa elaborar análises e estudos técnicos, promover a publicação de textos para discussão contendo o resultado dos trabalhos, sem prejuízo de outras formas de divulgação, bem como executar e coordenar debates, seminários e eventos técnico-acadêmicos, de forma que todas essas competências, no âmbito do assessoramento legislativo, contribuam para a formulação, implementação e avaliação da legislação e das políticas públicas discutidas no Congresso Nacional.

#### Contato:

[conlegestudos@senado.leg.br](mailto:conlegestudos@senado.leg.br)

URL: [www.senado.leg.br/estudos](http://www.senado.leg.br/estudos)

ISSN 1983-0645

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

É permitida a reprodução deste texto e dos dados contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

Como citar este texto:

ARAUJO, I. L. **O Modelo Legal Brasileiro de Partilha de Produção: avaliação sobre as cláusulas de operação exclusiva e participação obrigatória da Petrobras**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Julho/2016 (Texto para Discussão nº 199). Disponível em: [www.senado.leg.br/estudos](http://www.senado.leg.br/estudos). Acesso em 11 de julho de 2016.

# **O MODELO LEGAL BRASILEIRO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO: AVALIAÇÃO SOBRE AS CLÁUSULAS DE OPERAÇÃO EXCLUSIVA E PARTICIPAÇÃO OBRIGATÓRIA DA PETROBRAS**

## **RESUMO**

A governança dos regimes de concessão e de partilha do petróleo, cujas decisões principais são tomadas pelo comitê operacional de cada bloco de exploração, enquanto a denominada empresa líder do consórcio, mais conhecida como operador, é responsável pela execução das decisões do comitê operacional. Esse texto procura discutir a cláusula de operação exclusiva pela Petrobras como operador do modelo de partilha. Argumenta-se que essa característica: (i) induz a Petrobras como monopólio na indústria do petróleo *offshore*, (ii) causa conflito de interesse entre a União e as empresas de exploração e produção e (iii) poder de ser agravante da assimetria de informações na indústria do petróleo. Conclui-se que a participação mínima de 30% deriva das melhores práticas aplicadas ao setor petrolífero e a experiência brasileira demonstra que há empresas capacitadas para função de operador na região do pré-sal e que a retirada da operação exclusiva pela Petrobras trará ganhos para os leilões realizados sob modelo de partilha e para a União.

**PALAVRAS-CHAVE:** petróleo, pré-sal, concessão, partilha de produção, governança, comitê operacional, operador exclusivo.



## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	ARCABOUÇO LEGAL PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS: DA CONCESSÃO À PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	4
2.1	ARRANJOS SOB REGIME DE CONCESSÃO .....	7
2.2	ARRANJOS SOB REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	10
3	COMITÊ OPERACIONAL E A FUNÇÃO DO OPERADOR .....	14
3.1	DO COMITÊ OPERACIONAL .....	15
3.2	FUNÇÕES DO OPERADOR.....	16
4	O OPERADOR EXCLUSIVO E A OBRIGATORIEDADE DE 30% PARA A PETROBRAS ..	20
4.1	QUANDO O OPERADOR ESTÁ EM CONFLITO COM A UNIÃO: A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO.....	21
5	DISCUSSÕES FINAIS E CONCLUSÕES .....	22
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	23

## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 1</b>	ORGANIZAÇÃO HIERÁRQUICA ENTRE OS PARTICIPANTES DA PESQUISA E LAVRA DE HIDROCARBONETOS NO TERRITÓRIO NACIONAL .....	9
<b>FIGURA 2</b>	ORGANIZAÇÃO ENTRE OS PARTICIPANTES DA PESQUISA SOB REGIME DE PARTILHA (EXEMPLO DE LIBRA) .....	17

## LISTA DE TABELAS

<b>TABELA 1</b>	QUALIFICAÇÃO TÉCNICA PARA HABILITAÇÃO DE EMPRESAS DE E&P.....	12
<b>TABELA 2</b>	RELAÇÃO DE EMPRESAS DE E&P TECNICAMENTE QUALIFICADAS DA 9ª A 13ª RODADAS (R) .....	13
<b>TABELA 3</b>	BLOCOS OFERTADOS DA 9ª A 13ª RODADAS (R) .....	13
<b>TABELA 4</b>	EMPRESAS QUALIFICADAS NA 1ª RODADA DE PARTILHA.....	16
<b>TABELA 5</b>	PRINCIPAIS FORNECEDORES DE BENS E SERVIÇOS PARA ATIVIDADE OFFSHORE NO BRASIL .....	23

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIações

ABESPETRO	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE SERVIÇOS DE PETRÓLEO
AIP	ACORDO DE INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO
ANP	AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
CF	CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL DE 1988
CNOOC	<i>CHINA NATIONAL OFFSHORE OIL CORPORATION</i>
CNPC	<i>CHINA NATIONAL PETROLEUM CORPORATION</i>
E&P	EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO
FPSO	UNIDADE DE PRODUÇÃO, ARMAZENAMENTO E TRANSFERÊNCIA
FS	FUNDO SOCIAL
<i>GOVERNMENT TAKE</i>	SOMA DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS, INCLUINDO TRIBUTOS
IOC	<i>INTERNATIONAL OIL COMPANY</i>
JOA	<i>JOINT OPERATION AGREEMENT</i> OU CONTRATO DE CONSÓRCIO
MME	MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
NOC	<i>NATIONAL OIL COMPANY</i>
PEM	PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO
PEN	POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL
PEO	PROGRAMA EXPLORATÓRIO OBRIGATÓRIO
PETROBRAS	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROGAL	PETRÓLEOS DE PORTUGAL
PPSA	EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL S.A. – PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A.
SONANGOL	SOCIEDADE NACIONAL DE COMBUSTÍVEIS DE ANGOLA
STN	SECRETARIA DO TESOIRO NACIONAL DO MINISTÉRIO DA FAZENDA

# O MODELO LEGAL BRASILEIRO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO: AVALIAÇÃO SOBRE AS CLÁUSULAS DE OPERAÇÃO EXCLUSIVA E PARTICIPAÇÃO OBRIGATÓRIA DA PETROBRAS

*Israel Lacerda de Araujo*<sup>1</sup>

## 1 INTRODUÇÃO

Em 2000, foi realizada a 2ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios. O êxito no resultado da oferta de blocos mudou a indústria do petróleo no Brasil. Naquela ocasião, foram arrematados blocos na Bacia de Santos, onde atualmente estão situados os principais campos em produção no polígono legal do pré-sal. São eles: BM-S-10, arrematado pelo consórcio entre Petrobras (50%), Grupo BG (25%), e Chevron (25%)<sup>2</sup>, e BM-S-11, arrematado pelo consórcio formado pela Petrobras (65%), Grupo BG (25%) e Petrogal (10%). Os vencedores se comprometeram a realizar levantamento de 5.000 km de sísmica 2D e cinco perfurações durante os oito anos previstos para a fase de exploração em cada bloco, segundo o Programa Exploratório Mínimo (PEM)<sup>3</sup>.

Em 2005, com a perfuração do poço 1-RJS-617D no bloco BM-S-10, também arrematado na 2ª Rodada, foram encontrados os primeiros indícios de hidrocarbonetos na camada pré-sal. Nesse ano, no mesmo bloco, também se iniciou a perfuração do poço exploratório denominado 1-RJS-628, que foi abandonado devido a problemas operacionais. No segundo semestre de 2006, o poço exploratório 1-RJS-628-A atingiu a província petrolífera que daria origem futuramente ao polígono legal do pré-sal<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup> Consultor Legislativo do Senado Federal na área de Minas e Energia. Geólogo e Mestre em Geociências Aplicadas pela Universidade de Brasília. Correio Eletrônico: israel@senado.leg.br.

<sup>2</sup> Após a fusão com a Texaco, formando o grupo Chevron-Texaco, foi realizado *farm out* da participação no bloco BM-S-10, que passou a ser composto por Petrobras (65%), Grupo BG (25%) e Partex (15%).

<sup>3</sup> O Programa Exploratório Mínimo (PEM), sob a ótica governamental, cumpre ambas as funções de *i*) aumentar o conhecimento geológico das bacias sedimentares do território nacional e *ii*) incrementar a demanda agregada da cadeia de bens e serviços da indústria do petróleo. Para as empresas petrolíferas operadoras de blocos exploratórios, trata-se de obrigação contratual que pode definir se ela participará da rodada de licitação. Quanto maior for a obrigação do PEM, menos empresas deverão se interessar em arrematar um determinado bloco.

<sup>4</sup> A despeito da descoberta, o bloco BM-S-10 foi devolvido à União. Disponível em <http://www.valor.com.br/empresas/3524010/petrobras-devolve-bloco-onde-fez-sua-primeira-descoberta-do-pre-sal>. Acesso em 23 de março de 2016.

Passados quase seis anos da descoberta, dada a dimensão da nova província petrolífera, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) submeteu ao Presidente da República, que a acatou, a sugestão de retirada do leilão de quarenta blocos, que seriam ofertados na 9ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios, situados próximos aos blocos onde foi descoberto petróleo na camada do pré-sal. Assim, deu-se início à discussão de um novo marco legal, que atualmente é denominado partilha de produção<sup>5</sup>. Como resultado dessa discussão, o Presidente da República submeteu para apreciação do Congresso Nacional, em 2009, quatro Projetos de Lei: nº 5.938 (regime de partilha de produção), nº 5.939 (autorização para criação da PPSA), nº 5.940 (Fundo Social) e nº 5.941 (cessão onerosa à Petrobras).

Finalmente, após a discussão e aprovação pelo Congresso Nacional, foram sancionadas as Leis nº 12.276 (cessão onerosa à Petrobras), de 30 de junho de 2010; nº 12.304 (criação da PPSA), de 2 de agosto de 2010; e nº 12.351 (regime de partilha de produção e Fundo Social), de 22 de dezembro de 2010. Uma série de inovações, no que concerne ao *upstream* no polígono do pré-sal, foi incorporada ao modelo regulatório então vigente resumidamente apresentadas a seguir:

- i. Aumento dos *royalties* devidos, de 5% a 10% para 15%;
- ii. Troca do pagamento de participação especial por excedente em óleo;
- iii. Alteração do critério de avaliação para fins de definição do vencedor, que passa a ser o maior excedente em óleo para a União;
- iv. Possibilidade de contratação direta da Petrobras;
- v. Limitação do prazo de vigência contratual por até 35 anos;
- vi. Garantia de 50% das cadeiras no comitê operacional à Pré-Sal Petróleo S.A., bem como sua presidência com voto de qualidade e poder de veto;

---

<sup>5</sup> São marcos temporais das discussões prévias do Poder Executivo:

1. Resolução nº 6 do Conselho Nacional de Política Energética, de 6 de novembro de 2007, disponível em [http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139151/RES\\_6\\_2007\\_CNPE.pdf/27a2b403-7515-4862-9e5f-50d6434c14a5](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139151/RES_6_2007_CNPE.pdf/27a2b403-7515-4862-9e5f-50d6434c14a5). Acesso em 23 de março de 2016.

2. O Decreto de 17 de julho de 2008, sem número, que instituiu Comissão Interministerial para avaliar e propor alterações na legislação para exploração e produção de hidrocarbonetos na província petrolífera do pré-sal. Compuseram a comissão interministerial os Ministros (i) de Estado de Minas e Energia, (ii) do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; (iii) da Fazenda, (iv) do Planejamento, Orçamento e Gestão; (v) Chefe da Casa Civil da Presidência da República, e os Presidentes (vi) do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, (vii) da Petróleo Brasileiro S.A. e (viii) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2008/Dnn/Dnn11699.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Dnn/Dnn11699.htm). Acesso em 23 de março de 2016.

- vii. Garantia da operação exclusiva à Petrobras;
- viii. Participação mínima de 30% para a Petrobras;
- ix. Possibilidade de participação da União com recursos financeiros do Fundo Social na pesquisa e lavra de hidrocarbonetos.

Nesse novo modelo, o CNPE estabeleceu os parâmetros técnico-econômicos e autorizou a realização da 1ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios no regime de partilha de produção em outubro de 2013<sup>6</sup>.

O consórcio liderado pela Petrobras foi o único a dar oferta pelo prospecto de Libra, com o lance mínimo previsto no edital: 41,36% de excedente em óleo para a União. A falta de concorrência e o conseqüente lance mínimo reacenderam as discussões acerca da melhor forma de aproveitamento dos recursos do pré-sal. Afinal, o arcabouço legal do pré-sal é o mais apropriado para o cumprimento da finalidade a que se propõe<sup>7</sup>? Duas décadas se passaram desde o fim do monopólio uma década desde a descoberta do pré-sal. Entretanto, temas importantes para a indústria do petróleo continuam efervescentes no Poder Legislativo<sup>8</sup>.

O atual momento – de crise da Petrobras, em particular, e da indústria do petróleo em geral –, parece oportuno para essa discussão:

- i. Qual é a forma de governança dos contratos sob regime de concessão e de partilha de produção?
- ii. Qual o papel do operador (exclusivo ou não) e do comitê operacional, bem como a função da Pré-Sal Petróleo S.A. na defesa dos interesses da União?
- iii. A que se deve a obrigatoriedade de participação mínima de 30% da Petrobras no regime de partilha de produção?

---

<sup>6</sup> Resolução nº 4, de 22 de maio de 2013, que autoriza a realização da 1ª Rodada de Licitações na modalidade de partilha de produção; Resoluções nº 5, de 25 de junho de 2013, e nº 7, de 9 de outubro de 2013, que estabelecem parâmetros técnicos, econômicos e diretrizes para o contrato oriundo da rodada supracitada. Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cnpe-2013>. Acesso em 23 de março de 2016.

<sup>7</sup> Uma avaliação acerca do retorno para a União em ambos os modelos, concessão e partilha de produção pode ser consultada no Texto para Discussão nº 168: A frustração com a partilha de produção: o leilão do campo de Libra. Disponível em <http://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td168>.

<sup>8</sup> Foram apresentados os Projetos de Lei do Senado (PLS), sobre o regime de partilha de produção: i) nº 131, de 2015; ii) nº 400, de 2014; iii) nº 417, de 2014; iv) nº 94, de 2012; e v) nº 416, de 2012. Além disso, tramitam projetos em ambos, Senado Federal e Câmara dos Deputados, que tratam do modelo de distribuição e/ou alocação das receitas governamentais obtidas a partir dos hidrocarbonetos.

O presente Texto para Discussão se debruçará sobre os questionamentos postos acima e os possíveis efeitos das opções adotadas no cumprimento das expectativas geradas pela descoberta do pré-sal em relação ao desenvolvimento da indústria nacional, ao financiamento da educação e da saúde e à soberania nacional sobre o petróleo lavrado em território sob jurisdição do Brasil.

## **2 ARCABOUÇO LEGAL PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS: DA CONCESSÃO À PARTILHA DE PRODUÇÃO**

O arcabouço legal vigente começou a ser definido com o aperfeiçoamento promovido pelo Congresso Nacional, por intermédio da Emenda Constitucional (EC) nº 9, de 1995, para permitir a realização das atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos por empresas não estatais, contanto, principalmente, não obstasse a garantia no abastecimento nacional.

Posteriormente, em 6 de agosto de 1997, foi promulgada a Lei nº 9.478 (Lei do Petróleo), que regulamentou o § 1º do art. 177 da CF, modificado pela EC nº 9, de 1995, e estabeleceu as bases do arcabouço legal para exploração e produção de hidrocarbonetos no território nacional sob regime de concessão, que precedeu o regime de partilha de produção.

A Lei do Petróleo estabeleceu as diretrizes da Política Energética Nacional (PEN), criou o CNPE, responsável por propor ao Presidente da República medidas específicas destinadas a materializar as diretrizes da política energética, e criou a ANP, autarquia sob regime especial incumbida de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades da indústria do petróleo.

Além disso, a Lei estabeleceu que as atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos seriam regidas pelo modelo de concessão e exercidas apenas por empresas constituídas sob leis brasileiras e com sede e administração no País. O modelo de concessão, diferente da partilha, é sempre precedido por processo licitatório.

O edital de licitação e o contrato de concessão, também consignados na lei supramencionada, foram moldados para funcionar como o elo entre os setores público e privado. Eles explicitam com detalhe as obrigações legais do concessionário, tais como: *i*) realizar a atividade de exploração de determinada área (bloco) por sua conta e risco; *ii*) lavar o hidrocarboneto durante período determinado; e *iii*) pagar os encargos

que compõem as receitas governamentais. O concessionário, por sua vez, é proprietário do produto da lavra. A empresa concessionária, pública ou privada, deverá apresentar as qualificações técnicas, jurídicas e econômico-financeiras para o desempenho das suas obrigações, sem o qual fica impossibilitada de participar da licitação ou de manter o contrato de concessão.

A legislação também permite o agrupamento em consórcio<sup>9</sup>, como forma de cooperação, para que empresas interessadas na pesquisa e lavra em determinado bloco se unam em torno de uma proposta. A participação fica condicionada à apresentação de instrumento constitutivo, sem personalidade jurídica própria, denominado “contrato de consórcio” ou “acordo de operação conjunta” (*joint operation agreement – JOA*), que proverá as bases contratuais, tais como prazo, foro, definições de obrigações e responsabilidades de cada consorciada, forma de deliberação, de contribuição de cada empresa e de repartição de lucros, em consonância com o edital da licitação.

A Lei do Petróleo proíbe que empresa apresente mais de um lance na disputa por um dado bloco. Isso poderia ocorrer caso uma dada empresa participasse de mais de um consórcio ou, ainda, que participasse de consórcio e, concomitantemente, apresentasse proposta isolada. Essa possibilidade de dupla participação prejudicaria a plena concorrência na licitação.

Por fim, as empresas consorciadas estabelecem, em geral, o comitê operacional como instância deliberativa. Apesar da lacuna legal, usualmente o edital normatiza essa instância decisória. A efetividade<sup>10</sup> do modelo dependerá da relação entre as empresas de E&P e os institutos legais-contratuais.

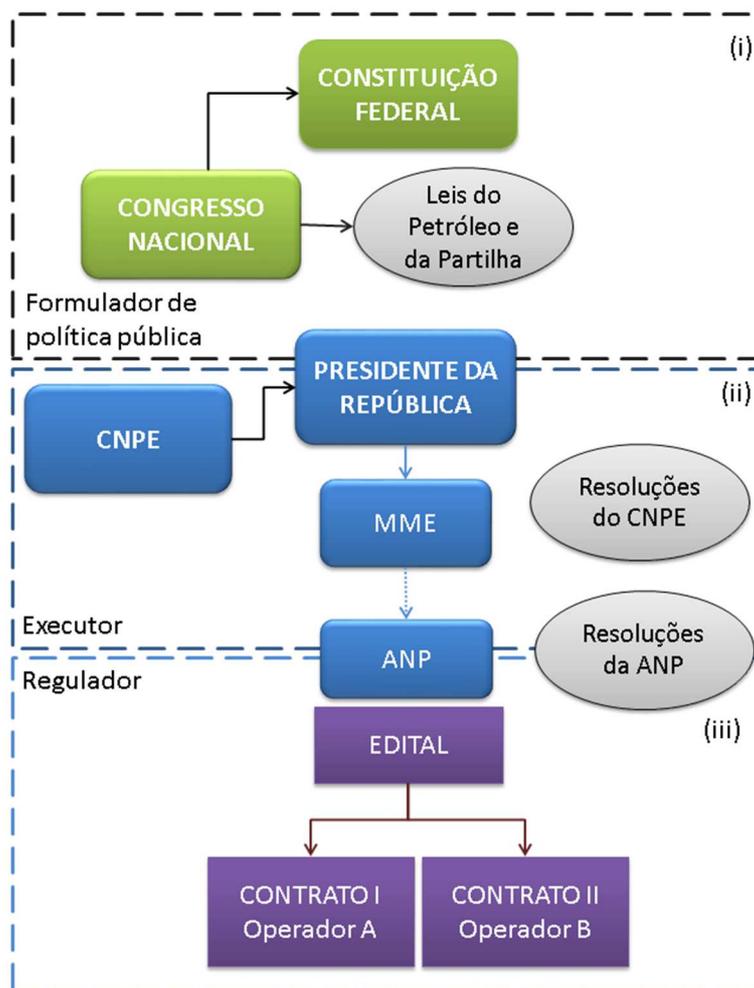
---

<sup>9</sup> É no instrumento do consórcio que se apresenta a figura do “operador” ou empresa líder. Como corolário, caso não haja consórcio e uma única empresa seja responsável pelas atividades desenvolvidas em determinado bloco, então ela terá as funções.

<sup>10</sup> Essa efetividade pode ser mensurada pela: *i*) alocação eficiente de recursos financeiros, mão de obra e tecnologia disponíveis; *ii*) garantia do abastecimento nacional; e *iii*) maximização dos ganhos do Estado.

Figura 1

Organização hierárquica entre os participantes da pesquisa e lavra de hidrocarbonetos no território nacional



Fonte: Elaboração própria.

O Poder Legislativo, representado em (i), é responsável pela formulação da PEN, por meio de diretrizes que guiarão a atuação do Poder Executivo na sua execução. O Presidente da República (ii), auxiliado pelo CNPE, adotará as medidas necessárias para, ao mesmo tempo, atrair investimentos para o setor de E&P e para garantir a maximização da utilidade para o País. O CNPE, por intermédio dos subsídios de ambos MME e ANP, proporá a adoção de resoluções com regras para, por exemplo, a elaboração do edital e da minuta de contrato para realização de rodadas de licitação pela ANP (iii). Por fim, ao regulador cabe intermediar a conversão das diretrizes e das regras contratuais em efetivo resultado, estabelecendo, inclusive, resoluções normativas para orientação dos agentes responsáveis pela pesquisa e lavra que, nesse caso, seriam as empresas titulares dos contratos A e B.

Ao Presidente da República pode ser atribuída tanto a função de executor como de formulador de política pública. Isso ocorre em face da capacidade de influenciar na pauta do Poder Legislativo e pelo caráter abstrato da PEN, que o permite formular “políticas públicas” dentro das diretrizes da PEN.

O Tribunal de Contas da União, cabe destacar, é responsável pela fiscalização dos atos emitidos pelo executor e pelo regulador da PEN. Ele participa da aprovação do edital e minuta de contrato, além de auxiliar o Congresso Nacional na fiscalização do Poder Executivo. Dessa forma, o Tribunal tem participação efetiva em (ii) e (iii) da Figura 1.

## **2.1 ARRANJOS SOB REGIME DE CONCESSÃO**

As rodadas de licitação de blocos exploratórios são o marco inicial das atividades para as empresas de E&P. As tratativas para os primeiros certames foram realizadas diretamente pela ANP, sem o procedimento de autorização por outro ente do Poder Executivo, com esteio na Lei do Petróleo e no Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, que implantou a Agência<sup>11</sup>.

Entre 1998 e 2002, a ANP realizou quatro procedimentos para licitação de blocos<sup>12</sup>, estabeleceu e aperfeiçoou os procedimentos de qualificação jurídica, econômica e técnica para habilitação das empresas participantes. Além disso, instituiu o PEM e o índice de conteúdo local como obrigações contratuais.

Apenas em 2003, por intermédio da Resolução nº 8, de 30 de julho de 2003, o CNPE estabeleceu diretrizes para oferta de blocos exploratórios, política para expansão da produção de hidrocarbonetos com vistas a atingir e manter a autossuficiência e, ainda, referendou a realização a quinta rodada de licitações.

---

<sup>11</sup> As atribuições do CNPE foram alteradas pela Lei nº 12.351, de 2010, que acrescentou o inciso VIII do art. 2º, delegando ao conselho a competência de definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção.

<sup>12</sup> Em 18 de dezembro de 1998, o Diretor-Geral da ANP anunciou formalmente o início da 1ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios, com a assinatura dos contratos em 23 de setembro de 1999. A 2ª Rodada foi anunciada na semana seguinte, no dia 30 de setembro, e assinatura dos contratos em 15 de setembro de 2000. A 3ª Rodada foi anunciada em 19 de outubro 2000 e teve seus contratos assinados em 28 de setembro de 2001. A 4ª Rodada foi anunciada em 30 de outubro de 2001 e prazo final para assinatura dos contratos em 30 de setembro do ano seguinte. Essas rodadas não tiveram explicitamente a autorização do CNPE, a despeito de não ser óbice ao ato jurídico perfeito. Além disso, consagrou a anualidade dos procedimentos licitatórios de forma a permitir o planejamento e a previsibilidade por parte das empresas de E&P. Não conferi essas datas, recomendo checar.

O CNPE, a partir de 2003, passou a ser mais atuante nas decisões do setor petrolífero, submetendo para apreciação do Presidente da República, por exemplo, a autorização prévia para realização 7ª Rodada de Licitação e a definição dos blocos que nela seriam ofertados<sup>13</sup>.

As rodadas seguintes consagraram o papel do CNPE, como conselho de política pública responsável pela tutela da aprovação dos objetos da licitação, do MME como partícipe e corresponsável na manutenção de cláusulas contratuais consoantes com as diretrizes emanadas pelo CNPE e da ANP como responsável pela regulação setorial e fiscalização dos contratos de concessão. Dessa forma, tornou-se maduro o arranjo institucional da figura 1.

A habilitação das empresas participantes do certame pelo ente regulador visou evitar que aventureiros conduzissem os investimentos de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos em território nacional. Para tanto, por intermédio do edital de cada rodada e do respectivo contrato de concessão, permitiu-se somente a participação de empresas ou consórcio com capacidade jurídica para responder pelos atos perante as instituições brasileiras – qualificação jurídica –, com capacidade financeira para cumprir, no mínimo, o PEM – qualificação financeira – e com capacidade técnica para a condução das atividades de E&P – qualificação técnica.

A qualificação técnica determina se uma empresa pode ser operadora. Caso não tenha essa qualificação ou não desempenhe atividade de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos, mas deseje participar para adquirir experiência para as rodadas futuras ou, simplesmente, para diversificação de seus investimentos, se qualificará como não-operadora e, nesse caso, participará como consorciada operadora.

Já as empresas qualificadas como operadoras possuem capacidade técnica para executar as atividades de pesquisa e, caso haja descoberta, a lavra de hidrocarbonetos em um determinado bloco, considerando a complexidade técnica com que ela irá se deparar.

Para tanto, a ANP, na 1ª Rodada, estabeleceu como itens a serem avaliados, para fins de habilitação, a experiência da empresa em operações de E&P (*i onshore*),

---

<sup>13</sup> As Resoluções nº 2, de 8 de dezembro de 2004, e nº 2, de 13 de abril de 2005, do CNPE, autorizou a realização da 7ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios e definiu os blocos a serem ofertados, respectivamente. Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe>. Acesso em 11/04/2016.

(ii) *offshore* em águas rasas, (iii) profundas e ultraprofundas, (iv) em ambientes adversos, e (v) em operações em áreas ambientalmente sensíveis ou (vi) internacionais.

As empresas, a partir desses critérios, eram qualificadas em três níveis: “A”, para aquela capacitada para realizar operação em qualquer bloco daquela rodada; “B”, para operação em blocos terrestres e alguns em lâmina d’água rasa; ou “C”, para operação apenas em blocos terrestres. Contudo, havia demasiada discricionariedade por parte do ente regulador na classificação das empresas interessadas.

Na segunda rodada, por intermédio de sistema de pontuação, reduziu-se a discricionariedade e detalhou-se, inclusive, para que fossem operadores aqueles com experiência na prestação de serviços de E&P. Empresas com mais de 99 pontos foram qualificadas como “A” e com menos de 30, “C”, sendo a faixa intermediária classificada como “B”.

Nas rodadas seguintes, conforme mostra a Tabela 1, os critérios foram aperfeiçoados tanto para qualificação dos operadores quanto dos blocos. Assim, cada bloco passou a ser classificado de acordo com a necessidade mínima de capacidade técnica demandada do operador.

**Tabela 1**  
**Qualificação técnica para habilitação de empresas de E&P**

<b>Qualificação técnica</b>	<b>Lâmina d’água superior a 400 metros</b>	<b>Lâmina d’água até 400 metros</b>	<b>Terrestres</b>	<b>Consoiciado</b>
Operador A	X	X	X	X
Operador B		X	X	X
Operador C			X	X
Não-operador (NO)				X

Fonte: Editais das Rodadas de Licitação de Blocos Exploratórios. Elaboração própria.

Deve-se mencionar, também, a periodicidade anual adotada pelo Poder Executivo para realização de certames até a décima rodada. Contudo, entre a décima rodada e a décima primeira, houve um intervalo de praticamente cinco anos sem oferta de blocos. Esse interregno é parcialmente coincidente com o período de discussão do marco legal do modelo de partilha de produção. De qualquer forma, os certames realizados sob regime de concessão foram eficazes na consolidação do sistema de habilitação de empresas e de segmentação dos blocos segundo qualificação técnica mínima do operador ou líder do consórcio concorrente, como mostrado nas Tabelas 2 e 3.

**Tabela 2****Relação de empresas de E&P tecnicamente qualificadas da 9ª a 13ª rodadas (R)**

<b>Nº habilitadas</b>	<b>R-09 (2007)</b>	<b>R-10 (2008)</b>	<b>R-11 (2013)</b>	<b>R-12 (2013)</b>	<b>R-13 (2015)</b>
Operador A	<b>25</b>	<b>8</b>	<b>29</b>	<b>4</b>	<b>2</b>
Operador B	<b>13</b>	<b>16</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>0</b>
Operador C	<b>19</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>6</b>	<b>11</b>
Não-operador (NO)	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Total</b>	<b>66</b>	<b>48</b>	<b>63</b>	<b>21</b>	<b>17</b>
Desqualificada ou desistente	8	4	9	5	0

Fonte: ANP – Rodadas de Licitação de Blocos Exploratórios. Elaboração própria.

**Tabela 3****Blocos ofertados da 9ª a 13ª rodadas (R)**

<b>Qualificação Técnica Mínima</b>	<b>R-09 (2007)</b>		<b>R-10 (2008)</b>		<b>R-11 (2013)</b>		<b>R-12 (2013)</b>		<b>R-13 (2015)</b>	
	Blocos	Área (km <sup>2</sup> )								
Operador A	54	34.357	0	–	72	58.932	0	–	52	34.612
Operador B	184	31.421	7	13.339	94	28.592	9	19.719	39	24.778
Operador C	91	32.960	123	57.032	123	68.289	231	144.197	175	62.832
<b>Total</b>	<b>329</b>	<b>98.738</b>	<b>130</b>	<b>70.371</b>	<b>289</b>	<b>155.813</b>	<b>240</b>	<b>163.917</b>	<b>266</b>	<b>122.222</b>

Fonte: ANP – Rodadas de Licitação de Blocos Exploratórios. Elaboração própria.

Cabe acrescentar que o regime de concessão adotou o modelo de leilão em que as propostas são avaliadas segundo três critérios: (i) bônus de assinatura; (ii) PEM e (iii) compromisso de conteúdo local. Ou seja, o operador individual ou consórcio pondera seu lance, para cada bloco, em combinações possíveis desses três itens. O que permite combinações entre fatores técnicos e financeiros específicos do setor de E&P e de acordo com a realidade de cada empresa. Esse modelo buscou efetivar a livre concorrência, um dos princípios constitucionais da ordem econômica, que, *per se*, não representa barreira ao aumento do bem-estar social.

## **2.2 ARRANJOS SOB REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

O modelo de partilha de produção brasileiro foi estabelecido pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, resultou da etapa de formulação de política pública. Esse regime se aplica para área do pré-sal e ou aquelas que venham a ser definidas como

estratégicas<sup>14</sup> pelo Poder Executivo. Ele utiliza mecanismos similares à concessão, todavia, com ajustes quanto ao regime fiscal, de governança e regulatório, especialmente quanto ao processo de contratação entre empresas de E&P e o Estado.

Acerca do regime fiscal, além do aumento do pagamento em *royalties* para 15% sobre a produção, as empresas foram desoneradas do pagamento por retenção de área e da participação especial, sendo, em contrapartida, estabelecido o excedente em óleo para a União – remuneração resultante da divisão das receitas do petróleo entre Estado e consórcio. O bônus de assinatura foi mantido, devendo ser pago para a União no momento da celebração do contrato.

Em termos regulatórios, houve empoderamento do MME, que recebeu novas funções de planejamento e de assessoramento na cadeia decisória. Os contratos sob regime de partilha são celebrados entre Ministro de Estado de Minas e Energia, representando a União, e pelo contratado, quer seja consórcio ou a Petrobras. Diferentemente, os contratos sob regime de concessão são celebrados pela ANP, representando a União, e as empresas, que podem estar consorciadas ou não.

Quanto ao modelo de licitação, difere a possibilidade de contratação direta da Petrobras e a determinação de um único critério para avaliação da melhor proposta: o excedente em óleo.

Os parâmetros técnicos e econômicos, como os índices de conteúdo local, o bônus de assinatura e o PEM, são estabelecidos pelo CNPE quando da autorização para realização de rodada de licitação. Esse único critério, *prima facie*, objetiva aumentar o *government take* e, por consequência, os aportes no Fundo Social (FS), de natureza contábil e financeira para constituir fonte de recursos.

O FS apresenta natureza e finalidade similar ao Fundo Soberano do Brasil, criado pela Lei nº 11.887, de 24 de dezembro de 2008. Ambos os fundos visam formar poupança pública de longo prazo, mitigar os efeitos dos ciclos econômicos, das flutuações de renda e de preços na economia nacional decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades da indústria do petróleo. Além, prover recursos para o desenvolvimento nacional.

---

<sup>14</sup> Entende-se como estratégica a área de interesse para o desenvolvimento nacional, caracterizada pelo baixo risco na atividade de pesquisa e elevada perspectiva de produção de hidrocarbonetos

No quesito de governança, estabeleceu-se a operação exclusiva da Petrobras (Lei da Partilha), nas áreas sob regime de partilha, e a criação da PPSA<sup>15</sup>, sendo ambas as modificações legais com efeitos nos contratos<sup>16</sup>.

A PPSA foi incumbida de representar os interesses da União no regime de partilha de produção, principalmente perante as funções exercidas pelo comitê operacional de cada bloco<sup>17</sup>.

Pela partilha de produção, foi realizada apenas uma Rodada de Licitações, da área de Libra. Naquela ocasião, em 2013, o CNPE propôs bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões, conteúdo local compatível com as rodadas anteriores, para blocos similares, e excedente em óleo para a União mínimo de 41,36%.

A habilitação das empresas interessadas foi modificada, em comparação às rodadas sob regime de concessão, em face da especialização necessária para exercício das atividades de elevada complexidade operacional e intensiva em capital. Isso buscou, em princípio, desestimular “aventureiros” que pudessem comprometer os investimentos no pré-sal.

Para participar do certame, os interessados precisaram demonstrar qualificação técnica<sup>18</sup> que, nos termos do edital, foram classificados como licitantes “nível A” ou “nível B”. O critério de pontuação utilizado foi similar aqueles do regime de concessão (já aperfeiçoados). O consórcio que quisesse competir no leilão deveria ser composto, pelo menos, por um licitante “nível A”, de mais experiência.

Qualificaram-se onze empresas, sendo sete “nível A”, como mostra a Tabela 4. Acrescentou-se, também, obrigatoriedade da formação de consórcio com a PPSA, conforme ilustra a Figura 2.

---

<sup>15</sup> O PPSA é empresa cujo capital social é 100% sob controle da União, o que a difere da Petrobras, cujo capital social de posse da União, direta ou indiretamente, é de aproximadamente 45,9%, conforme Relatório Anual (*Form 20F*), disponível em <http://www.investidorpetrobras.com.br/download/4077>. Acesso em 6 de junho de 2016.

<sup>16</sup> *Vide* figura 1 – As modificações legais no arcabouço do modelo de partilha de produção impactam diretamente na relação entre o poder público e as empresas de E&P.

<sup>17</sup> Para a partilha, inexistiu a possibilidade de não haver consórcio, uma vez que, mesmo quando da escolha da contratação direta da Petrobras, existirá consórcio entre a operadora e a PPSA, prevalecendo o voto de qualidade da representante dos interesses da União.

<sup>18</sup> Não foi admitido participante do tipo “não-operador”.

**Tabela 4**

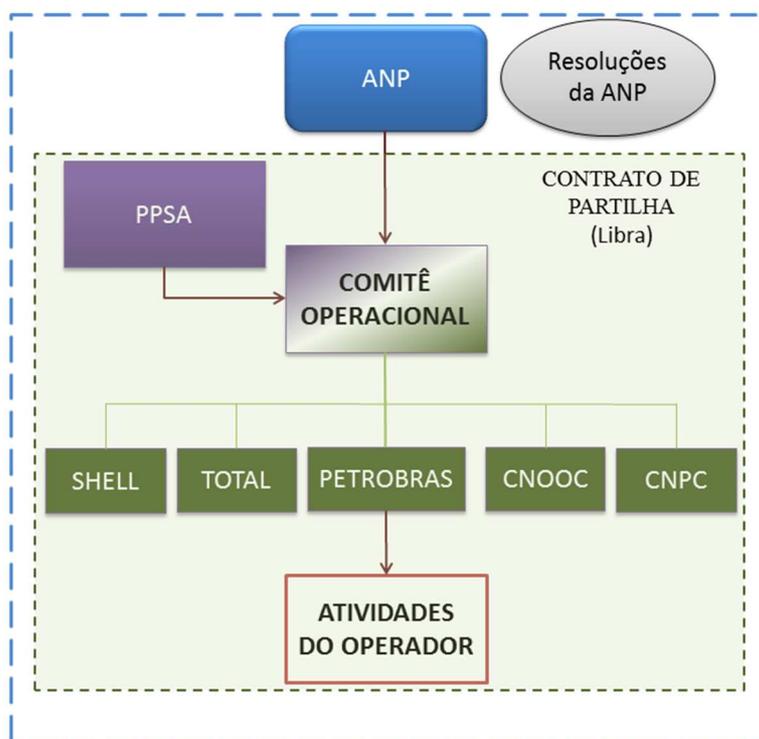
**Empresas qualificadas na 1ª rodada de partilha**

Sociedade empresarial	Qualificação técnica na 1ª Rodada com Regime de Partilha de Produção	Qualificação na 11ª Rodada com Regime de Concessão (2013)	País de origem
CNOOC	Nível A	Desistente	China
CNPC	Nível A	Não participou	China
ONGC Videsh	Nível A	Não participou	Índia
Petrobras	Nível A	Operador A	Brasil
Petronas	Nível A	Operador A	Malásia
Shell	Nível A	Operador A	Anglo-holandesa
Total	Nível A	Operador A	França
Ecopetrol	Nível B	Operador A	Colômbia
Mitsui	Nível B	Não-operador	Japão
Petrogal	Nível B	Operador B	Portugal
Repsol Sinopec	Nível B	Operador A	Hispano-Chinesa

Fonte: ANP – Rodadas de Licitação de Blocos Exploratórios. Elaboração própria.

**Figura 2**

**Organização entre os participantes sob regime de partilha (exemplo de libra)**



Fonte: Elaboração própria.

### 3 COMITÊ OPERACIONAL E A FUNÇÃO DO OPERADOR

A Lei do Petróleo estabeleceu a obrigatoriedade de indicação da empresa líder, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas (art. 38, inciso II da Lei nº 9.478, de 1997). Esse foi o ponto de partida para o estabelecimento de duas instâncias nos consórcios: a decisória – comitê operacional – e a de execução das atividades – operador.

Desde as primeiras rodadas de licitações de blocos exploratórios, ficou estabelecido que pelo menos um consorciado devesse possuir habilitação necessária para condução das atividades de E&P e, nesse caso, não deter menos do que 30% de participação. Além disso, cada participante deteria o mínimo de 5%<sup>19</sup>. As obrigações contratuais eram divididas entre “concessionários”, aqueles responsáveis solidariamente pelo cumprimento das obrigações do contrato de concessão, e o operador, responsável pelo exercício das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção, desativação e abandono e pela representação do consórcio perante o agente regulador.

O contrato de consórcio se refere à forma de governança entre empresas participantes do consórcio citado anteriormente como *JOA*. O instrumento denominado comitê operacional, a despeito de não ser explicitamente objeto do contrato, encontra-se usualmente nas relações entre empresas, com termos que não são da alçada do agente regulador<sup>20</sup>.

O *JOA*, para os agentes privados, representa o instrumento determinante nas relações entre consorciadas. Ele detalha os direitos, os deveres e as obrigações técnicas, jurídicas e financeiras que podem, inclusive, ultrapassar os parâmetros do próprio edital. Esse instrumento privado estabelece garantias financeiras, determinantes de fluxo de caixa, mecanismos de financiamento, de entrega e/ou venda do hidrocarboneto extraído, de auditoria externa, bem como o **comitê operacional e o operador**. É um pacto privado entre participantes que, de comum acordo, desejam tomar parte cooperativamente das atividades de E&P.

---

<sup>19</sup> Acordo de Individualização da Produção (AIP): quando um campo se estende além do bloco concedido, deve-se realizar procedimento para o aproveitamento racional da jazida, por meio da unificação de seu desenvolvimento e produção, com a respectiva divisão do resultado, mantendo os direitos de cada consorciado de forma proporcional (por exemplo, caso 80% do campo esteja fora da área concedida, então o consórcio terá direito a essa participação). No caso de AIP, os percentuais de participação podem ser reduzidos à metade e, por consequência, pode ocorrer a situação de o operador deter apenas 15% da participação total do campo.

<sup>20</sup> Por exemplo, uma empresa tipicamente prestadora de serviços para a indústria do petróleo pode se tornar parte de um consórcio, ainda que fora da posição de operador, mas com o compromisso de ser contratada para prestação de serviços no âmbito daquele contrato.

### 3.1 DO COMITÊ OPERACIONAL

Nas atividades das empresas de E&P, para cada bloco arrematado, o núcleo decisório é desempenhado no comitê operacional. Se, para o regime de concessão, a formação de comitê operacional é facultativa, para a partilha de produção, por outro lado, é mandatória. Trata-se da entidade administradora do consórcio.

A Lei da Partilha estabelece que o comitê operacional de cada contrato deverá<sup>21</sup>:

- i.* definir os **planos de exploração**, de avaliação de descoberta e de **desenvolvimento da produção** do campo;
- ii.* definir os **programas anuais de trabalho e de produção**;
- iii.* declarar a comercialidade de cada jazida descoberta;
- iv.* analisar e aprovar os **orçamentos** relacionados às atividades do contrato;
- v.* supervisionar as **operações** e aprovar a contabilidade dos custos contratuais;

O **plano de exploração** se refere ao planejamento físico-financeiro das atividades a serem realizadas durante a fase de exploração, a etapa inicial do contrato, devendo contemplar o PEM. O **plano de avaliação** de descoberta descreve o plano de trabalho e os investimentos necessários para avaliação de descobertas de hidrocarbonetos que venham a ocorrer.

O **plano de desenvolvimento da produção**, por fim, descreve aqueles investimentos necessários para desenvolvimento do campo cuja produção mostrou-se economicamente viável, colocando-o em produção efetiva.

O **programa anual de trabalho** e seu respectivo **orçamento** especificam o conjunto de atividades a serem realizadas no ano civil, devidamente orçadas.

O **programa anual de produção** é o instrumento pelo qual o Comitê Operacional discrimina as previsões de produção e de movimentação de hidrocarbonetos e dos resíduos oriundos de seu processo de produção.

A Lei da Partilha estabeleceu, também, como forma de assegurar o controle estatal sobre do referido comitê, que a PPSA teria metade dos integrantes e o Presidente, esse com poder de veto e voto de qualidade<sup>22</sup>. Ou seja, a empresa pública tem amplos poderes

---

<sup>21</sup> Os itens *i*, *ii*, e *iii*, devem ser submetidos para aprovação do agente regulador, a ANP.

<sup>22</sup> Art. 4º, incisos I e II da Lei nº 12.304, de 2010.

para defesa dos interesses do Estado perante as empresas de E&P, inclusive perante a operadora Petrobras.

Além disso, à PPSA coube as funções monitorar e auditar as atividades realizadas pelo operador, em termos de cumprimento das diretrizes governamentais de conteúdo local e, implicitamente, de desenvolvimento da indústria nacional. De fato, a estatal tem capacidade de veto e controle sobre as decisões a serem deliberadas nos contratos de partilha de produção.

Contudo, a empresa não está apta para tomar decisões sem o consentimento dos consorciados. Por exemplo, Plano de Desenvolvimento do campo, AIP, desfazimento do contrato e acordo de disponibilização da produção precisam ter voto igual ou superior a 91% do consórcio (50% da PPSA, acrescido de, no mínimo, 41% das empresas constituintes do consórcio).

Quanto ao controle dos planos anuais de trabalho e de orçamento, é necessário voto igual ou superior a 82,5% do consórcio. Não havendo apoio da PPSA, estabelece-se tacitamente efetivo controle das atividades desempenhadas na partilha.

As decisões de contabilização de gastos e de autorização de dispêndio estão sob o rol de decisões qualificadas. Dessa forma, evita-se que os custos sejam exagerados ou superestimados acabem por diminuir o excedente em óleo e, conseqüentemente, a reduzam a parcela que cabe à União. Trata-se de coautorização pela PPSA dos gastos a serem considerados no custo em óleo.

Feito isso, caberá ao operador realizar as atividades exploratórias e de produção em nome do consórcio.

### **3.2 FUNÇÕES DO OPERADOR**

O operador é responsável pela condução e pela execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de E&P, quer seja direta ou indiretamente, quando contratará prestadores de serviços de E&P. Realiza também os procedimentos necessários para o licenciamento ambiental do empreendimento e tutela os interesses do consórcio perante o agente regulador, a ANP, e as autoridades governamentais dos Estados e municípios afetados pela atividade petrolífera sob sua operação.

Quanto ao modelo de partilha vigente, a Petrobras apresenta função dupla: a) como agente responsável pela execução das atividades dos planos deliberados pelo comitê operacional, empregando mão-de-obra própria e efetuando as contratações necessárias para a condução dos trabalhos<sup>23</sup>, além de aplicar seu conhecimento científico-tecnológico nas atividades que executa, e b) participante do consórcio, que deverá arcar com uma parcela dos custos da operação. O operador arca com os custos correspondentes a sua participação e recebe as parcelas de custo em óleo e do excedente em óleo que lhe cabem, sendo toda a gestão supervisionada pela PPSA.

Quando a atividade é realizada pela própria empresa ou subsidiária, ela acaba por se remunerar. Quando contrata terceiros, repassará os custos do projeto para todos os consorciados, de acordo com a distribuição de participação.

Nesse ponto, deve-se revisitar o histórico do desenvolvimento da indústria petrolífera mundial, mesmo que resumidamente, de forma a trazer à baila breve discussão sobre o domínio tecnológico na indústria petrolífera.

A partir da década de 50, as reservas petrolíferas de menor custo de produção foram sendo estatizadas e passaram para o domínio das companhias nacionais, também denominadas *National Oil Companies (NOC)*.

As grandes empresas internacionais que até então dominavam o negócio de petróleo, conhecidas como as sete irmãs<sup>24</sup>, foram levadas a buscar reservas de maior custo de extração e de complexidade tecnológica elevada. Essas empresas e outras petrolíferas privadas passaram a ser denominadas de *International Oil Companies (IOC)*.

Algumas empresas se especializaram na prestação de serviços e fornecimentos de bens de alta tecnologia para as empresas petrolíferas necessários para exploração e produção de hidrocarbonetos. Nesse grupo, as empresas Halliburton, Schlumberger e Baker Hughes passaram a dominar as etapas de perfuração e completção<sup>25</sup> de poços petrolíferos em ambiente *offshore* e detêm a propriedade da tecnologia para execução

---

<sup>23</sup> O operador é o titular a quem cabe conduzir e monitorar os processos de contratação da cadeia de fornecedores de bens e serviços vinculados ao projeto sob regime de partilha.

<sup>24</sup> Foi denominação dada por Enrico Mattei às sete maiores companhias de petróleo que dominavam o mercado de petróleo na década de 50. O cartel era composto pelas quatro empresas resultantes da dissolução da Standard Oil – *New Jersey* (Esso) *California* (Socal), *New York* (Socony) e *Texaco* – mais a *Anglo-Persian Oil Company*, futura *British Petroleum* (BP), a *Shell* e a *Gulf Oil*.

<sup>25</sup> Conjunto de serviços efetuados no poço desde o momento em que a broca atinge a base da zona produtora de produção, que objetiva a transformação da perfuração em uma unidade produtiva completamente equipada e com os requisitos de segurança atendidos, pronta para produzir óleo e gás.

dessas atividades. As empresas de E&P, principalmente as *IOC*, foram obrigadas a buscar reservas petrolíferas em ambiente *offshore* e se especializaram em desenvolver atividades em ambiente marítimo adverso.

Algumas *NOC* também se destacaram e se especializaram em E&P *offshore*, como a Petrobras, a mexicana Pemex, a Norueguesa Statoil e a angolana Sonangol. Elas compõem seletos grupos aptos a exercer a função de operador nas atividades *offshore*. Assim, as *IOC* e as *NOC* que migraram da atividade em terra para o mar se **especializaram nas atividades de operação**<sup>26</sup> de campos *offshore*, podendo atuar também na prestação de serviços.

Entretanto, as *NOC* não detêm o domínio tecnológico para os serviços de mais alta complexidade (também os de maior valor agregado) e continuam submetidas ao domínio das principais prestadoras de serviços ou fornecedoras de bens e serviços.

Pode-se citar, abaixo, alguns exemplos: A primeira fase das atividades desempenhadas pelo operador é a exploratória. Nela, realizam-se atividades de levantamento, processamento, reprocessamento e interpretação de dados de geologia e geofísica (Schlumberger e PGS são emprestas de prestação e serviços que atuam nessa fase, sendo contratadas para atividades de geofísica). Em seguida, realiza-se perfuração, a completção, o teste de formação e de produção para avaliação de descoberta (estão envolvidas as principais empresas de fornecimento de sondas de perfuração *offshore*, perfuração e completção de poços).

Na fase seguinte, de produção, são alocados majoritariamente os recursos financeiros e são incontáveis os prestadores de serviços que nela atuam: eles realizam a elaboração do projeto de engenharia, a perfuração de poços produtores e de reinjeção, participam da implantação e da manutenção da infraestrutura necessária para extração, coleta, tratamento, armazenamento e transferência do óleo e gás produzidos. Em resumo, o operador usualmente contrata outras empresas para execução de diversas atividades de maior complexidade tecnológica, apesar de lhe ser facultada executá-las por conta própria. A Tabela 5 apresenta os principais fornecedores de bens e serviços atuantes no Brasil.

---

<sup>26</sup> O exemplo prático é o número de empresas qualificadas tecnicamente como Operador A (tabela 2), especialmente na 11ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios, e como Licitante Nível A na 1ª Rodada da Partilha.

**Tabela 5**  
**Principais fornecedores de bens e serviços para atividade *offshore***

Atividade	Empresas	
Sondas de perfuração <i>offshore</i>	Diamond Offshore	QGOG
	Odebrecht Oil & Gas	ENSCO
	Noble Drilling	Odjfell
	Seadrill Ltd	Paragon Offshore
	Transocean	
FPSO (unidade de produção, armazenamento e transferência de petróleo)	SBM	Maersk
	MODEC	BW Offshore
Perfuração e completação de poços	Baker Hughes	Schlumberger
	Halliburton	Weatherford
Equipamentos para sondas de perfuração e unidades estacionárias de produção	NOV	Mitsubishi
	ABB	Rolls Royce
	Aker	Siemens
	Dresser	Wartsila
	GE	WEG
	Huisman	
Logística naval	Bourbon	Maersk
	Bram Offshore	NOS
Engenharia	KBR	Promon
	Kromav	Technip
	McDermott	WGK
	Projemar	
Serviços e equipamentos para operação submarina	FMC	Saipem
	Aker	Subsea 7
	Cameron	Technip
Árvore de natal e manifold	FMC	Kvaerner
	Cameron	ABB

Fonte: ABESPETRO. Elaboração própria.

Depreende-se da leitura da Tabela 5 que as prestadoras de serviço atuam nas etapas mais complexas da exploração e produção *offshore* de petróleo. Isso faz com que tecnologias-chave sejam acessíveis, por meio de contratos de prestação de serviço ou de compra de equipamentos, a todas as petroleiras especializadas em E&P.

No caso do modelo de partilha brasileiro, como há operador único, os fornecedores de equipamentos e os prestadores de serviços ficarão submetidos ao monopólio da Petrobras.

A primeira justificativa para o operador único é o ganho de escala pela centralização das contratações em uma única empresa. Entretanto, a experiência da Angola e, principalmente, da Noruega levam a crer que o ganho de escala não é fator

que justifique a restrição legal de operação exclusiva pela Petrobras. A segunda justificativa é de que essa posição se faz necessária para o cumprimento do conteúdo local. Entretanto, o argumento não se sustenta em face das obrigações de conteúdo local serem mais dependente da atuação do comitê operacional<sup>27</sup> do que do operador. Portanto, não se encontra motivador para que haja essa restrição no modelo de partilha.

#### **4 O OPERADOR EXCLUSIVO E A OBRIGATORIEDADE DE 30% PARA A PETROBRAS**

As boas práticas da indústria do petróleo não recomendam que o operador não tenha participação significativa no prospecto ou campo em que desenvolve atividades. Caso contrário, os outros participantes estariam deixando a terceiro a gestão de seus recursos. Porém, esse participante não seria afetado caso tivesse comportamento perdulário. Por isso, foi adotada a prática, no Brasil, de participação mínima de 30%, a qualquer tempo, para que uma empresa de E&P mantenha-se como operadora.

Além disso, eventualmente, as empresas interessadas no setor petrolífero poderiam permitir a participação em consórcio em que o operador detivesse menos do que 30%. Todavia, dado o aumento do risco intrínseco ao negócio, seria necessária remuneração elevada para que outras empresas participassem.

Ora, a renda petrolífera dependente do custo de extração e do preço da *commodity*. O que o empreendedor petrolífero realiza, ao exigir aumento de sua remuneração, é tomar para si fatia de recursos que seriam apropriados pelo Estado. Assim, regras heterodoxas, como participação do operador menor do que 30%, tendem a diminuir a participação do Estado na renda petrolífera que, no caso do Brasil, se materializaria pela redução do excedente em óleo para a União que os participantes de um leilão de bloco no pré-sal estariam dispostos a oferecer como lance.

De forma contrária, a oportunidade para que outros possam disputar a posição de operador, com a retirada de cláusula legal de operação exclusiva, aumenta a disposição

---

<sup>27</sup> A atuação da PPSA quanto ao cumprimento da obrigatoriedade de aquisição de bens e serviços com conteúdo nacional difere da atuação da ANP. O agente regulador possui atuação *ex-post* em que, após a execução das atividades pelo concessionário regulado, segundo regras do contrato e de suas resoluções normativas. No caso das áreas sob partilha, além da fiscalização pelo regulador, a PPSA tem capacidade legal e contratual para agir de forma a impedir que o consórcio realize contratação que não esteja dentro das regras de conteúdo local, ou seja, pode impedir que o operador (no caso de Libra, a Petrobras) contrate sondas ou plataformas que não estejam dentro das regras de conteúdo nacional estipuladas pelo CNPE para aquela licitação.

de empresas de E&P participarem, o que aumenta a competitividade dos leilões e, com isso, a disposição de ofertar excedente em óleo superior. Como resultado, a participação do Estado na divisão da renda petrolífera ao longo da execução do contrato será maior<sup>28</sup>.

#### **4.1 QUANDO O OPERADOR ESTÁ EM CONFLITO COM A UNIÃO: A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO**

A posição de operador é intrinsecamente conflitante com os interesses da União. No Brasil não é diferente: há conflito entre a Petrobras, mesmo sendo uma *NOC*, e a União<sup>29</sup>.

Foi concedido à Petrobras o direito do exercício das atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos em áreas não concedidas no pré-sal, não podendo exceder 5 bilhões de barris de óleo equivalente, conforme a Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, resultante das discussões do Projeto de Lei nº 5.941, de 2009. Na ocasião da celebração do contrato de cessão onerosa, foram cedidos seis blocos e um contingente.

O primeiro ponto de divergência foi quanto à avaliação do preço do barril<sup>30</sup>. De um lado, a Petrobras subvalorizou o preço do barril enterrado de petróleo, e, do outro lado, entes governamentais sobrevalorizaram o preço em questão. Não obstante, o agente regulador arbitrou o barril de petróleo com um valor intermediário aos apresentados pelas partes: US\$ 8,51.

Passado esse ponto, a Petrobras executou as atividades necessárias para avaliação dos prospectos das sete áreas sob cessão onerosa, dentre elas o Programa de Exploração Obrigatório (PEO).

O PEO previa a perfuração de dois poços para a área de Franco, a principal da cessão onerosa em termos de hidrocarboneto contido. Ocorre que, devido ao caráter *sui generis* desse contrato, a Petrobras executou a perfuração de oito poços exploratórios. Obviamente que quanto mais perfurações melhor se conhecerá o reservatório. Entretanto,

---

<sup>28</sup> Apesar do aumento da competitividade, o Estado pode defender seus interesses por intermédio da posição da PPSA no comitê operacional.

<sup>29</sup> Podem ser citados como exemplos a contrariedade das empresas de E&P na mudança de metodologia para cálculo do preço de referência do petróleo. Nesse caso, o CNPE emitiu a Resolução nº 1, de 20 de janeiro de 2016, determinando que a ANP mantivesse a metodologia de cálculo então vigente.

<sup>30</sup> Avaliação quanto a esse parâmetro pode ser consultada no Texto para Discussão nº 78: A precificação do barril enterrado de petróleo na cessão de direitos de exploração destinada à Petrobras. Disponível em <http://www12.senado.gov.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-78-a-precificacao-do-barril-enterrado-de-petroleo-na-cessao-de-direitos-de-exploracao-destinada-a-petrobras>. Acesso em 16/04/2016.

os custos por essa atividade acabam por onerar a União quando da revisão dos valores do contrato, uma vez que passam a serem contabilizados no rol de parcelas a serem descontadas da parte que cabe à União. Esse é um dos pontos de conflito de interesse entre ambos os participantes.

O segundo se refere à revisão desse contrato, em processo de diligências pelas partes envolvidas desde o final de 2013, com a última declaração de comercialidade em 2014, coincidente com a queda do preço do petróleo. De um lado, os interesses da cedente, a União, representada pelo MME e pela STN, e, do outro, a Petrobras. Ambas as partes, segundo a imprensa, acreditam ter até R\$ 20 bilhões para receber<sup>31</sup>.

Por conta desse tipo de conflito, não é possível esperar que o operador defenda os interesses da União no consórcio, tanto que, como exposto no item 3 deste trabalho, cabe à empresa pública PPSA fazê-lo.

Como forma de atenuar as perdas devido ao conflito de interesse entre as partes, resta a alternativa de fortalecimento da PPSA<sup>32</sup>, no caso do pré-sal, e da ANP, de forma geral.

## **5 DISCUSSÕES FINAIS E CONCLUSÕES**

O presente texto não esgota a discussão sobre as funções do comitê operacional e do operador no modelo de partilha de produção brasileiro. Todavia, permite algumas conclusões e avanços nas discussões.

A governança dos regimes de concessão e de partilha foram definidos principalmente na Lei do Petróleo, em 1997, e nos contratos celebrados sob regime de concessão. A Lei da Partilha incorporou ao arcabouço normativo-legal práticas do setor petrolífero que estavam sob resguardo de contratos privados, sob a forma de *JOA*. Destacadamente as funções do comitê operacional.

A defesa dos interesses da União no desenvolvimento das atividades no pré-sal é competência da PPSA. Inclusive, a política de conteúdo local depende da atuação efetiva

---

<sup>31</sup> Valor Econômico: Quitação da cessão onerosa terá prazo de 3 anos. Disponível em <http://www.valor.com.br/brasil/4518490/quitacao-de-cessao-onerosa-tera-prazo-de-3-anos>. Acesso em 11/04/2016.

<sup>32</sup> Até a presente data, a PPSA não dispõe de quadro efetivo de pessoal, tendo funcionado apenas com as trinta funções de livre provimento. A falta de quadro próprio pode fragilizar a empresa no desempenho de suas funções.

do agente regulador e da PPSA. Uma vez que a estatal detém a maioria dos votos do comitê operacional, terá capacidade para fazer frente às empresas de E&P e para influenciar no ritmo dos investimentos nas áreas já licitadas e na sua respectiva produção futura.

A maturidade do regime de concessão permite concluir que há grupo significativo de empresas de E&P com capacidade técnica e econômica para executar a pesquisa e lavra na região do pré-sal na condição de operadoras (no caso do leilão de Libra, foram sete empresas com qualificação técnica equivalente à Petrobras).

O operador tem funções importantes, mas não é decisivo na manutenção do interesse nacional no desenvolvimento das reservas petrolíferas da região do pré-sal. Ele é responsável pela execução das deliberações do comitê operacional, e possui liberdade para gestão dos contratos relativos às atividades de pesquisa e lavra no bloco em que atua.

Mesmo se houvesse operadores distintos da Petrobras nas áreas do pré-sal, sob regime de partilha de produção, o País manteria o controle sobre todas as atividades e sobre a produção de petróleo, por intermédio da PPSA, que tem voto majoritário na deliberação quanto aos planos de exploração, de avaliação de descoberta, de desenvolvimento da produção e ao programa anual de produção. Trata-se da defesa da soberania nacional sobre os recursos petrolíferos e da garantia do abastecimento nacional.

A participação mínima de 30% para que uma empresa seja operadora é derivada das melhores práticas da indústria do petróleo

O operador exclusivo tende a se comportar como monopsonista, em prejuízo para a cadeia de fornecimento de bens e serviços da indústria do petróleo. Ainda, devido à assimetria de informação, esse tipo de operador pode se apoderar de maior percentual dos recursos financeiros gerados pela extração do petróleo do que aquele economicamente esperado, em prejuízo para a União.

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

**ANP. Edital e Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural – Rodadas 1 a 13.** Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/>. Acesso em 16 abr. 2016.

\_\_\_\_\_. **Edital e Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção.** Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/>. Acesso em 16 abr. 2016.

BRASIL, **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Disponível em: [http://www.senado.gov.br/atividade/const/con1988/con1988\\_18.02.2016/ind.asp](http://www.senado.gov.br/atividade/const/con1988/con1988_18.02.2016/ind.asp). Acesso em 16 abr. 2016.

\_\_\_\_\_. **Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1997**. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/D2455.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2455.htm). Acesso em 16 abr. 2016.

\_\_\_\_\_. **Decreto de 17 de julho de 2008**. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2008/Dnn/Dnn11699.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Dnn/Dnn11699.htm). Acesso em 16 abr. 2016.

\_\_\_\_\_. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L9478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm). Acesso em 16 abr. 2016.

\_\_\_\_\_. **Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010**. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm). Acesso em 16 abr. 2016.

\_\_\_\_\_. **Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010**, Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm). Acesso em 16 abr. 2016.

BUSTAMANTE, L. A. C. **A Frustração com a Partilha de Produção: o leilão do campo de Libra**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 168). Disponível em: <http://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td168>. Acesso em 23 fev. 2015.

CNPE. **Resolução nº 8, de 30 de julho de 2003**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139143/Resolucao03.pdf/80b5247d-313a-4e70-8e66-c00c9021a82b>. Acesso em 23 mar. 2016.

\_\_\_\_\_. **Resolução nº 6, de 6 de novembro de 2007**. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139151/RES\\_6\\_2007\\_CNPE.pdf/27a2b403-7515-4862-9e5f-50d6434c14a5](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139151/RES_6_2007_CNPE.pdf/27a2b403-7515-4862-9e5f-50d6434c14a5). Acesso em 23 mar. 2016.

\_\_\_\_\_. **Resolução nº 4, de 22 de maio de 2013**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cnpe-2013>. Acesso em 23 mar. 2016.

\_\_\_\_\_. **Resolução nº 5, de 22 de maio de 2013**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/cnpe-2013>. Acesso em 23 mar. 2016.

VIEGAS, P. R. A. **A precificação do barril enterrado de petróleo na cessão de direitos de exploração destinada à Petrobras**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/ Senado, Outubro/2010 (Texto para Discussão nº 78). Disponível em: [www.senado.leg.br/estudos](http://www.senado.leg.br/estudos). Acesso em 16 abr. 2016.

RITTNER, D. e CAMAROTTO, M. **Quitação da cessão onerosa terá prazo de 3 anos**. Valor Econômico. 11 abr. 2016. Disponível em <http://www.valor.com.br/brasil/4518490/quitacao-de-cessao-onerosa-tera-prazo-de-3-anos>. Acesso em 16 abr. 2016.

## Missão da Consultoria Legislativa

Prestar consultoria e assessoramento especializados ao Senado Federal e ao Congresso Nacional, com o objetivo de contribuir com o aprimoramento da atividade legislativa e parlamentar, em benefício da sociedade brasileira.



Núcleo de Estudos  
e Pesquisas

Consultoria  
Legislativa

