

MARINHA DO BRASIL
ESCOLA DE GUERRA NAVAL
MESTRADO PROFISSIONAL EM ESTUDOS MARÍTIMOS

GABRIELLA LEAL NICHOLS

A MUDANÇA NOS CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DO
PRÉ-SAL E SEUS IMPACTOS PARA A DEFESA

Rio de Janeiro
2018

GABRIELLA LEAL NICHOLS

**A MUDANÇA NOS CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DO
PRÉ-SAL E SEUS IMPACTOS PARA A DEFESA**

Dissertação apresentada ao Mestrado Profissional em Estudos Marítimos da Escola de Guerra Naval como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Estudos Marítimos. Área de Concentração em Segurança, Defesa e Estratégia Marítima.

André Panno Beirão

Rio de Janeiro
2018

Nichols, Gabriella Leal
N618m A mudança nos contratos de exploração e produção do pré-sal e seus impactos para a defesa/ Gabriella Leal Nichols. - Rio de Janeiro, 2018. 88f.: il.

Dissertação (Mestrado) - Escola de Guerra Naval, Programa de Pós-Graduação em Estudos Marítimos (PPGEM), 2018.

Orientador: André Panno Beirão

Bibliografia: f. 80-88.

1. Petróleo - Legislação - Brasil. 2. Recursos energéticos - Brasil.
3. Segurança energética. I. Escola de Guerra Naval (BRASIL). II. Título.

CDD 341.3442

GABRIELLA LEAL NICHOLS

A MUDANÇA NOS CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO
DO PRÉ-SAL E SEUS IMPACTOS PARA A DEFESA

Dissertação apresentada ao Mestrado Profissional em Estudos Marítimos da Escola de Guerra Naval como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Estudos Marítimos. Área de Concentração em Segurança, Defesa e Estratégia Marítima.

APROVADA EM 28 DE AGOSTO DE 2018

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. André Panno Beirão
Doutor do PPGEM-EGN

Prof. Dr. Claudio Rodrigues Corrêa
Doutor do PPGEM-EGN

Prof. Dr. Antonio Celso Alves Pereira
Doutor da UFRJ

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, que me guiou e sustentou neste caminho. Dedico também a meus familiares que foram apoio oportuno e estiveram presentes durante todas as etapas do curso; aos meus amigos que acompanharam o trajeto, que compreenderam as ausências e dificuldades e emprestaram o ombro amigo, deram conselhos e repartiram conhecimento; à turma 2016 do Programa de Pós-Graduação em Estudos Marítimos da Escola de Guerra Naval, que compartilhou as dores, angústias e vitórias dessa estrada; e aos professores do Programa, pelo incentivo, dedicação e sabedoria.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, em quem deposito meu futuro.

Aos meus pais, padrasto, irmão, tias e primos, que não me deixaram desanimar nem esmorecer.

Agradeço aos amigos sinceros, que me incentivaram e injetaram ânimo.

Aos irmãos e ministério da igreja, que entenderam as ausências e presaram apoio e consideração.

Aos professores, que estiveram presentes em todas as etapas, aconselhando, compartilhando conhecimento e ensinando o melhor caminho.

RESUMO

A descoberta dos campos do pré-sal foi acompanhada pela mudança no marco normativo do setor de petróleo e gás. Dos tradicionais contratos de concessão, utilizados para blocos de alto risco exploratório, as atividades de exploração e produção passaram a ser reguladas pelos contratos de cessão onerosa e partilha da produção para os campos pré-salínicos. Apesar de serem comuns no setor internacional de petróleo e gás, a adoção dos modelos de cessão onerosa e partilha é recente no Brasil. Como toda novidade e mudança nas relações comerciais, há uma preocupação com a insegurança jurídica, o que levou a se realizar este estudo com foco no assunto. Especialmente porque o mercado de hidrocarbonetos tem características específicas, que se tornaram acentuadas com a crise norte-americana do *subprime* em 2008, e que são: aumento de *joint ventures* e integrações empresariais, crescimento de conglomerados e verticalização, acordos de transferência de tecnologia e intercâmbio técnico acompanhando o crescimento acelerado das inovações tecnológicas, aparelhos e dispositivos inteligentes conectados à internet, e a virtualização cada vez maior das relações sócio-comerciais. A prática comum de contratos por longos períodos, com vultuosos investimentos e grande risco, tem sido cada vez mais substituída por contratos de médio/curto prazo. O pré-sal possibilitou essa substituição, se tornando importante nesse ambiente pelo baixo risco apresentado em suas reservas provadas, diminuindo, assim, a insegurança jurídica e sendo estímulo para novos investimentos. Análises técnicas de empresas de consultoria e agências reguladoras do setor foram utilizadas para esta pesquisa juntamente com a nova legislação nacional e pareceres das empresas que divulgam dados científicos e artigos. Esse material foi utilizado nesse estudo como base para a análise comparativa dos modelos contratuais com o fim de discernir qual ou quais modelo(s) estaria(m) mais alinhados à ótica da Defesa. Para isso, objetivou-se a diferenciação dos tipos contratuais e consideração do histórico da lei do petróleo. Além da análise documental e jurídica, essa pesquisa aponta quatro indicadores, com o fim de comparar os três principais tipos contratuais em vigor no Brasil. Isso porque, a *contrario sensu*, o regime de concessão não permite interferência do Estado, e a partilha permite maior controle por parte da União por meio da atuação de cinco agentes diferentes onde antes havia três. O marco do pré-sal reforçou o papel regulador da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis e aumentou a atuação estatal através de outras empresas, como a PPSA – que representa a União como gestora dos contratos de partilha –, o Conselho Nacional de Política Energética, a Empresa de Pesquisa Energética e uma maior atuação do Ministério de Minas e Energia. Conforme demonstrado na análise dos indicadores, pela ótica da Defesa, conclui-se que as novas modalidades de exploração petrolífera *offshore*, diante dessas alterações ocorridas em relação à presença estatal nas atividades do setor de petróleo e gás, garante que a União esteja mais presente gerindo, regulando e acompanhando o mercado através de agentes públicos e privados.

PALAVRAS-CHAVE: Pré-sal. Segurança. Legislação. Contratos. Defesa.

ABSTRACT

The discovery of the pre-salt fields was accompanied by a change in the regulatory framework of the oil and gas sector. Of the traditional concession contracts used for high-risk exploration blocks, exploration and production activities are regulated by contracts for onerous assignment and production sharing for pre-salt fields. Although they are common in the international oil and gas sector, the adoption of onerous assignment and sharing models is recent in Brazil. Like all novelty and change in commercial relations, there is a concern with legal uncertainty, which led to the completion of this study with a focus on the subject. Particularly because the hydrocarbon market has specific characteristics, which have become accentuated by the subprime US crisis in 2008, which are: increased joint ventures and business integration, conglomerate growth and verticalization, technology transfer and exchange agreements technological innovation, smart devices and devices connected to the Internet, and the increasing virtualization of socio-commercial relations. The common practice of contracts for long periods, with large investments and great risk, has been increasingly replaced by medium / short term contracts. The pre-salt allowed this substitution, becoming important in this environment due to the low risk presented in its proven reserves, reducing legal uncertainty and stimulating new investments. Technical analyzes of consulting firms and regulatory agencies of the sector were used for this research along with the new national legislation and opinions of companies that publish scientific data and articles. This material was used in this study as a basis for the comparative analysis of the contractual models in order to discern which model (s) would be most aligned with the view of the Defense. No emphasis has been placed on the economic and political aspect of changes in the regulatory framework because they are not the object of the research. For this purpose, the objective was to differentiate contractual types and consider the history of the oil law. In addition to documentary and legal analysis, this research points to four indicators, in order to compare the three main contractual types in force in Brazil. In addition to documentary analysis, this research points to four indicators, in order to compare the three main contractual types in force in Brazil. This is because, on the contrary, the concession regime does not allow state interference, and sharing allows greater control on the part of the Union through the performance of five different agents where there were previously three. The pre-salt framework reinforced the regulatory role of the National Agency for Oil, Gas and Biofuels and increased the state's performance through other companies, such as the PPSA - which represents the Union as the manager of the distribution contracts -, the National Policy Council Energetic, the Energy Research Company and a greater performance of the Ministry of Mines and Energy. As demonstrated by the analysis of the indicators, from a defense perspective, the new modalities of offshore oil exploration, concludes that given these changes in relation to the state presence in the activities of the oil and gas sector, ensures that the Union is more present managing, regulating and accompanying the market through public and private agents.

KEYWORDS: Pre-salt. Security. Legislation. Contracts. Defense

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Empresas envolvidas em E&P	47
Figura 2 - Joint Ventures	47
Figura 3 - Diferenças entre contratos.....	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características dos três tipos de contratos	44
Tabela 2 - Empresas vencedoras de campos do pré-sal.....	64
Tabela 3 - Empresas atuantes no Brasil em 2017.....	64
Tabela 4 - Outras empresas atuantes no Brasil.....	66
Tabela 5 - Tipos de contrato por região geográfica	67
Tabela 6 - Análise dos indicadores	72

LISTA DE SIGLAS E ABREVIACOES

AIE	Agência Internacional de Energia
ANP	Agência Nacional do Petróleo
Bpd	Barris por dia
Boe	Barris de óleo equivalente
CNUDM	Convenção da ONU sobre o Direito do Mar
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
END	Estratégia Nacional de Defesa
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
E&P	Exploração e Produção
FIRJAN	Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
JV	<i>Joint Venture</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Mar Territorial
PC	Plataforma Continental
PPSA	Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A.
P&G	Petróleo e Gás
PND	Política Nacional de Defesa
ZEE	Zona Econômica Exclusiva

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	12
1 CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS	17
1.1 Histórico da Lei do Petróleo	17
1.2 Evolução das relações comerciais e sistema jurídico na indústria petrolífera	19
1.2.1 A ANP.....	24
1.2.2 A PPSA.....	27
1.3 Fundamentos dos Contratos.....	28
1.4 Principais tipos de contratos no Brasil	35
1.4.1 Contratos de Concessão.....	36
1.4.2 Contratos de Cessão Onerosa.....	40
1.4.3 Contratos de Partilha da Produção.....	42
1.5 Outros tipos de contratos da indústria do petróleo.....	44
2 SEGURANÇA ENERGÉTICA E A DEFESA NACIONAL	50
2.1 Os contratos sob a ótica da Defesa.....	50
2.2 Análise comparativa dos contratos aplicada à Defesa	54
2.2.1 Indicador 1: Capacidade de fiscalização a bordo da embarcação de P&G.....	55
2.2.2 Indicador 2: Segurança jurídica e participação governamental.....	57
2.2.3 Indicador 3: Flexibilização do Estado e participação estrangeira.....	59
2.2.4 Indicador 4: Adoção dos contratos por região geográfica	67
3 ANÁLISE DOS INDICADORES	70
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	74
REFERÊNCIAS	80

INTRODUÇÃO

A descoberta do pré-sal trouxe inúmeras discussões sobre as novas regras de contratos adotadas pelo governo brasileiro para exploração e produção de petróleo no país. Ao adotar o contrato de partilha para exploração das jazidas pré-salinas, com a promulgação da Lei 12.351/2010, a União introduziu um novo modelo jurídico que traz várias diferenças em relação ao regime de concessão comumente adotado no Brasil.

A quebra do monopólio do petróleo em 1995, por meio da Emenda Constitucional 09, dividiu com as empresas privadas a participação que o Estado brasileiro detinha no setor de petróleo e gás. A substituição do sistema de concessões pelo modelo de partilha na contratação das atividades de exploração e produção, especialmente para as áreas do pré-sal, pode evidenciar um retorno acentuado da presença estatal no setor.

Para se adaptar à realidade que as grandes reservas do pré-sal proporcionavam ao Brasil em termos de inserção como um *player* estratégico no mercado mundial de P&G, o governo brasileiro optou por um modelo regulatório já consagrado por países produtores de petróleo. Desde a promulgação da Lei 12.351/2010, passou a vigorar no país um regime regulador misto, com adoção do modelo de partilha para o polígono do pré-sal e áreas estratégicas, e um modelo de concessão, nos termos da Lei 9.478/1997, para as demais áreas. Além destes, ainda há o modelo de cessão onerosa, onde Petrobras¹ é operadora única dos campos do pré-sal que não estão sob o regime de concessão e limitado a 5 bilhões de barris de óleo equivalente.

A importância dos hidrocarbonetos do pré-sal ganha mais relevância por causa da ordem de grandeza dos campos petrolíferos, em especial para o Brasil. Por suas dimensões e por apresentar baixo risco exploratório, as jazidas do pré-sal são de alto valor estratégico, constituindo-se como o maior patrimônio mineral nacional, despertando atenções mundiais sob vários aspectos (PETROBRAS, c2018).

Como a CNUDM III (Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar) permite que os Estados costeiros tenham exclusividade na exploração econômica da Plataforma Continental (PC), uma nova governança marítima se apresenta, com implicações na política e nas relações internacionais, que corrobora com os processos de domínio progressivo diferentemente do processo de colonização do passado. Novos desafios se impõem para os Estados que têm mais dificuldades para definir políticas públicas em relação ao mar. Soma-se a isso o fato de que as práticas modernas de governança diluem as diferenças entre atuação

¹ Petróleo Brasileiro S.A é uma empresa de economia mista brasileira dedicada, principalmente, à exploração, exploração e comercialização de hidrocarbonetos e seus derivados.

militar e diplomática, contribuindo com a interpretação de que a formulação de uma estratégia eficaz precisa ter participação do Estado, do poder militar e da sociedade como um todo.

Importa esclarecer que o petróleo do pré-sal, independentemente de sua magnitude, auxilia no fortalecimento do poder energético do Brasil, sendo imperativa a correta regulação do setor com uma legislação adequada e defesa dos ativos de petróleo e gás. Quanto melhor for a estrutura regulatória e a compreensão da legislação, maior será a segurança jurídica e a atração de investimentos que geram desenvolvimento e prosperidade para a nação (NETO, 2013). Neste sentido, o incremento da participação estrangeira pode ser uma alternativa que realmente contribua para o aumento da capacidade nacional em relação à indústria petrolífera e exercício das estratégias de defesa.

Levando em consideração a modificação dos regimes de contratos e da legislação nacional, a segurança energética deve estar no foco dos objetivos da defesa, conforme a Política Nacional de Defesa (PND) e a Estratégia Nacional de Defesa (END) de 2016 contemplam (BRASIL, 2012). Sendo assim, é possível que uma maior atuação de empresas estrangeiras, como efeito da mudança dos contratos de exploração de petróleo e gás, resulte em impactos na defesa nacional?

Por serem documentos estratégicos, a PND e a END orientam as ações que serão seguidas pelos órgãos competentes, normatizando conceitos que regem a visão de defesa do país e as ações que garantirão o futuro desejado. As normas contemplam ações em tempos de paz, que permitem a segurança dos ativos de petróleo e trazem garantias da manutenção da boa ordem no mar para investidores e empresas que desejam atuar nessa região (CAMPELLO, 2017).

A garantia da exploração das riquezas no mar tem sido cada vez mais debatida pela comunidade internacional, principalmente pela dependência do petróleo, aumentando a pressão para que a liberdade de navegação e o regime de alto mar na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) sejam sobrepostos aos direitos de soberania e exploração da Plataforma Continental, conforme disposição na Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS, 1982).

A dinâmica geopolítica em que se insere o mar é multidimensional, ou seja, afeta a exploração de recursos, defesa e segurança, comércio, política externa e estratégia nacional, uma vez que todos os Estados têm por objetivo garantir seus direitos à exploração de riquezas nas águas, leito e subsolo marinho, rotas marítimas e livre navegação, ao mesmo tempo em que preservam a sua soberania (ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS, 1982).

Nesse sentido, a defesa do pré-sal ganha maior importância devido ao aumento da atuação estrangeira nesta área, onde se encontra reservas gigantescas de petróleo leve². De acordo com a Petrobras (2017), no final de 2016, as reservas provadas de óleo, condensado e gás natural alcançaram 12,514 bilhões de barris de óleo equivalente (boe). A produção anual do petróleo foi de 939 milhões de barris. Os poços do pré-sal registraram uma produção de 1.262,4 milhões/dia (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2017). Esses resultados ressaltam a necessidade do fortalecimento da defesa brasileira em relação à produção *offshore*, especialmente porque a exploração no pré-sal tende a se intensificar, aumentando a presença estrangeira na região.

Outra questão significativa que diz respeito à segurança do território marítimo é o aumento de interesses estatais devido à importância estratégica do petróleo em termos mundiais. Com a diminuição da produção global nos campos maduros localizados na região Norte do globo terrestre, a alteração do eixo produtivo para o Sul tem acarretado disputas geopolíticas em decorrência dos interesses dos Estados em preservar sua segurança energética. Por essa razão, a cooperação é o melhor caminho para a solução dessas disputas, e é o que acontece na maioria dos casos e tanto entre Estados – através dos acordos de cooperação –, entre empresas – formando *joint ventures* –, ou entre Estados e empresas, por meio de regimes licitatórios.

Este grande salto conquistado pelo país com as reservas de petróleo, que já vinha sendo alcançado desde o fim da década de 1990, abriu condições para sair da dependência do petróleo importado e garantir uma relevância crescente da região do pré-sal e Atlântico Sul, trazendo uma nova realidade para o preparo da defesa.

Portanto, devido à complexidade dessa discussão, conforme esta se apresenta, optou-se por limitar o escopo do trabalho à comparação dos três modelos contratuais principais de exploração e produção do petróleo vigentes no Brasil: concessão, sessão onerosa e partilha, com uma análise comparativa por meio de indicadores.

Sendo assim, a pesquisa procurou apresentar, no capítulo 1, as normas jurídicas dos contratos de exploração e produção de petróleo e outras noções relativas a esse setor. Para se entender o desenvolvimento que acarretou as mudanças dos regimes contratuais, é apresentado um breve histórico da indústria de petróleo e gás no Brasil, tendo como marcos a criação da

² A classificação do petróleo é dada em quatro categorias distintas: leve, mediano, pesado e extrapesado. O petróleo leve é o que contém densidade $\leq 0,87$ e grau de API $\geq 31^\circ$. O grau API é o sistema de unidades utilizado pela indústria de petróleo para representar a densidade do óleo. A densidade de uma substância é a relação entre o peso de um determinado volume de matéria e o peso de igual volume de água, medidos à temperatura de 20°C. O óleo mais leve possui maior valor comercial (SANTOS, 2015).

Petrobras e as novas leis do pré-sal. Além desse histórico, o capítulo traz um estudo sobre os fundamentos dos contratos e a característica incidência de normas de direito interno e internacional nesses acordos jurídicos. Também é feita uma análise dos três tipos contratuais mais utilizados no Brasil já citados, tendo como base as leis que os tipificam. Além destes, outros tipos são mencionados porque são comuns no setor e utilizados pelo Brasil, mesmo sem leis específicas, demonstrando uma padronização no mercado e a importância de uma norma que atenda às especificidades do setor: a *lex petrolea* (KOWARSKI, 2006).

O capítulo 2 estuda como esses contratos interagem com a doutrina de Defesa, utilizando o método comparado para identificar qual tipo estaria mais alinhado à Estratégia Nacional de Defesa. Este tipo de método permite extrair os pontos de convergência e divergência entre modelos distintos por meio da análise de cada caso. Desta forma, foi possível avaliar como os contratos de concessão, cessão onerosa e partilha da produção se diferem ou se igualam, e quais são seus pontos fortes e fracos, a fim de possibilitar o entendimento sobre qual dos tipos propicia maior capacidade de atuação parte da Defesa.

Propositalmente, o estudo não abordou enfaticamente o aspecto econômico e político das mudanças do marco regulatório por não serem objeto da pesquisa. Entretanto, tomou-se o cuidado de se identificar o ponto de convergência entre eles. Foram construídos quatro indicadores baseados nas características mais marcantes dos contratos e nas leis (capacidade de fiscalização a bordo da embarcação; segurança jurídica e participação governamental; flexibilização de estado e participação estrangeira; e adoção dos contratos por região geográfica). Os indicadores apontados no trabalho não se esgotam, apenas permitem observar como a visão da Defesa se aplica às questões jurídico-mercadoológicas e qual a sua importância na união dos setores a fim de que o país tenha um desenvolvimento que seja sustentável.

Inserido no tema da segurança energética, este estudo utiliza como metodologia revisão da literatura, análise da legislação e documental, publicações oficiais do governo e de empresas que são referência no setor e análises de eventos do setor. Os dados analisados foram publicados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), Governo Federal, anuários da British Petroleum (BP) e da Ernst Young (EY), Agência Internacional de Energia (IEA, em inglês), Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), WoodMackenzie, especialistas do setor, entidades governamentais brasileiras, pareceres técnicos e Convenção da ONU sobre os Direitos do Mar (CNUDM III).

O objetivo principal deste estudo é apurar se a mudança dos contratos de concessão para partilha teria maior alinhamento com a Defesa ou se o modelo mais antigo ainda estaria adequado. O regime de cessão onerosa foi estudado porque sua criação se deu juntamente com

a partilha da produção e o estabelecimento da PPSA (Pré-sal Petróleo S.A.), empresa criada para a gestão dos contratos do pré-sal. As três leis que tipificam os contratos estudados formam o marco do pré-sal e representam um momento de mudança para as empresas e para o governo, acompanhando as alterações no cenário internacional. Por essa razão, foi necessário analisar em qual modelo e qual nível de controle sobre a exploração e produção do petróleo e do gás na área do pré-sal conferido pelas leis ao Brasil.

1 CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

1.1 Histórico da Lei do Petróleo

A primeira iniciativa para estruturar e regulamentar a exploração de petróleo no Brasil se deu com a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), em 1938, e a nacionalização da indústria de refino. “A legislação promulgada por ocasião da criação do CNP previa a imediata nacionalização de todas as atividades já em curso (basicamente, pequenas refinarias) e o estrito controle governamental sobre todos os aspectos da indústria do petróleo” (FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS, c2017). Embora com poder estatizante, a Lei previa a participação do setor privado na exploração e no refino do petróleo.

No entanto, somente em 1953, com a promulgação da Lei 2.004, houve, de fato, um controle por parte do governo. Foi criada a Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras), controlada pela União, conferindo à estatal o monopólio sobre as atividades de pesquisa, produção, refino, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos. A partir de então, toda atividade do setor de P&G (petróleo e gás) passou a ser de responsabilidade exclusiva da Petrobras (BRASIL, 1953).

Duas décadas depois, em 1975, foram celebrados os primeiros contratos de risco entre a estatal e outras empresas, que versavam sobre a prestação de serviços técnicos, operacionais e financeiros. Em 1988, a Constituição Federal (BRASIL, 1988) considerou as atividades do setor em seu artigo 177 vedando, em seu parágrafo 1º, a celebração de novos contratos de risco pela Petrobras. Esses contratos transferiam os riscos dos investimentos para as empresas contratadas com o objetivo de preservar a propriedade da Petrobras sobre o petróleo descoberto, o exercício do controle sobre atividades de exploração e o desenvolvimento e execução direta da estatal na produção petrolífera (RIBEIRO, 2003).

O monopólio, que pertencia à União, foi flexibilizado em 1995 com a promulgação da Emenda Constitucional nº 9 (BRASIL, 1995), permitindo que o Estado brasileiro contratasse empresas públicas ou privadas para realizar a exploração de petróleo, mediante licitação e contrato de concessão. Essa quebra de exclusividade foi ratificada com a publicação da Lei nº 9.478, em 6 de agosto de 1997 (BRASIL, 1997), autorizando que, além da Petrobras, outras empresas constituídas sob as leis brasileiras e com sede no Brasil passassem a atuar em todos os elos da cadeia de petróleo, sendo antes restritas ao refino. Esta lei, também conhecida como a Lei do Petróleo, permitiu a criação do Conselho Nacional do Política Energética (CNPE) e a

implantação da Agência Nacional do Petróleo (ANP)³ – que se deu posteriormente pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998 (BRASIL, 1998a). Ela trouxe, no entanto, uma pequena diferença em relação à Constituição Federal. Enquanto a Constituição autorizava que a União contratasse a pesquisa e lavra de jazidas, a Lei do Petróleo estabelecia que essas atividades deveriam ser reguladas e fiscalizadas pela União e só poderiam ser exercidas por empresas mediante concessão ou autorização. “A possibilidade de contratação de terceiros prevista na Constituição recebe, na lei, tratamento de obrigatoriedade” (BRASIL, 2008). A partir de sua promulgação, então, estabeleceu-se no Brasil o regime de concessão⁴ para exploração do petróleo.

A quebra do monopólio possibilitou a privatização de subsidiárias da Petrobras. Campos (2005, p.73) explica que “a privatização da Petrobras ainda é proibida por lei, mas isso não impede de ter seu acervo técnico comprado inteiramente por concorrentes, criando assim, subsidiárias em que atue como acionista minoritária”.

Com o anúncio da descoberta das jazidas do pré-sal pela Petrobras, em 2006 (ORDONEZ, 2006), o Brasil ganhou novo destaque no mercado internacional de P&G. O subsequente aumento da produção do petróleo por conta dos novos campos levou o país a conquistar novo *status* no *ranking* global ao entrar na lista dos dez maiores produtores mundiais em 2016 (INSTITUTO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, 2017). A partir de então, começaram as discussões para o redesenho institucional do setor que levariam ao novo marco regulatório.

Em 30 de junho de 2010, o governo brasileiro promulgou uma nova lei que definiu o início da normatização especificamente voltada para o polígono⁵ do pré-sal. Por essa lei, a Petrobras atuava como operadora única dos campos nesta área, com uma participação de, pelo menos, 30%; além de ser a empresa responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção (BRASIL, 2010a). Com a Lei 12.276/10, a Petrobras passou a ter a titularidade do petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos produzidos, pagando *royalties* ao governo sobre a produção. Para realizar o gerenciamento de todos os contratos de exploração e produção de petróleo e gás nestes campos,

³ A ANP foi criada para substituir funções do Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) em relação ao abastecimento do mercado interno. Como uma autarquia, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, tem autonomia e agilidade essenciais para a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas do monopólio da União sob o subsolo e a ele relacionadas.

⁴ O regime de concessão prevê que a propriedade do petróleo extraído em uma determinada área (bloco objeto da concessão) é exclusiva do concessionário, por um certo período de tempo (de 20 a 30 anos, em geral), em troca de compensação financeira.

⁵ Termo usado para definir a área onde se encontra as reservas do pré-sal (DA SILVA, 2016).

foi criada a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A.- Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), em 2 agosto de 2010, por meio da Lei 12.304 (BRASIL, 2010b).

No fim do mesmo ano, o governo brasileiro sancionou a Lei 12.351/10, que instituiu o contrato de partilha de produção de petróleo e criou o Fundo Social – um fundo soberano que previa a destinação de recursos advindos da exploração do pré-sal para uma poupança reservada (BRASIL, 2010c). Pela nova lei, o Estado passou a ser proprietário do petróleo extraído, cabendo à empresa contratante explorar e extrair o petróleo, às suas custas, em troca de uma parte de petróleo extraído. As reservas que não são extraídas continuam propriedade do Estado. Nesse caso, o contratante é o único a fazer a exploração e assume todos os custos e riscos da operação.

Como não tem qualquer direito de indenização por parte do Estado, caso o campo explorado não seja comerciável, o contratante assume custos e riscos em troca da partilha da produção. A norma contempla a participação obrigatória da Petrobras em todos os consórcios de exploração desses blocos, com um mínimo de 30%. A petroleira ainda tem a prerrogativa de ser a operadora exclusiva, se responsabilizando pelo controle de custos do negócio e o processo completo da operação.

Passados seis anos desde a publicação da lei do pré-sal, novas regras passaram a vigorar com a promulgação da Lei 13.365/16 (BRASIL, 2016). Foi retirada da Petrobras a obrigatoriedade de participar de todos os leilões referentes à exploração das jazidas do pré-sal. A petroleira passou a escolher os campos nos quais tem interesse em explorar sendo reservada a ela, entretanto, a prioridade frente a outros operadores. A lei resguardou para a empresa o percentual de participação mínima obrigatória de 30% no consórcio.

1.2 Evolução das relações comerciais e sistema jurídico na indústria petrolífera

De acordo com Taverne (2000, p.72), para entender os tipos de contratos da indústria de P&G, é necessário recordar sua história, que teve início com a figura do produtor individual de campos *onshore*⁶.

[...] o petróleo, transformado em querosene, era vendido como um substituto para a iluminação a gás e óleo de baleia. O desenvolvimento do automóvel e do motor a gasolina, a partir de 1885, forneceu o vetor ideal para a expansão da indústria petrolífera precisamente no momento em que esta enfrentava sua

⁶ Exploração do petróleo em terra.

primeira grande crise sob o duplo impacto da introdução da lâmpada elétrica nas cidades norte-americanas e europeias e da superprodução global de petróleo (PIMENTEL, 2011, p.32)

Conforme a demanda aumentava, o produtor foi sendo, aos poucos, substituído pelas empresas, que passaram a explorar e a comercializar o petróleo, aumentando a importância do produto como *commodity*⁷ e verticalizando a cadeia produtiva (SMITH; DZIENKOWSKI, 2005).

Com a exportação do óleo bruto, o mercado internacional se estruturou e diversos países basearam suas economias nos hidrocarbonetos, em decorrência de sua alta capacidade de geração de energia e pela enorme multiplicidade de insumos que produz. Taverne (2000, p. 73) explica que, com a evolução do setor, e de acordo com a capacidade tecnológica das empresas que surgiram e do poder econômico dos Estados detentores da maioria dessas empresas, o mercado internacional do petróleo se dividiu entre produtores, com destaque para os países do Golfo Pérsico, e consumidores, principalmente a Europa Ocidental. “Esse período inicial caracterizou-se por uma grande concentração na indústria petrolífera, regida essencialmente por considerações econômicas, com pouca ou nenhuma intervenção estatal” (PIMENTEL, 2011, p. 32).

A comercialização internacional de hidrocarbonetos tornou possível a especialização da *lex mercatoria*⁸ em um novo marco legal conhecido como *lex petrolea*⁹. Esse entendimento é defendido por Maristela Basso e Marilda Rosado (2003), pela especificidade e conteúdo técnico próprio da indústria de P&G seguindo cada um dos pilares da *lex mercatoria*. A necessidade específica da *lex petrolea* se justifica pela quantidade de decisões jurisprudenciais e o grande número de contratos-tipo¹⁰ como o de concessão, de partilha, de cessão onerosa (KOWARSKI, 2006) e outros que serão abordados em sequência.

⁷ Qualquer bem em estado bruto, de origem agropecuária ou de extração mineral ou vegetal, produzido em larga escala mundial e com características físicas homogêneas, seja qual for a sua origem, destinado ao comércio externo.

⁸ “Muitos pesquisadores remontam seu surgimento à Roma Antiga, aos fenícios, enfim, às civilizações da antiguidade. Todavia, deve-se ressaltar que a *lex mercatoria* advém, em moldes assemelhados aos hodiernos, da Idade Média, quando surgiu como resposta aos direitos feudais, que eram ilimitados e gozavam de privilégios incompatíveis com a prática do comércio internacional” (AZEVEDO, 2006).

⁹ O termo *lex petrolea* foi usado pela primeira vez no tribunal arbitral que atuou no caso ARAMCO *versus* Arábia Saudita, de 1958. O entendimento foi que a lei nacional aplicável ao caso deveria ser interpretada e complementada pelos princípios gerais do direito, pelos costumes e pelas boas práticas da indústria do petróleo (DOLINGER; TIBURCIO, 2003).

¹⁰ O chamado contrato-tipo, ou contrato-padrão, é muito comum em relações entre empresas que, em tese, têm igualdades de condições, afastando a hipossuficiência de uma das partes.

Cabe destacar que a *lex petrolea* se enquadra nas fontes formais do Direito do Petróleo manifestando-se nos contratos-tipo e na jurisprudência arbitral. Juntamente com essas fontes formais, formam o ramo do Direito especializado em P&G, as normas constitucionais e infraconstitucionais dos Estados envolvidos com esse mercado (FERREIRA, 2010, p.69). Com o crescente número de partes envolvidas, distintos sistemas jurídicos e complexidade do negócio, a escolha do método de solução de controvérsias não judicial da arbitragem foi adotada pela indústria do petróleo, de acordo com o modelo de cláusula compromissória da AIPN (*Association of International Petroleum Negotiators*, ou Associação dos Negociadores Internacionais de Petróleo, tradução nossa) com ampla tradição jurisprudencial.

A característica internacional da *lex petrolea* pode ser melhor entendida no texto a seguir:

Destaca-se, portanto, o fato de que a *lex petrolea* possui um caráter transnacional, não se vinculando a nenhum ordenamento jurídico nacional, o que facilita a sua aceitação por parte dos Estados hospedeiros, bem como das empresas transnacionais atuantes no setor (ALVES; MARINHO; VASSALLO, 2007, p.6).

Araújo (2000, p. 4) participa do entendimento sobre a necessidade da uniformização jurídica que, sem ela, “não se pode fazer a integração econômica ou política, pois é preciso garantir aos atores desse processo uma base normativa com regras comuns, especialmente as regras conflituais de Direito Internacional Privado”.

Percebe-se que, ao consolidar princípios, boas práticas e costumes com a criação de regras uniformes, a *lex petrolea* tem uma grande contribuição para o direito, como um conjunto normativo único que regulamente as atividades de P&G com caráter ambivalente – tanto de Direito Público quanto de Direito Privado. Mas há que se atentar que, mesmo uma padronização das regras e contratos não retira a diferença de interpretação dos tribunais nacionais e/ou arbitrais.

Nesse pensamento, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) surgiu nos anos 1960, com a missão de coordenar e unificar as políticas de comércio de petróleo entre seus países membros. O modelo adotado nos EUA serviria de inspiração para a criação da OPEP. Na década de 1930, a Grande Depressão¹¹ levou o governo norte-americano a intervir e

¹¹ A Grande Depressão foi a pior recessão econômica da história dos EUA. Começou em 1929 e não diminuiu até o final da década de 1930. O crash da bolsa de valores de outubro de 1929 marcou o início da Grande Depressão. Embora o presidente Herbert Hoover tenha tentado estimular o crescimento da economia por meio de medidas como a Corporação Financeira de Reconstrução, essas medidas pouco fizeram para solucionar a crise (KHAN ACADEMY, c2018).

estabilizar preços descendentes e racionalizar a exploração de reservas mediante restrições à importação e o estabelecimento de um sistema de quotas para a produção doméstica de petróleo (YERGIN, 1991).

Com a evolução da indústria, nos anos 1970 o processo de desverticalização das empresas ficou nítido devido ao movimento de nacionalização dos principais mercados produtores, o que levou à perda de boa parte das reservas das principais petrolíferas para os Estados (CAMPOS, 2005). Esse processo de desverticalização caracteriza-se pela ampliação do mercado à atuação de várias empresas em toda cadeia produtiva, desde a exploração até a comercialização do petróleo. Onde havia a atuação concentrada em uma única empresa (ou poucas) houve o surgimento de concorrentes e outros serviços, aumentando a necessidade de uniformização e padronização das regras e boas práticas.

Campos (2005), diz ainda que esse cenário de abertura do setor gerou ganho das grandes petrolíferas que puderam explorar a carência tecnológica e econômica de alguns produtores. Ao mesmo tempo, empresas importantes não perderam espaço e conseguiram se verticalizar em áreas que não fossem de E&P (Exploração e Produção), mas sim refino, petroquímica e fertilizantes, fortalecendo a importância dos hidrocarbonetos para a indústria e economia.

Segundo ele, o panorama mundial seguiu esse processo de ampliação de mercados e, principalmente a partir dos anos 1980, as empresas mudaram suas visões estratégicas com alguns pontos a serem considerados: 1) a prática de preços internos foi deixada de lado; 2) empresas passaram a firmar com estatais contratos de longo prazo; 3) o mercado focal foi desenvolvido; e 4) os custos das fusões e aquisições, bem como dos acordos de cooperação foram reduzidos. A reestruturação estratégica foi essencial para a mudança a passos largos dos *players* do petróleo (CAMPOS, 2005).

Após o Segundo Choque do Petróleo¹², que se deu em 1979 com a paralisação da produção iraniana, a exploração petrolífera passa a se concentrar no mar com investimentos que levaram a Petrobras a ser uma das pioneiras na exploração de águas ultra profundas. Apesar da ampla eficiência, as diretrizes macroeconômicas brasileiras dos anos 1990 levaram à flexibilização do monopólio, com a instituição do Programa Nacional de Desestatização (PND) (CAMPOS, 2005), favorecendo a privatização de algumas subsidiárias da Petrobras que não faziam parte do monopólio constitucional. Com o aumento de diferentes operadores e, dada a

¹² O Primeiro Choque do Petróleo ocorreu em 1973. Em 16 de outubro, as vendas para os EUA, maiores importadores mundiais, e para a Europa foram embargadas; a produção sofreu firme redução em tempos de alta demanda, forçando o preço do barril a subir cerca de 400% em três meses, de US\$ 2,90, em outubro de 1973, para US\$ 11,65, em janeiro do ano seguinte (INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA, 2010).

importância dos hidrocarbonetos como um bem estratégico, o controle da exploração surge como alternativa para evitar o esgotamento precoce das reservas e danos ao meio ambiente (INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA, 2010).

No período de transição, do monopólio para a abertura, os princípios que regiam a regulação eram:

i) completar o processo de regulamentação; ii) organizar a entrada de novos operadores; iii) zelar pela implementação de um novo modelo organizacional minimizando riscos regulatórios; iv) consolidar os instrumentos regulatórios; v) estabelecer uma visão de longo prazo para a indústria sob a nova estrutura regulatória; vi) criar um ambiente competitivo; vii) consolidar o poder da autoridade regulatória para implementar reformas em função da dinâmica de mercado; e viii) incentivar o suprimento local de bens e serviços no setor petrolífero (CAMPOS, 2005, p.74).

Destaca-se que certos princípios são permanentes, como a promoção à competitividade, estímulo à eficiência e inovação e, principalmente, implantação de uma estrutura regulatória estável, clara, transparente e previsível com restrições à integração vertical, livre acesso à rede de transportes e desenvolvimentos de mercados secundários.

Assim, desde a entrada em vigor Emenda Constitucional nº 9/95, por força de seu novo artigo 177, as jazidas são consideradas bens da União, mas as atividades de exploração e produção foram flexibilizadas, podendo ser concedidas a empresas privadas, além da Petrobras.

Essa possibilidade veio na esteira de uma série de mudanças implementadas pelo Estado brasileiro, que deixou de intervir diretamente na economia para atuar como regulador dos agentes que buscavam exercer atividade econômica em território nacional (BULHÕES, 2013, p. 72).

Eizirik (1993, p. 75) acentua a existência de diversas modalidades de organização e de gestão do monopólio estatal. Ele explica que “alguns monopólios são geridos diretamente pelo Estado, outros por entidades autônomas ou descentralizadas, como empresas públicas e sociedades de economia mista, ou, ainda, entregues em concessão a particulares”.

Com a promulgação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.487/97), houve a criação de um marco regulatório para proteger legalmente a flexibilização do monopólio petrolífero instituída pela Emenda Constitucional 9/95. Essa mesma Lei, que previu a criação da ANP, tratava da política energética nacional que, em seu art. 21, discorria sobre os direitos de exploração e produção (E&P) tanto na terra, como no mar, conforme segue:

Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP (BRASIL, 1997).

A concessão das atividades de exploração foi permitida para garantir que as contratações, nos termos do artigo 177, fossem possíveis com a apropriação direta ou indireta do petróleo, mesmo que o art. 20, combinado com o caput do art. 176 estabeleça que os recursos minerais pertençam à União. Tanto o § 1º quanto o § 2º foram acrescidos pela Emenda Constitucional nº 6 e complementam o art. 176 na garantia de contratos de concessão, em lei que especifique: I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional; II - as condições de contratação; III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União.

Esse modelo foi responsável pelo desenvolvimento da indústria petrolífera do país e favoreceu a descoberta, em 2007, das enormes reservas de petróleo e gás em grande profundidade do pré-sal, pela Petrobras, numa faixa entre os estados do Espírito Santo e Santa Catarina.

Diante desse cenário promissor, o governo brasileiro passou a refletir sobre a viabilidade da alteração do marco regulatório vigente até aquele momento, chegando à conclusão de que havia a necessidade de modificá-lo, com vistas a resguardar os interesses nacionais em face da magnitude das reservas descobertas (BULHÕES, 2013, p.73).

1.2.1 A ANP

A instituição da Agência Nacional do Petróleo (ANP) como ente regulador é de fundamental importância para garantir “segurança jurídica, equilíbrio e racionalidade econômica aos setores regulados” (KURY, 2017, n.p.). O seu surgimento ocorreu no contexto de abertura do setor energético nacional.

Criada como uma autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal e escritórios centrais no Rio de Janeiro, a ANP¹³, ficou responsável pela regulação de atividades econômicas ligadas a relevantes recursos energéticos: petróleo, gás natural e biocombustíveis.

¹³ A ANP foi criada para substituir funções do Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) em relação ao abastecimento do mercado interno. Como uma autarquia, tem autonomia e agilidade essenciais para a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas do monopólio da União sob o subsolo e a ele relacionadas (BRASIL, 2010a).

O Decreto nº 2.455/98 que criou a agência estabeleceu o modelo de concessão onde as empresas contratadas por licitação ficariam com o petróleo e pagariam taxas variáveis, de acordo com a produção e o preço (BRASIL, 1998a). Segundo Ferreira (2010, p. 82), “a delimitação legislativa é outra questão relevante para as agências reguladoras”, tornando o mercado e as atividades mais seguras ao estabelecer procedimentos jurídicos essenciais. Para ele, o art. 1º da Lei do Petróleo¹⁴ evidencia, em relação à ANP, uma importância imprescindível para a segurança jurídica e política fundamental do setor de P&G, como segue:

[...] a ampla discricionariedade¹⁵ para disciplinar/normatizar editais de licitação e respectivos contratos de concessão, emitir normas gerais ou específicas, editar regulamentos técnicos e outros concernentes às suas atribuições. Esta discricionariedade é inerente à própria atividade regulatória que exerce, sendo indispensável para gerar a segurança jurídica e política necessária ao fortalecimento da indústria petrolífera nacional (FERREIRA, idem).

De um modo geral, a criação de organismos reguladores deu-se durante o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso (1995-2003), em um momento de redefinição do papel do Estado, que deixou de ser o responsável direto pelo desenvolvimento econômico e social pela via da produção de bens e serviços, para fortalecer-se na função de promotor e regulador desse desenvolvimento (BRUNETTO, 2002). Hoje, são inúmeras as atribuições e prerrogativas conferidas às agências.

Dentre as competências específicas da ANP, conforme estabelecido na Lei, estão a promoção da livre concorrência, a garantia do abastecimento nacional e a defesa dos interesses do consumidor quanto ao preço, oferta e qualidade.

A garantia de concorrência é fator essencial para o sucesso dos modelos implementados tanto nos segmentos de *upstream* quanto nos segmentos integrantes do *downstream*. Nesse sentido, são de extrema importância as ações da Agência tanto em seu aspecto preventivo (buscando evitar o

¹⁴ Art. 1º: I - preservar o interesse nacional; II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos; III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia; V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal; VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural; VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País; VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis; IX - promover a livre concorrência; X - atrair investimentos na produção de energia; XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional (BRASIL, 1997).

¹⁵ É uma pequena liberdade concedida aos administradores públicos, para agirem de acordo com o que julgam conveniente e oportuno diante de determinada situação, não pautadas em diretrizes particulares, mas orientados para a satisfação dos direitos coletivos e respeito aos direitos individuais.

surgimento de estruturas de mercado que afetem o processo concorrencial) quanto em seu aspecto repressivo (através das ações de acompanhamento dos mercados regulados pela ANP) (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2011, p.5).

Essa necessidade de garantir a concorrência por meio da regulação ficou ainda mais evidente com as mudanças nos processos licitatórios. O modelo de concessão, estabelecido no Decreto nº 2.455/98, permaneceu até 2010, com a promulgação da Lei nº 12.351/10. A partir de então, foi definido um regime regulador misto com partilha da produção para as áreas do pré-sal e outras estratégicas, baseado no baixo risco exploratório com elevado potencial produtivo. Outras duas leis (12.276/10 e 12.304/10) complementam o novo marco regulatório das atividades de *upstream*¹⁶, introduzindo elementos novos nas regras de comercialização do mercado de P&G.

Não menos importante é o setor de *downstream*. Neste, entretanto, a reestruturação começou de modo gradual nos anos 1990 com a extinção do Conselho Nacional de Petróleo (CNP), que era o órgão regulador subordinado diretamente ao Presidente da República e ao extinto DNC (Departamento Nacional de Combustíveis) (CAMPOS, 2007). A ANP veio suprir o vazio regulatório deixado pelo CNP. Entre as mudanças ocorridas com a extinção do órgão, destaca-se a substituição da política de controle e tabelamento da revenda dos derivados pelo estabelecimento de ‘tetos’ máximos de preço. Essas mudanças basearam-se nos

critérios de estímulo à competitividade e abertura do segmento de distribuição a novas empresas, através do fim da exigência de volumes mínimos de comercialização por distribuidora e, também, do término da obrigatoriedade de comercialização dos produtos fornecidos pela distribuidora da marca do posto de revenda (CAMPOS, 2005, p. 78).

O Decreto nº 2.926/99 definiu, ainda, que a exportação de petróleo e seus derivados fica sujeita à permissão da ANP. A atividade poderá ser realizada por qualquer empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sede e administração no País, desde que autorizada pela agência (BRASIL, 1999).

Outras transformações relevantes desse setor foram: a reestruturação dos preços dos derivados nas refinarias, o fim do mecanismo de equalização dos preços ao consumidor no

¹⁶ São atividades específicas do setor de petróleo e gás. *Upstream* corresponde à exploração, perfuração dos poços, produção e transporte do óleo cru, e *downstream* diz respeito ao refino para a produção dos derivados, distribuição e comercialização. Os dois termos são usados em inglês, sem equivalente único em português.

mercado nacional, em 1998, novos agentes na importação de derivados e o livre acesso a oleodutos, tanques e terminais (CAMPOS, 2005). Esses modelos, tanto para *upstream* quanto *downstream*, vigoraram até 2010, com a descoberta do pré-sal, quando a legislação e os contratos sofreram novas modificações.

1.2.2 A PPSA

A criação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA) foi inspirada no marco regulatório idealizado na Noruega. Nesse modelo, há duas empresas controladas pelo governo com finalidades e atribuições semelhantes às previstas para o sistema brasileiro. A primeira possui capital misto e é responsável pela exploração e produção de petróleo. A outra, com capital integralmente estatal, tem a função de fazer a gestão dos contratos realizados entre as empresas petrolíferas e o governo (BULHÕES, 2013, p. 81).

Criada por força da Lei nº 12.304/2010, a PPSA garante a manutenção dos interesses do Estado na proteção de ativos, participando de discussões e decisões, além de monitorar o mercado de compra e venda de P&G relativos ao pré-sal. Não é operadora, ou seja, não exerce de fato atividades de E&P, seja direta ou indiretamente. Somente tem função de gestão e representatividade – um mecanismo institucional para o Estado participar do setor como investidor.

Essa participação normativa e regulatória¹⁷ do Estado no mercado de P&G permite que a União tenha um controle mais consistente da produção e das receitas devido à magnitude das reservas e de seu baixo risco exploratório, já que um grande aumento da produção resulta na elevação dos recursos aos entes federativos potencializando riscos de desequilíbrio e dependência desses recursos.

[...] sob o prisma regulatório, o papel entregue à nova estatal contém grande importância, posto que auxiliará a ANP a regular o setor de maneira mais eficiente. Além disso, provavelmente a ANP não reuniria condições de abarcar todas as funções estabelecidas no modelo de partilha, as quais restaram significativamente majoradas em razão da magnitude do pré-sal (BULHÕES, 2013, p. 82).

¹⁷ A regulação é instrumento utilizado pelos Estados que abandonaram a regra geral da intervenção econômica direta e que não veem na generalidade de seu poder de polícia um mecanismo eficaz para o controle e organização da seara econômica (SALOMÃO FILHO, 2008).

A Lei que trata da PPSA enumerou competências específicas para viabilizar uma gestão eficiente dos contratos. No que diz respeito aos contratos de partilha de produção, compete à empresa representar a União e defender os seus interesses; avaliar os planos de exploração, de avaliação, de desenvolvimento e produção de recursos energéticos e monitorar e auditar a execução destes; fazer cumprir as obrigações referentes ao conteúdo local; monitorar e auditar custos e investimentos ligados aos contratos e fornecer à ANP informações para que exerça o seu papel regulador, não apenas no que diz respeito à edição de atos normativos, mas em relação à função regulatória da Agência em sua ampla concepção (SIQUEIRA, 2011).

1.3 Fundamentos dos Contratos

De acordo com a teoria das obrigações do Direito Civil, um contrato é um documento que tem a característica de gerar direitos e deveres para as partes contratantes baseado em alguns princípios, sendo o principal deles a autonomia da vontade. Conforme este princípio, as partes decidem, por livre vontade, as cláusulas, as leis que vão regê-lo (no caso de contratos internacionais em que há mais de uma lei), as punições e multas. Não há uma lei especificamente que descreva como deve ser cada cláusula. As leis que definem os contratos-tipo, vistas anteriormente, agem como um sumário e estabelecem um padrão, sem ferir a autonomia das partes (GONÇALVES, 2017a).

A autonomia da vontade aparece como meio de designação da lei aplicável aos contratos internacionais, permitindo que as partes optem, por exemplo, por submeter o contrato ao direito interno. Além disso, também permite eliminar o conflito de leis no âmbito interno ao incidir sobre objeto e efeitos, podendo as partes decidir sobre a melhor maneira de compor os conflitos. Isto significa dizer que as partes têm autonomia para decidir que sistema jurídico regulará o contrato. (GONÇALVES, 2017b). Esse princípio vai estruturar o conteúdo, o objeto e as partes envolvidas na celebração de determinado contrato.

O princípio da autonomia da vontade em contratos internacionais está amparado no art. 3º da Convenção de Roma sobre a Lei Aplicável às Obrigações Contratuais (1980, n.p.), que diz:

1. O contrato rege-se pela lei escolhida pelas partes. Esta escolha deve ser expressa ou resultar de modo inequívoco das disposições do contrato ou das circunstâncias da causa. Mediante esta escolha, as partes podem designar a lei aplicável à totalidade ou apenas a uma parte do contrato.
2. Em qualquer momento, as partes podem acordar em sujeitar o contrato a uma lei diferente da que anteriormente o regulava, quer por força de uma escolha anterior nos termos do presente artigo, quer por força de outras

disposições da presente Convenção. Qualquer modificação, quanto à determinação da lei aplicável, ocorrida posteriormente à celebração do contrato, não afeta a validade formal do contrato, na acepção do disposto no artigo 9º, nem prejudica os direitos de terceiros.

Esses princípios, da autonomia da vontade e da liberdade de contratação, são limitados, no Brasil, pelos princípios da soberania, supremacia do interesse público e segurança nacional. Embora o art. 170, parágrafo único, da Constituição Federal defina que “é assegurado a todos o livre exercício de qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei”, a liberdade de escolha nos contratos não é absoluta, mas limitada pelo art. 173, que diz:

Ressalvados os casos previstos nesta Constituição, a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei (BRASIL, 1998b).

A Convenção de Roma (1980), uma norma europeia sobre obrigações contratuais, inspirou a Convenção do México de 1994 com abrangência nas Américas. Como o Brasil ainda não internalizou essa norma romana, a regra é que os contratos sejam regidos pela lei do local de sua celebração (*lex loci celebrationis*), mas há divergências na doutrina em relação à possibilidade de escolha da lei aplicável (*lex voluntatis*).

Ainda incidem outras regras de conexão que são: a lei da nacionalidade da pessoa, para estatuto pessoal (*lex patriae*); lei do local, onde a obrigação principal do contrato deve ser cumprida (*lex loci solutionis*); e a lei do local, sobre um ilícito cometido (*lex loci delicti*) e que não será estudada aqui.

A regra interna em vigor sobre a autonomia da vontade ainda é o art. 9º da Lei de Introdução das Normas Brasileiras (BRASIL, 1942) e não reconhece a autonomia plena, apesar de o Brasil ser signatário da Convenção do México.

Outro princípio, da boa-fé, está implícito nas relações costumeiras do mercado e na atenção às boas-práticas. Devido às relações jurídicas empresariais do mercado de P&G serem impessoais, a boa-fé subjetiva reside na lealdade e confiança recíprocas, e a boa-fé objetiva está na ação das partes, de acordo com padrões estabelecidos pelos órgãos reguladores e convenções de entidades do mercado, prática conhecida como *compliance*¹⁸ (SUPERIOR TRIBUNAL DE

¹⁸ *Compliance* é o termo em inglês que significa agir de acordo com uma regra, estar em conformidade com leis e regulamentos dos órgãos reguladores de acordo com as atividades desenvolvidas pela empresa, bem como

JUSTIÇA, 2012). As regras de *compliance* variam de acordo com os mercados e suas especificidades, pois cada setor tem seu conjunto de regras específico – uma regra de P&G não é a mesma para montadoras de automóveis, nem para fábricas de tecidos etc..

Faz-se necessário compreender que contratos de compra e venda de óleo cru e gás são formulados com multiplicidade de agentes, leis, culturas e idiomas. Comumente são redigidos em um terceiro idioma com cláusulas de arbitragem e incidência de uma terceira lei, pois o direito aplicável é variável, já que são celebrados em grande parte entre empresas internacionais ou Estados.

O preâmbulo dos princípios da UNIDROIT (Instituto Internacional para Unificação do Direito Privado¹⁹) trata dessas questões internacionais e traz a informação de que:

O caráter internacional de um contrato pode ser definido de várias maneiras. As soluções adotadas pelas legislações nacional e internacional vão, de uma referência ao lugar dos negócios ou da residência habitual das partes em países diferentes, para a adoção de um critério mais genérico, como o de que o contrato tem “conexões significativas com mais de um Estado”, ou “envolvendo a escolha entre leis de diferentes estados” ou “afetando os interesses do comércio internacional. Os Princípios propriamente ditos não expressam nenhum destes critérios. A presunção, no entanto, é de que o conceito de contrato de natureza “internacional” deve ser o mais amplo possível, a fim de que, em última análise, só exclua as situações que não contenham elemento internacional algum, ou seja, em que todos os elementos relevantes do contrato estejam conectados com apenas um país (2004).

Para esclarecer um pouco mais sobre as especificidades dos contratos internacionais, Irineu Strenger coloca que:

São contratos internacionais do comércio todas as manifestações bi ou plurilaterais da vontade livre das partes, objetivando relações patrimoniais ou de serviços, cujos elementos sejam vinculantes de dois ou mais sistemas jurídicos extraterritoriais, pela força do domicílio, nacionalidade, sede principal dos negócios, lugar do contrato, lugar da execução, ou qualquer circunstância que exprima um liame indicativo de Direito aplicável (2003, p. 84).

Incide, ainda, sobre essas minúcias jurídico-contratuais, o fato de que o comércio de P&G varia conforme políticas de governo, instáveis em muitos Estados produtores e

com seus controles internos. Uma empresa que segue bem o *compliance* é mais bem vista no mercado, corroborando a boa-fé objetiva.

¹⁹ O UNIDROIT (c2017) é um instituto sediado em Roma, Itália, e tem como objetivo estudar os meios de harmonizar e de coordenar o direito privado entre os Estados e de preparar gradualmente a adoção por estes de uma legislação de direito privado uniforme. Conta com 63 Estados-Membros em todos os continentes que representam diversos sistemas jurídicos.

consumidores. Somam-se a isso as variações cambiais que alteram os valores estabelecidos no contrato, levando-se em consideração a possibilidade de volatilidade no preço das *commodities* devido à oferta e procura e às questões mencionadas anteriormente. Também existe os riscos de crises como as quebras dos mercados financeiros²⁰, conflitos armados, acordos bilaterais favorecedores e inúmeros outros fatores (PENNAS, 2010).

Os contratos da indústria de petróleo são instrumentos de uma relação comercial entre empresas ou entre empresas e Estado, o que dá a esse documento o caráter híbrido de direito interno e internacional ao mesmo tempo, como mencionado por Ribeiro (2003, p.128-129): “contratos petrolíferos são a designação corrente para os instrumentos firmados entre Estado – ou uma agência estatal ou empresa governamental – e uma ou mais empresas de petróleo, nacionais ou estrangeiras”. Nos contratos da indústria de petróleo celebrados no Brasil, há forte participação estrangeira por meio de empresas como Statoil, a British Petroleum e a Royal Dutch-Shell. Por causa dessa realidade, o mercado de P&G desenvolveu a característica de formar relações jurídicas complexas, com a incidência de partes distintas com legislações também distintas, principalmente quando em uma das partes é uma empresa estatal.

Muitas vezes esses contratos não são celebrados apenas com uma empresa ou um Estado, mas com uma multiplicidade de empresas e Estados, aumentando a quantidade de fontes normativas para regê-los. Nesse caso, quando um contrato é estabelecido em um único domicílio, ou local de assinatura, as obrigações incidentes sobre ele são de direito interno. Mas, quando as partes têm nacionalidades distintas, domicílios ou locais de celebração e execução das obrigações contratuais também em locais distintos, incide o direito dos contratos internacionais. Pelo fato de o mercado de petróleo e gás ter essa formação internacional, os contratos se enquadram em mais de um sistema jurídico (OLIVEIRA, 2011).

O autor explica ainda que, para reger essa amplitude de normas que incidem nos contratos, os princípios do Direito Contratual Internacional são orientadores fundamentais, com supremacia sobre as leis de direito internacional, que são chamadas em subsidiariedade. Na garantia da segurança jurídica, a autonomia da vontade é combinada com a boa-fé, com a supremacia da ordem pública e o *pacta sunt servanda*.

O princípio do *pacta sunt servanda* é um dos princípios mais comuns em negociações e dá segurança jurídica, seja em negócios internos ou internacionais. Ele se resume na noção de que ‘o contrato faz lei entre as partes’. A esse respeito, o que foi convencionado no contrato pode ser relativizado em situações ímpares, como no caso fortuito ou motivo de força maior

²⁰ O mundo passou por várias crises financeiras que desencadearam efeitos negativos nas economias, como a de 1929, 1971, dentre outras (EXAME, 2010).

que impeça a execução do contrato. Contudo, nunca poderá ocorrer por decisão unilateral das partes.

Mesmo com o princípio da autonomia da vontade, já existe uma padronização dos contratos devido, entre outras coisas, aos costumes e boas práticas do mercado. Assim, a *lex petrolea* reforça a segurança jurídica, mesmo em casos que a legislação não for tão clara, como entende Clarissa Kowarski:

A principal questão que norteou o surgimento e a consolidação da *lex petrolea*, especialmente no tocante à construção jurisprudencial, foram os casos de expropriação de concessões petrolíferas das empresas privadas por parte dos Estados hospedeiros e as disputas judiciais concernentes a este ato, bem como aqueles subsequentes ao mesmo (tais como renúncia contratual, alteração das cláusulas contratuais, além de eventos imprevisíveis, força maior e caso fortuito) (2006, p.83).

A padronização dos contratos por tipificação legal aumenta a segurança jurídica das relações comerciais no mercado internacional de P&G, que funciona com fluxo constante, independente do tamanho da atuação estatal ou das reguladoras. Neste caso, a segurança jurídica é diretamente proporcional ao fluxo de investimentos externos e a confiança dos agentes.

Ao se observar a *lex petrolea*, compreende-se que as diferentes leis relativas aos contratos não criam barreiras ao comércio, mas sugerem a padronização e harmonização destes no Direito Contratual Internacional.

Por causa dos casos de expropriação de concessões e disputas judiciais, as cláusulas de estabilidade são comumente adotadas em contratos da indústria de petróleo, pelo fato desses acordos comerciais estarem sujeitos a situações com alto grau de imprevisibilidade, como atos da natureza²¹, decisões políticas, econômicas e questões sociais. A inclusão de cláusulas de estabilidade reduz o risco contratual, estabelecendo características essenciais que se tornarão permanentes enquanto durar o contrato, de acordo com o princípio do *pacta sunt servanda* (CASTRO, 2012). As cláusulas de estabilidade mais comuns existentes nos contratos são:

a) Eleição de foro: somente para casos de competência relativa da Autoridade Judiciária Brasileira (art. 42 e segs. NCPC²²), comporta a escolha do juízo competente para dirimir controvérsias e não é a escolha da lei aplicável.

²¹ Sobre atos da natureza, a doutrina entende alterações fora da ação humana com grande poder de destruição como vulcões, furacões, tsunamis etc.

²² O Novo Código de Processo Civil (NCPC) trata da escolha de eleição de foro porque, como existem diferentes ramos de atuação no Direito e diferentes Varas, um contrato de P&G deve ser apreciado por alguém que seja do ramo específico de direito de empresas/internacional. Se diz competência relativa porque trata do conhecimento técnico e não da aptidão do juiz em si (BRASIL, 2015).

b) Lei a ser aplicável: o ordenamento brasileiro não admite essa cláusula, a não ser através da arbitragem com a inserção de uma cláusula específica. As partes convencionam qual será a lei aplicada na controvérsia por um terceiro, o árbitro. Isso está baseado na Lei 9.307/96 (BRASIL, 1996), que aponta essa possibilidade, a não ser em casos de ofensa aos bons costumes ou a ordem pública

c) Força Maior e Caso Fortuito: nas hipóteses de situações imprevistas e inevitáveis posteriores à celebração do contrato, e que impossibilitem sua execução. Essa cláusula retira das partes a responsabilidade pelos prejuízos.

d) *Hardship*²³: é uma cláusula que visa o equilíbrio econômico, financeiro e negocial entre as partes, que não existia nos contratos tradicionais. Ela dá garantia da continuidade do contrato sob a ocorrência de algum evento (fortuito ou de força maior) que venha a alterar a realidade contextual da relação. Está ligada à cláusula anterior.

e) Confidencialidade: é prevista para garantir o sigilo das relações comerciais e pode envolver eventos pré e pós contratuais, não se limitando ao período do contrato. É comum o estabelecimento de cláusulas penais para quebra da confidencialidade.

f) Preços, prazos e garantias: é a parte do contrato que discrimina o preço do produto, a moeda utilizada e a taxa de câmbio, o prazo de entrega, pagamento e garantias contratuais. Comumente, essa cláusula tem natureza bancária e pode especificar que o pagamento seja realizado por documentos ou carta de crédito.

Mesmo com as cláusulas de estabilidade e padronização crescente dos contratos, é devido à complexidade intrínseca desse mercado que se precisa ter mais consideração às características do sistema internacional do que especificidades legislativas nacionais. O sistema internacional, por vezes, influencia mais do que as leis internas dos Estados hospedeiros, já que esses contratos se executam sob regimes legislativos distintos.

Oliveira (2007) discorre que é em decorrência da inexistência de regras de harmonização entre os sistemas jurídicos, neste tema complexo, que se travam contenciosos quanto à lei aplicável, ao lugar da execução no contrato e em como esta se efetivará, por exemplo.

²³ O termo *hardship* se refere à cláusula de garantia de continuidade do contrato ligada a eventos de força maior ou caso fortuito, acidentes e situações em que não há culpa das partes. Utiliza-se no original em inglês, como diversas outras expressões técnicas de petróleo e gás que não são traduzidas para o português.

O mercado de P&G conta com características marcantes. Principalmente, e mais recentemente, após a crise de 2008²⁴, houve um aumento dos processos de *joint venture* e integrações de grande porte, crescimento de conglomerados empresariais, acordos de transferência de tecnologia e intercâmbio técnico acompanhando o crescimento acelerado das inovações tecnológicas, aparelhos e dispositivos inteligentes conectados à internet, e a virtualização²⁵ cada vez maior das relações sócio-comerciais.

Nesse ambiente cada vez mais digital, a crise financeira de 2008/2009 modificou o costume de contratos de longo prazo, com investimentos de alto valor e alto risco, que eram frequentes. Era comum, antes desse advento, uma petrolífera investir vultosos recursos para sondar e explorar um poço, assumindo o prejuízo quando este se mostrava seco. Quando o poço era promissor, as petrolíferas ficavam presas em contratos com até mais de 20 anos com outras exploradoras ou prestadoras de serviços, porque obtinham lucro enquanto havia petróleo explotável no poço. As empresas sentiram o impacto dessas relações e se voltaram às *joint ventures* em contratos de E&P com prazos menores, modificando o costume contratual, adotando as cláusulas de estabilidade e seguindo uma padronização cada vez maior, o que levou a se considerar a utilização da *lex petrolea*.

Para as relações contratuais terem maior segurança jurídica e serem mais compatíveis com o Direito Público, garantindo a autonomia da vontade e a liberdade de escolha da lei aplicável, o instituto da arbitragem foi inserido como cláusula padrão. A arbitragem se tornou um instrumento não-jurídico de solução de controvérsias muito importante dentro das relações privadas, pois permite a celeridade nos processos de negociação e contratação. Quando eleita a arbitragem, as eventuais controvérsias são resolvidas sem a necessidade de se iniciar um processo jurídico longo e custoso.

O mercado de P&G tem suas especificidades que permitem uma autorregulação com menor participação dos Estados, aumentando a livre concorrência. Uma menor participação estatal aumenta a necessidade de agências independentes de regulação e a padronização dos contratos. Por outro lado, quanto menor for a presença do Estado, aumentadas as oportunidades para agentes estrangeiros, maior deve ser a preocupação de controle, monitoramento e supervisão em função da relevante importância estratégica do recurso ao país.

²⁴ Conhecida como “A Grande Recessão”, ocorrida originalmente nos EUA, a crise financeira se alastrou mundialmente, levando o governo norte-americano a endurecer internacionalmente as normas bancárias (EXAME, 2010).

²⁵ Criação de um ambiente virtual que simula o real (AMARAL, 2009).

Pela ótica da Defesa, serão analisadas, a seguir, as novas modalidades de exploração petrolífera *offshore* diante das alterações ocorridas em relação à presença estatal nas atividades do setor de P&G.

1.4 Principais tipos de contratos no Brasil

Os contratos da indústria de petróleo são classificados no Direito Contratual Internacional devido ao elemento da estraneidade²⁶. Esse componente aparece como uma constante nos diferentes tipos contratuais, seja por questões de domicílio, de idioma ou de legislação das partes que negociam, cujos elementos não são contemplados na legislação específica do Estado onde o contrato será executado (ASSIS, 2016).

Como os elementos jurídicos de um contrato são baseados na autonomia da vontade e no *pacta sunt servanda*, conforme visto anteriormente, a presença de qualquer elemento estrangeiro já caracteriza esse documento como um contrato internacional. No caso dos contratos de petróleo, a maioria deles é firmada entre as partes (Estados e empresas) em países distintos, com leis nacionais igualmente distintas, atribuindo elementos estranhos às leis dos países de origem. Devido à ampla variação de leis incidentes sobre esses contratos, o mais comum é que o Estado faça concessão ou partilha, conforme apresentado posteriormente no capítulo sobre indicadores.

As empresas exercem sua liberdade de contratar como forma de diminuir os custos da transação, associados aos efeitos das divergências jurídicas. A mitigação dos riscos negociais é feita por meio de garantias, limitações de responsabilidade, requerimentos de exame e notificações, entre outras. O grande nível de incerteza sobre reservas, alto custo de produção e a volatilidade dos preços dos hidrocarbonetos também afetam as negociações.

Regra geral, os contratos podem ser classificados em tradicionais, utilizados até a Segunda Guerra Mundial (1939-1945), e contemporâneos, formados no pós-Segunda Guerra. Os contratos tradicionais apresentavam características próprias, sem padronização, com longa duração, sem previsão de ajustes, revisões ou desistência. As IOCs (*International Oil Company*)²⁷ tinham direitos exclusivos sobre as operações, isenção de impostos, taxas

²⁶ Situação jurídica daquele que se encontra ou reside em país estrangeiro, onde ele não é nascido e não goza de cidadania, aquele que é estrangeiro (ASSIS, 2016).

²⁷ IOCs são as petrolíferas internacionais. A designação para as petrolíferas nacionais é NOC (*National Oil Companies*).

aduaneiras, pagamento de *royalties*, taxas sobre o total produzido e fixação de preço do produto (FERREIRA, 2010, p.72).

O mercado de P&G tem inúmeras modalidades contratuais como: concessão, contrato de serviços, partilha de produção, cessão onerosa, *Joint Operations Agreement* (JOA ou Acordos de Operação Conjunta), *Joint Ventures (JV)*²⁸, licenças, *lease*²⁹ americano e outros. Para fins deste estudo, os modelos estudados serão os mais adotados no Brasil: “concessão” – que é o modelo mais antigo ainda vigente; “partilha” e “cessão onerosa”, que são os mais recentes adotados depois do marco do pré-sal, objetivo principal desta análise. O contrato de serviço, também utilizado na indústria de P&G não será estudado, apenas mencionado, pois não diz respeito às atividades de exploração e produção. Os outros modelos são citados porque são comuns no setor e o Brasil adota, mas não têm normatizações próprias no direito interno e não são tão adotados como os três principais.

1.4.1 Contratos de Concessão

O regime de concessão para exploração de petróleo e derivados é o modelo mais antigo em uso no mundo, conforme destaca Alberto Clô (2000). Os contratos dessa modalidade (*concession agreement*) são considerados pela doutrina como o tipo de sistema mais avançado normalmente utilizado em países desenvolvidos com marcos regulatórios maduros e estáveis (RIBEIRO, 2014).

A concessão é o regime jurídico-regulatório por meio do qual o governo do país hospedeiro³⁰, titular originário dos direitos sobre os hidrocarbonetos, concede a uma ou mais empresas nacionais ou estrangeiras, a exclusividade na exploração e produção do petróleo e gás, por sua conta e risco, em determinada área. Os contratos são celebrados através do órgão regulador que, no caso do Brasil, é a ANP.

Pelo regime de concessão, a propriedade do petróleo extraído em uma certa área é exclusiva do concessionário, por um certo período de tempo – em regra, de 20 a 30 anos, por sua conta e risco, com encargos relativos aos tributos e participações legais, de acordo com a

²⁸ JOAs e JVs são parcerias horizontais entre empresas para atuação conjunta. JOA se refere a parcerias operacionais, normalmente uma associação entre empresas concorrentes formando consórcios, também vistos comumente nas individualizações de produção. JV se refere a parcerias financeiras ou de investimentos, mas se difere da fusão porque as empresas associadas se mantêm, não há perda de personalidade jurídica. (BUCHEB, 2007).

²⁹ *Lease* é um documento legal que descreve os termos sob os quais uma parte concorda em alugar uma propriedade de outra parte.

³⁰ Estado que vai receber, ou hospedar, as plataformas e empresas que vão explorar e produzir petróleo nos campos licitados/arrendados.

Lei 9.478/97 (CORIOLANO; REIS; DELGADO, 2013). O concessionário possui a obrigação de arcar com todos os prejuízos que possam ocorrer, sem direito a qualquer pagamento, reembolso ou indenização, como a inviabilidade comercial do bloco concedido ou a insuficiência do volume de petróleo produzido para a recuperação dos investimentos realizados e o reembolso das despesas, direta ou indiretamente, incorridas. Dentre seus direitos, estão assegurados a pesquisa, extração e a venda do petróleo em troca de uma compensação financeira ao Estado, os *royalties*, acrescidos de uma obrigação de que parte da produção seja remetida ao abastecimento do mercado interno.

O edital e o contrato estabelecem ainda que o concessionário deverá pagar uma participação especial ao Estado nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade. Essa participação é regulamentada em decreto do Presidente da República e se constitui em uma compensação financeira extraordinária que deverá ser paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. Pode-se dizer que “a participação especial corresponde a uma forma de compartilhamento de lucros (chamado, no caso, de ‘receita líquida’), dado que os custos, *royalties*³¹ e tributação podem ser deduzidos da base de cálculo da participação especial” (GOMES, 2009, p. 19). As participações governamentais estão descritas nos artigos 45 a 55 da Lei 9.478/97 (BRASIL, 1997). Há também o pagamento do bônus de assinatura³².

A concessão é realizada pela ANP em um processo de leilão de blocos exploratórios, que também é responsável pelos editais de licitação. Segundo o relatório da STRAT Consulting (2004), em 1998, o primeiro leilão de blocos, a Rodada “0” de licitação, concedeu à Petrobras 115 blocos por meio da assinatura de 397 contratos. Em caso de fracasso em um prazo de três anos, era prerrogativa da empresa a devolução dos blocos à ANP. Em 2015, de acordo com dados divulgados pela agência em seu anuário de 2017 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO 2017), a 13ª rodada concedeu 37 blocos arrematados por 17 empresas, das quais 11 são nacionais e 6 estrangeiras, do Canadá, França, Argentina, Bermudas, Panamá, China. Somente um bloco não teve o contrato de concessão assinado. As cinco primeiras rodadas de concessão somaram um total de 189 blocos com o bônus de assinatura de R\$ 1.504.686.193,00 e percentual de aproveitamento³³ de 11,1%.

³¹ Os *royalties* correspondem a uma alíquota incidente sobre o valor de produção do campo.

³² O bônus de assinatura é um pagamento que a empresa faz quando assina o contrato de exploração, para ter direito de explorar determinado campo. O valor do bônus de assinatura é definido em leilão, sendo vencedora a empresa que oferecer o maior valor (além de outros critérios, como participação de equipamentos produzidos no país e plano de exploração).

³³ O percentual de aproveitamento é a proporção entre o número de blocos ofertados e o número de blocos concedidos.

Como o setor tem muitos requisitos para a entrada das empresas nas atividades de exploração e produção, conforme previsto por competência da ANP no art. 25 da Lei 9.478/97³⁴ (BRASIL, 1997), a estratégia utilizada era a associação com a Petrobras. A escolha da empresa concessionária se dava através de licitação na modalidade leilão e as empresas deveriam preencher os requisitos técnicos, financeiros e jurídicos, seguindo os artigos 36 a 39³⁵ da referida Lei. Em caso de empate, a Petrobras seria a vencedora da licitação quando não estivesse em consórcio (art. 42)³⁶.

Desde a gênese normativa do petróleo no Brasil, sempre existiram muitas incertezas regulatórias, econômicas, políticas e empresariais, embora não tenham impedido a Petrobras, em razão de seu grau de conhecimento e tecnologia, de se consolidar como pioneira na extração em águas ultraprofundas. Esse cenário permaneceu de 1998, com a rodada “0”, até a mudança dos contratos com o pré-sal, em 2010 (PIMENTEL, 2011).

O que faz o regime de concessão ser distinto das outras modalidades contratuais é a propriedade do produto extraído, como foi visto. O petróleo, que era de propriedade exclusiva da União com base no art. 176 Constituição Federal (BRASIL, 1998a), passou a ser de domínio da concessionária, assim como, os equipamentos e ativos.

A Lei 9.478/97 (BRASIL, 1997) estabelece, no art. 24³⁷, duas fases para a concessão: a de exploração – que envolve atividades de avaliação e eventual descoberta do petróleo ou gás natural determinando sua comercialidade –; e a fase de produção – que inclui atividades de desenvolvimento. Cada qual com especificidades, tanto de tempo, quanto de obrigação contratual.

No que tange aos contratos, o Relatório I do BNDES (BAIN, 2009, p. 29) explica que a fase de exploração é mais curta, geralmente de 5 a 10 anos, incluindo o período de avaliação, para garantir e dinamizar explorações, e que estas se tornem mais eficientes e rápidas. No entanto, a fase de produção é mais longa, e pode durar de 20 a 40 anos com o objetivo de extrair o máximo de hidrocarbonetos dos blocos.

³⁴ “Art. 25: Somente poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP” (BRASIL, 1997).

³⁵ Seção III. Do edital de licitação (BRASIL, 1997).

³⁶ “Art. 42. Em caso de empate, a licitação será decidida em favor da PETROBRAS, quando esta concorrer não consorciada com outras empresas” (BRASIL, *ibidem*).

³⁷ “Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

§ 1º Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§ 2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento” (BRASIL, *ibidem*).

A especificação do contrato de concessão está no art. 43 da Lei 9.478/97 (BRASIL, 1997) e tem como cláusulas essenciais:

I - definição do bloco, objeto da concessão;

II – prazo de duração da fase de exploração e as condições para prorrogação;

III – programa de trabalho e investimento;

IV – obrigações do concessionário quanto às participações;

V – indicação das garantias quanto ao cumprimento do contrato bem como os investimentos ajustados para cada fase;

VI – regras sobre devolução e desocupação de áreas, retiradas de equipamentos e reversão de bens;

VII – procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades e auditoria do contrato;

VIII – obrigatoriedade de fornecer à ANP relatórios, dados e informações das atividades;

IX – procedimentos para a transferência do contrato;

X – regras sobre solução de controvérsias incluindo conciliação e arbitragem internacional;

XI – rescisão e extinção do contrato e

XII – penalidades para descumprimento.

Além dessas, outras cláusulas previstas no art. 44, são:

I – as medidas adotadas em todas as atividades para preservação dos conservatórios e recursos naturais, pessoas e meio ambiente;

II – comunicar à ANP descobertas de jazidas de petróleo, gás ou outros hidrocarbonetos e minerais;

III – apresentar relatórios de comercialidade, avaliação da descoberta e o interesse no desenvolvimento do campo;

IV – submeter o plano de desenvolvimento com o cronograma e estimativa de investimento;

V – responsabilidade civil por seus prepostos, bem como as indenizações por qualquer danos das atividades de E&P e ressarcir a ANP e a União de quaisquer ônus por eventuais demandas e

VI – adotar as melhores práticas da indústria, obedecer normas e procedimentos técnicos e científicos inclusive de recuperação e racionalização da produção bem como de controle das reservas.

Os motivos para a eventual extinção das concessões estão previstos no art. 28, conforme descrito a seguir:

As concessões extinguir-se-ão: I - pelo vencimento do prazo contratual; II - por acordo entre as partes; III - pelos motivos de rescisão previstos em contrato; IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato; V - no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento (BRASIL, 1997).

Os parágrafos do art. 28 pontuam que a devolução das áreas não implica em ônus para a União ou para a ANP, e nem dá à concessionária qualquer direito à indenização por serviços, bens (imóveis ou reversíveis) ou poços, que passam a ser de propriedade da União com administração da agência, conforme o art. 43, VI. Além disso, em casos de extinção, a remoção dos equipamentos e bens que não forem de reversão, fica por conta da concessionária, bem como reparações, indenizações e reparações determinadas pelos órgãos competentes. Já o art. 29 permite a transferência de concessão, desde que prévia e expressamente autorizada pela ANP.

Nessa modalidade de contrato, o Estado fica isento de responsabilidade civil, sendo única e exclusivamente do concessionário, pelos seus próprios atos e os de seus prepostos e subcontratados. O concessionário também fica obrigado à reparação de todos e quaisquer danos causados pelas operações e sua execução, independentemente da existência de culpa, devendo ressarcir ao Estado quaisquer ônus que este venha a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de sua responsabilidade (GOMES, 2009).

Há, ainda, um menor controle por parte do Estado sobre as fases de exploração e produção e sobre a comercialização do petróleo extraído, que é do concessionário. É comum em alguns países, como no Brasil, a possibilidade de o Estado restringir a venda ou exportação do produto e seus derivados por interesse de segurança energética nacional ou em caso de risco de abastecimento de combustíveis no país (GOMES, 2009), conforme a resolução nº 8, de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética (2016).

1.4.2 Contratos de Cessão Onerosa

O contrato de Cessão Onerosa foi estabelecido com a Lei nº 12.276/2010 (BRASIL, 2010a), que autorizou a União a ceder para a Petrobras, sem licitação, o direito de exercer

atividades de exploração e produção em áreas do pré-sal que não estão sob o modelo de concessão, limitadas ao volume máximo de 5 bilhões de barris equivalentes (boe) de petróleo e gás natural. O pagamento referente ao produto, cuja titularidade é da empresa, foi fixado em títulos da dívida pública federal sob condições determinadas pelo Ministério da Fazenda e precificados a valor de mercado. O valor inicial do contrato, nos termos do art. 3º da referida Lei, ficou determinado em R\$ 74.807.616.407,00. Foi previsto, ainda, um pagamento mensal de *royalties* à União, a partir do início da produção de cada campo (BRASIL, 2010c).

A Petrobras obteve o direito de exploração por 40 anos, permitida a prorrogação por, no máximo cinco anos, ficando impedida de transferir o direito exploratório para terceiros³⁸ (BRASIL, 2017). Como obrigação, em caráter exclusivo, deverá realizar todos os investimentos, custos e riscos relativos às operações e arcar com todos os prejuízos venham a ocorrer devido a, por exemplo, acidentes ou eventos da natureza que venham a afetar a produção. A ANP possui a autoridade reguladora e os direitos de inspeção sobre as atividades nas áreas definidas no contrato entre outras.

Essas particularidades contratuais foram definidas no art 2º da referida Lei, como segue:

Art. 2º O contrato que formalizará a cessão de que trata o art. 1º deverá conter, entre outras, cláusulas que estabeleçam: I - a identificação e a delimitação geográfica das respectivas áreas; II - os respectivos volumes de barris equivalentes de petróleo, observado o limite de que trata o § 2º do art. 1º; III - valores mínimos, e metas de elevação ao longo do período de execução do contrato, do índice de nacionalização dos bens produzidos e dos serviços prestados para execução das atividades de pesquisa e lavra referidas no caput do art. 1º; IV - o valor e as condições do pagamento de que tratam os §§ 3º e 4º do art. 1º; e V - as condições para a realização de sua revisão, considerando-se, entre outras variáveis, os preços de mercado e a especificação do produto da lavra (BRASIL, 2010a).

Com o fim da produção, ou extinguindo-se o contrato por qualquer motivo, a cessionária entrega à ANP um relatório de devolução de campos. No caso de possibilidade de exaustão da produção, durante o período de vigência do contrato, a empresa deve apresentar um programa de desativação, com a forma de tamponamento e abandono dos poços, desativação das instalações e remoção dos equipamentos.

³⁸ Até o momento da finalização dessa pesquisa, encontrava-se em tramitação no Congresso o Projeto de Lei 8.939/2017 que permite à Petrobras transferir ou negociar até 70% dos campos da cessão onerosa do pré-sal na Bacia de Santos (CRISTALDO, 2018).

No regime de cessão onerosa não é admitida a reversão dos bens empregados pela cessionária, mas pode acontecer excepcionalmente para continuidade das operações ou se estes forem passíveis de utilização pública.

Em relação aos royalties e participações governamentais, o art. 5º estipula 10%, 5% e 5% distribuídos conforme: art. 47 e 49 da lei 9.478/97 (caput) e parágrafo 1º da lei 7.990/89. A lei 9.478/97 trata da política energética nacional, atividades relativas ao monopólio do petróleo, cria o CNPE e a ANP e dá outras providências.

A cessão onerosa admite arranjo de riscos muito distinto da concessão, estabelecendo que, já que a Petrobrás, única cessionária prevista por lei, recebeu o direito da produção dentro de um limite, o que ela não conseguir produzir deve ser ajustado com revisão do contrato. A cessão só se dará por concluída com o alcance do limite pré-estabelecido, uma vez que a Petrobras paga antecipadamente pela produção. Coriolano indica que “na concessão, uma empresa petrolífera ou até mesmo a Petrobras, caso não tenha realizado nenhuma descoberta comercial após a conclusão do período exploratório, deverá finalizar o contrato” (2013, p. 26).

A modalidade de cessão onerosa pode ser interpretada como específica e peculiar e, semelhante à concessão, mesmo que não se confundam.

1.4.3 Contratos de Partilha da Produção

O modelo de partilha de produção foi inserido no ordenamento jurídico brasileiro por meio da Lei nº 12.351/2010 (BRASIL, 2010c) para o petróleo existente na área do pré-sal. Nessa modalidade, o contrato é assinado entre a União, representada pelo Ministério de Minas e Energia, a Petrobras e a empresa privada, responsável pela exploração das jazidas, incluindo o risco da descoberta, avaliação e exploração (CORIOLANO; REIS, DELGADO, 2013, p. 27). A gestão desses contratos é feita pela PPSA, responsável por monitorar e auditar a execução, as despesas operacionais e os custos de capital dos projetos de exploração, avaliação, desenvolvimento da produção e da produção. A ANP assina o contrato como uma espécie de interveniente anuente, sendo responsável pela regulação das atividades e realização das rodadas de licitação. O prazo de vigência do CPP (Contrato de Partilha de Produção) é de 35 anos.

Originalmente titulada como operadora única dos contratos de partilha do pré-sal, a Petrobras obteve flexibilização dessa obrigatoriedade em 29 de novembro de 2016, com a sanção governamental da Lei nº 13.365/16 (BRASIL, 2016). Com as novas regras, a empresa poderá dizer se quer ou não operar em blocos de exploração do petróleo da camada pré-sal. Antes, a estatal era obrigada a participar em pelo menos 30% de qualquer bloco contratado

sobre o regime de partilha, independentemente de ter recursos ou não. A Petrobras, no entanto, ainda terá a preferência para escolher os blocos em que pretende atuar como operadora, desde que com a anuência do CNPE, atendendo aos interesses nacionais. O novo marco manteve as demais características do modelo de partilha e garantiu a preferência da Petrobras nos leilões.

Nesse tipo de contrato, a propriedade do petróleo é do Estado hospedeiro, que negocia como o lucro será repartido. A PPSA representa a União para fins de transferência do petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos. Contudo, as empresas, estatais ou privadas, podem gerenciar e operar instalações de produção. “Esse regime é muito utilizado, quando se tem baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo” (CORIOLANO; REIS; DELGADO, 2013, p. 27).

Havendo sucesso na exploração, a empresa contratada recebe uma espécie de restituição em óleo sobre o custo da exploração, já que não é proprietária do petróleo extraído. Esse pagamento é chamado de ‘custo em óleo’. Ela também recebe uma parcela denominada de óleo excedente, correspondente ao lucro do campo de exploração, na proporção, condições e prazos estabelecidos no edital de licitação. “O nome partilha deriva justamente do fato das empresas partilharem com o governo o óleo excedente” (FREITAS, 2011, p. 2).

No momento em que o petróleo é descoberto, a estatal assume a receita, realizando os devidos pagamentos ao governo e à contratada. Entretanto, os gastos incorridos em atividades exploratórias, inclusive os advindos de insucessos exploratórios, somente serão recuperados como custo em óleo, caso haja pelo menos uma descoberta comercial na área do contrato.

No processo de negociação, o custo inicial é assumido pelas empresas, que podem aumentar sua parcela na partilha, caso o governo não concorde com a oferta inicial. “No contrato de partilha, não há necessidade do governo estabelecer um bônus, pois é mais racional que esse bônus esteja embutido em uma maior parcela dos lucros futuros” (CORIOLANO; REIS; DELGADO, 2013, p. 27).

Em relação às participações governamentais, a lei prevê os *royalties* e os bônus de assinatura, que têm o diferencial de não serem mais baseados no maior valor oferecido ao Estado, mas na maior quantidade de óleo oferecido, dando maior controle à União.

O modelo prevê, ainda, nos arts. 29, XV, e 32, § 1º e 2º, da Lei nº 12.351/2010 (BRASIL, 2010c), a devolução voluntária da área pela contratada. Outra possibilidade de devolução decorre da extinção total ou parcial do contrato, por qualquer causa. Neste caso, obrigará a contratada a devolver a área imediatamente, ainda que total ou parcialmente. A devolução não acarretará ônus de qualquer natureza para a contratante, a gestora ou para a ANP, inclusive no que diz respeito à reversão de bens como consequência de devolução. Essa lei também criou o

Fundo Social para canalizar recursos financeiros para combate à pobreza e para incentivo à educação, devendo ser utilizado pelo poder público de forma a diminuir as desigualdades sociais, cumprindo o preceito de desenvolvimento sustentável.

Tabela 1 - Características dos três tipos de contratos

ITENS	PARTILHA	CONCESSÃO	CESSÃO ONEROSA
Produção	Repartida entre país e empresa	100% da empresa	5 bilhões de barris de óleo equivalente para a Petrobras
Controle	Participação preferencial da Petrobras Participação da PPSA no consórcio	Sem participação direta do país	Cedido pela União à Petrobras
Bônus de Assinatura	Pode haver (a critério da PPSA com a contratada)	Determinado pela empresa como elemento da oferta	Não há
Retorno ao País	Royalties Lucro em óleo (parcela do país na produção) Menos tributos	Royalties Participação especial (percentual variável) Mais tributos	Royalties Tributos
Retorno à Empresa	Custo em óleo (reembolso dos custos) + lucro em óleo (sua parcela da produção)	Produção	Produção

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (2017). Elaborado pelo autor.

1.5 Outros tipos de contratos da indústria do petróleo

Além dos três modelos estudados anteriormente, existe um amplo leque de tipos contratuais aplicados, de acordo com cada país e legislação e com objetos bastante distintos, em razão da própria diversificação da indústria.

Os exemplos abordados a seguir são os contratos mais comuns no sistema internacional, mas que também são adotados no Brasil, em menor escala que os três anteriores (concessão, cessão onerosa e partilha).

a) **Contratos de serviços:** São utilizados para os serviços voltados à cadeia logística como um todo, não exclusivamente às atividades de exploração. Nesses contratos, a prestadora de serviço recebe o que foi acordado, independentemente da contratante ter êxito ou não. Podem incluir cláusula de risco, em que a remuneração da empresa prestadora do serviço é proporcional aos lucros da titular dos direitos de E&P e podem ser iniciados com a exploração,

tendo continuidade na produção, em caso de êxito, ou ainda, serem de revitalização de campos maduros³⁹;

b) **Acordo de Operações Conjuntas (*Joint Operating Agreement* ou **JOA**):** São acordos entre empresas que atuam em divisão de funções nas atividades de E&P. Nessa modalidade, as empresas celebram um contrato de E&P com a ANP, regulando todos os aspectos da operação conjunta e, eventualmente, complementa o consórcio com cláusulas oponíveis somente entre suas partes contratantes.

c) **Acordo para Oferta Conjunta (*Joint Bidding Agreement* ou **JBA**):** Nesse tipo de contrato, as empresas estabelecem regras entre si para uma participação organizada em licitações de áreas específicas. Pode-se tornar um JOA em casos de êxito na licitação. Suas principais cláusulas estabelecem o roteiro para formulação da oferta, o direito à melhor oferta, direito de retirada e compromissos durante o período acordado (conhecida como cláusula de *undertaking*) e os itens pré-acordados em caso de negociação futura como JOA.

d) **Parcerias Empresariais (*Joint Ventures* ou **JV**):** Esse modelo diz respeito a empresas que operam em parceria, nas mais diversas modalidades, que levam em conta a natureza jurídica do vínculo e a motivação. São cada vez mais comuns no mercado de P&G, principalmente depois da crise de 2008. Empresas que não desejam arcar com os custos do processo de E&P se unem com outras que desejam explorar, no mesmo local, dividindo custos e lucros⁴⁰.

e) **Consórcios:** Baseado no art. 278 § 1º da Lei das S.A. (BRASIL, 1976), trata-se de uma modalidade de parceria sem personalidade jurídica, mas com controle de uma única entidade, para facilitar o cumprimento de obrigações. É uma parceria verticalizada⁴¹, uma vez que os modelos anteriores são parcerias horizontais. As empresas têm direitos e deveres perante todas as outras participantes. Esse modelo tem sido muito comum na exploração dos campos em regime de concessão e funcionam por causa de outro contrato existente (*Joint* ou *Farmin/Farmout*).

³⁹ Contratos com cláusula de risco foram considerados incompatíveis com a regra estabelecida pela lei do petróleo, 9.487/97, que instituiu a gerência de E&P para a concessionária. Os contratos de risco, adotados principalmente por volta de 1976 foram proibidos pelo art. 177§ 1º da Constituição Federal de 1988.

⁴⁰ Os JBA, JOA e contratos de serviços podem existir depois de uma licitação em casos de aquisição derivada (*farmin/farmout*) ou em aquisição originária em contrato direto. Os modelos Joint merecem todo um estudo à parte devido à alta complexidade e diversidade. Aqui são utilizados para exemplificar a mudança ocorrida no mercado.

⁴¹ A verticalização ocorre quando “a empresa assume o controle sobre diferentes estágios (ou etapas) associados à progressiva transformação de insumos em produtos finais” (KUPFER; HANSENCLEVER, 2002, p. 313). Neste caso, as empresas do consórcio podem atuar em vários estágios da cadeia produtiva, desde a exploração e produção até o refino, transporte e distribuição.

f) Acordos de Transferência de Direitos (*Farmin/Farmout Agreements*): São os contratos em que empresas cedem direitos de E&P em consórcios com terceiros. Nesses contratos, a cessão de direitos pode ser parcial ou total, correspondendo ao percentual da participação no bloco. Normalmente, o cessionário adere aos termos estabelecidos na JV.

g) Acordos de Troca de Ativos (*Swap Agreements*): Inclui direitos de exploração e produção de determinadas áreas e que podem prever: cessão de direitos livremente, sem necessidade de consulta às demais consorciadas; com cláusula de preferência; ou, concedendo oportunidade para consorciadas para depois incluir a participação de terceiros.

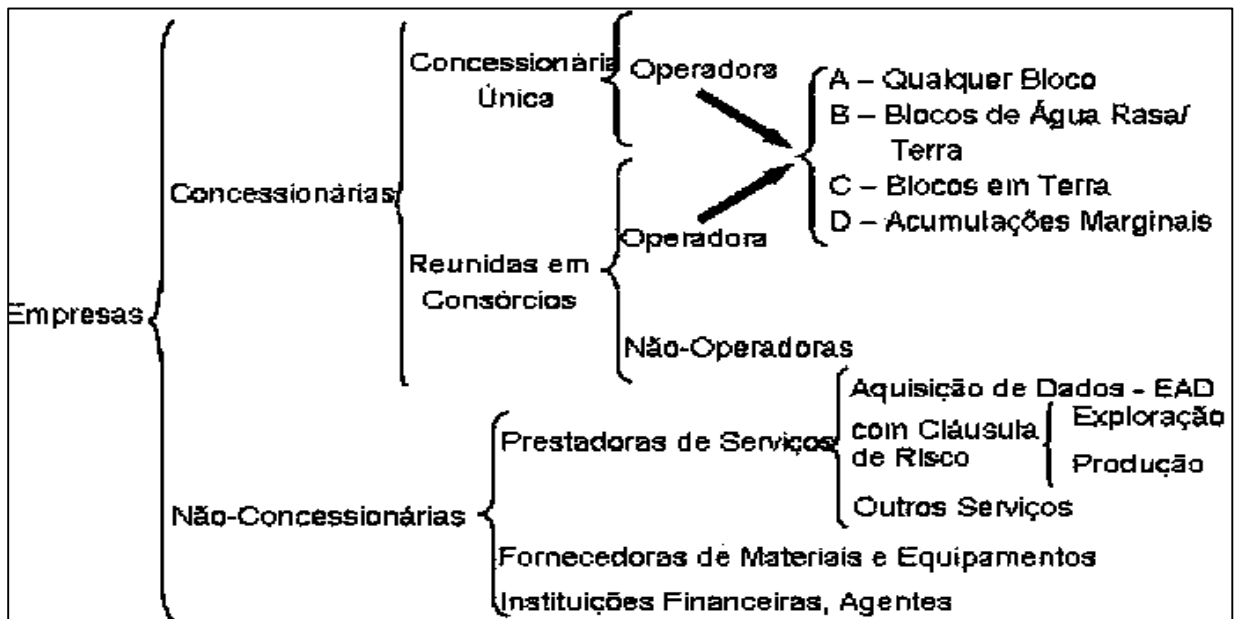
h) Acordo de Retirada da Produção (*Lifting ou Offtake Agreement*): É aquele realizado entre o produtor e o comprador de parte da futura produção. Normalmente são negociados antes da exploração e podem ser usados para conseguir investimentos envolvendo pagamentos de uma taxa (*fee*) para a exploradora conseguir financiar o projeto. Envolve produção futura e tem cláusulas de *hardship* (garantias em casos de força maior) permitindo ao produtor cancelá-lo em caso de ocorrência de certos eventos.

i) Acordo de Retirada de Gás (*Gas Balance Agreement*): Normalmente é celebrado em regimes de JV para equilibrar a produção, quando um proprietário opta por vender maior fluxo de gás do que os outros proprietários. Também podem ser acordos em separado, em propriedades cobertas por outros acordos na situação de desequilíbrios na produção de um poço ou campo de gás.

j) Contratos Internacionais de Venda de Óleo Cru (*International Crude Oil Sales Agreements*): São acordos de venda internacional de petróleo cru, seja entre empresas exportadoras e importadoras, produtores e outros agentes ou dentro de uma JV. Normalmente esses acordos são precificados previamente pelo mercado internacional, via Bolsa de *Commodities*.

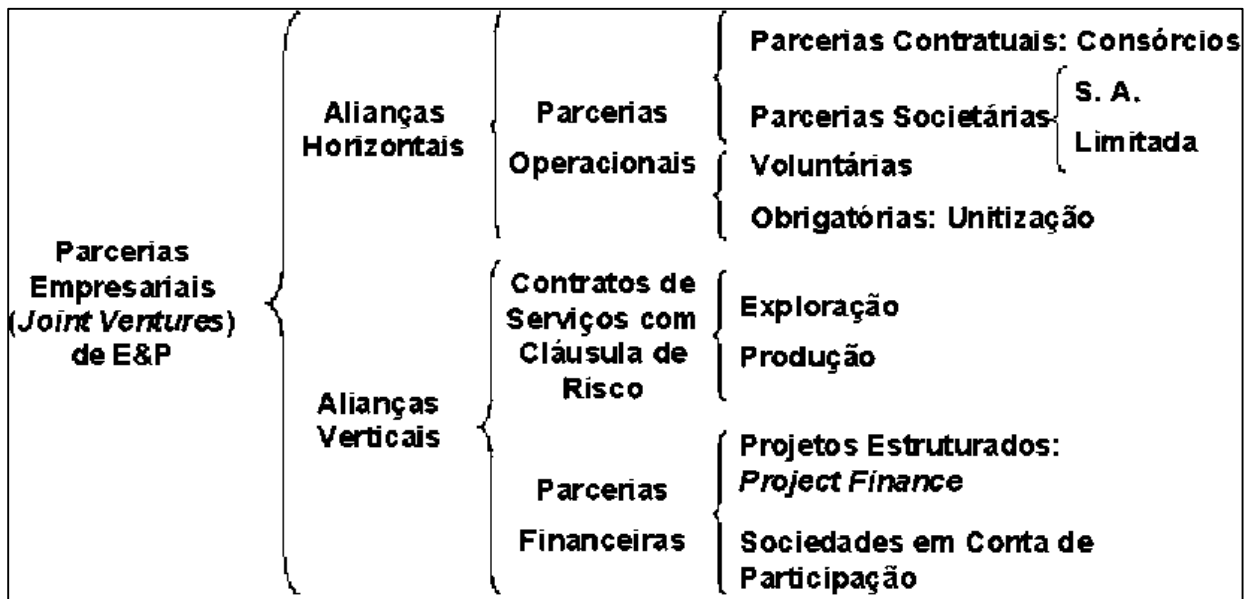
As figuras a seguir demonstram como esses contratos funcionam. A figura 1 mostra as empresas envolvidas nas atividades de E&P, a figura 2 mostra como funcionam as joint ventures e a figura 3 mostra as diferenças de contrato JBA e JOA como aquisição direta ou originária, por licitação e indireta ou derivada por transferência de direitos (*farmin/ farmout*).

Figura 1 - Empresas envolvidas em E&P



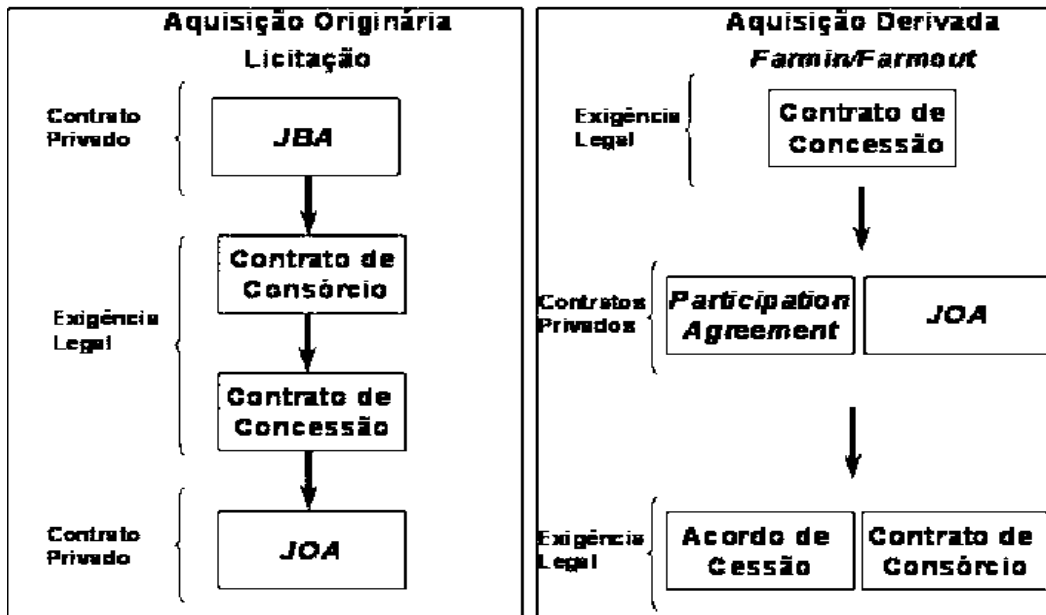
Fonte: BUCHEB (2007).

Figura 2 - Joint Venture



Fonte: BUCHEB (2007)

Figura 3 - Diferenças entre contratos



Fonte: BUCHEB (2007)

Em relação aos aspectos desses tipos distintos de contratos, a ANP, em sua nota técnica nº21, frisa que:

Contudo, alguns outros aspectos de suma relevância devem pautar, ou mesmo determinar, a escolha do tipo contratual que irá vigor. Mas, deve-se ter claro o que se deseja fazer com os recursos naturais que o país possui, tendo em vista a maximização do bem-estar da sociedade (2007, p.21).

Nesse sentido, é possível observar que os inúmeros tipos contratuais são pensados para possibilitar melhor dinâmica ao mercado e margem de lucro das empresas, mas também devem considerar o desenvolvimento local e o bem-estar da sociedade do Estado hospedeiro. Mesmo com a crescente padronização contratual e a necessidade de uma *lex petrolea* amplamente difundida, ainda há pluralidade de visões e pensamentos devido ao grande número de países e empresas que participam desse mercado, tornando o tema altamente complexo.

Quanto maior a padronização e o *compliance* dos contratos e das empresas, maior segurança jurídica o mercado obterá, colaborando para o incremento de investimentos no país. Como defende Hachem (2011, p. 37), “a aplicação de qualquer princípio jurídico demanda que o intérprete compreenda adequadamente a sua configuração jurídica, verificando os fundamentos que lhe fornecem”.

Segundo Canotilho (2003, p.257), o princípio da segurança jurídica exige: “(1) fiabilidade, clareza, racionalidade e transparência dos atos do poder; (2) de forma que em relação a eles o cidadão veja garantida a segurança nas suas disposições pessoais e nos efeitos jurídicos dos seus próprios atos”. A partir disso, o autor conclui que o princípio pode ser exigível perante qualquer ato dos poderes estatais: Legislativo, Executivo ou Judicial.

Seguindo o mesmo entendimento sobre segurança jurídica, Camargo e Balarini explicam:

O princípio da segurança jurídica é fundamento do Estado de Direito, e se relaciona estritamente à questão da legalidade. Contudo, os cidadãos devem sentir os efeitos diretos da segurança oferecida pelos tribunais ao interpretarem e aplicarem as leis. Nesse sentido, a compreensão clara da jurisprudência é importante na medida em que serve de parâmetro para a conduta social (2012, p.1).

Leis e políticas que não tragam segurança jurídico-contratual afetam o ritmo do mercado e investimentos no país, aumentando a importância da padronização e do compliance internacional. Ao mesmo tempo em que as mudanças normativas trazem insegurança para o mercado e/ou investidores, também se deve levar em consideração seus efeitos no pensamento estratégico e atuação da defesa.

Isso acontece porque a segurança jurídica dá base para obrigações entre entes (pessoas ou empresas e Estado) e tem desdobramento na previsibilidade das ações fundamentadas não apenas em leis, mas também em jurisprudência (decisões reiteradas dos tribunais) e costumes (prática social amplamente aceita e legítima que não necessariamente tenha sua positivação, ou seja, nem sempre um costume está escrito em alguma lei ou decisão, ele é uma prática contínua por vários anos e aceita pela sociedade).

É importante analisar a mudança dos contratos da área do pré-sal levando em consideração a segurança jurídica, porque o polígono do pré-sal está em uma área em que a soberania plena do Brasil só é reconhecida para leito e subsolo, mas não para a água sobrejacente, fato que pode levantar divergências de interpretações por parte de agentes distintos. A segurança jurídica diminui riscos de que as interpretações sejam muito diferentes, uma vez que as cláusulas, direitos e obrigações estão estipuladas de acordo com entendimento pacificado no mercado como um todo.

Em relação à Defesa, a segurança jurídica dos contratos diminui conflitos, reforçando a importância de se observar o resultado da mudança contratual além dos aspectos econômico e mercadológico. Outro aspecto de igual relevância é o que diz respeito ao desdobramento que os investimentos e a atuação empresarial têm em relação à Defesa, garantindo melhoria na atuação estatal além da segurança jurídica.

2 SEGURANÇA ENERGÉTICA E A DEFESA NACIONAL

2.1 Os contratos sob a ótica da Defesa

A análise dos contratos de petróleo para este estudo se insere sob a perspectiva da atuação soberana do Brasil e sua defesa nacional, no que diz respeito à proteção de seus interesses estratégicos no mar. Sob este aspecto, a segurança energética se apresenta como um ponto de importância na formulação dessa pesquisa, principalmente no que se refere às questões dos hidrocarbonetos.

Preocupações com fontes de energia são recorrentes na história da humanidade, mas o conceito de segurança energética surgiu com mais força nos últimos anos, recebendo atenção dos governantes em geral e, segundo Klare (2008), está muito mais relacionada ao petróleo do que a outros recursos. O autor destaca algumas razões para isto:

A análise sugere que a crescente ênfase na segurança energética reflete uma ansiedade generalizada sobre os dois aspectos-chave do problema: se haverá suprimentos suficientes de energia para atender aos requisitos nacionais nos próximos anos e se os suprimentos disponíveis serão transportados com segurança do ponto de produção para o ponto de necessidade. Essa ansiedade deriva de três desenvolvimentos recentes importantes no campo da energia, em grande parte preocupados com a disponibilidade global de petróleo. São eles: (1) temores da desaceleração da futura produção mundial de petróleo; (2) uma mudança no centro de gravidade da produção mundial de petróleo do Norte global para o Sul global; e (3) a segmentação explícita de instalações petrolíferas por insurgentes, terroristas e extremistas (KLARE, 2008, p. 488, tradução nossa).⁴²

O autor ressalta que há um deslocamento do centro da produção mundial do petróleo do hemisfério Norte para o hemisfério Sul, onde o pré-sal brasileiro ganha destaque. Segundo ele, estudos norte-americanos indicam que há uma mudança clara neste sentido: “Em 1990, os produtores do norte global (incluindo os EUA, o Canadá, os estados do Mar do Norte, a Austrália, a Rússia e um punhado de outros) respondiam conjuntamente por 39% da produção

⁴² “Analysis suggests that the growing emphasis on energy security reflects widespread anxiety about both key aspects of the problem: whether there will be sufficient supplies of energy to meet national requirements in the years ahead, and whether the supplies that are available will be safely transported from point of production to point of need. This anxiety stems from three key recent developments in the energy field, largely concerned with the global availability of petroleum. These are: (1) fears of the slowdown in the future world petroleum output; (2) a shift in the centre of gravity of world oil production from the global North to the global South; and (3) the explicit targeting of oil facilities by insurgents, terrorists and extremists” (KLARE, 2008, p. 488).

mundial total de petróleo; até 2030, espera-se que sua participação combinada caia para 26%” (KLARE, 2008, p.491, tradução nossa)⁴³.

A mudança do eixo mundial produtivo joga o foco para a importância geopolítica alcançada pelo Brasil com as jazidas altamente promissoras do pré-sal. Segundo Petersohn (2017, n.p., tradução nossa), o país está “às vésperas de se tornar o maior mercado offshore do mundo”⁴⁴ por envolver diferentes interesses e estratégias de uso dessa fundamental fonte energética do século XXI, como ressalta Campello:

[...] o desenvolvimento do setor petrolífero do Brasil, notavelmente já complexo na extração em águas profundas, pode ser um catalisador de um projeto nacional soberano sob uma perspectiva de projeção externa, de exportação de petróleo e de *know how* tecnológico, bem como de soberania energética (2017, p.6).

Ao tratar de um tema normativo importante, que é o fornecimento de energia, deve-se levar em conta que o contexto governamental e o internacional afetam proposituras de normas, além de aspectos econômicos e políticos.

[...] uma das características básicas do pré-sal é que se localiza a 300 quilômetros da costa brasileira, o que não só gera um imenso desafio logístico, mas também envolve as regras do direito internacional público, para entender se o Brasil de fato tem a soberania exclusiva sobre essas áreas (SCHUTTE, 2012a, p.14).

Isso se dá porque o conceito de soberania não é mais atribuído de modo absoluto, mas seguindo a interdependência internacional, e encontra limites no imperativo da paz e na incidência dos direitos humanos. Estados não lidam somente com questões de exercício de poder em seu território, mas carregam escolhas que influenciam outros Estados, principalmente no âmbito marítimo.

Como a regulação do mar e a interdependência internacional em relação à soberania não significam a apropriação dos espaços, nota-se que ocorre uma flexibilização ou, até mesmo, relativização da jurisdição do Estado Costeiro em regiões marítimas mais distantes da costa, além do inquestionável Mar Territorial (MT).

⁴³ “In 1990, producers in the global North (including the USA, Canada, the North Sea states, Australia, Russia and a handful of others) jointly accounted for 39 per cent of total world oil output; by 2030, their combined share is expected to drop to 26 per cent” (KLARE, 2008, p.491).

⁴⁴ “it is on the eve of becoming the largest offshore market in the world” (PETERSOHN, 2017, n.p.).

Uma maior flexibilização da soberania pode surtir efeitos na força normativa dos contratos, dado a contínua evolução e mutação do contexto internacional, seja político, de poder, ou econômico. Isto porque a atuação empresarial reflete esse contexto e, conseqüentemente, as decisões de política nacional, o que acaba implicando em eventuais mudanças dos regimes contratuais, conforme explica Soares:

[...] é bastante comum a alteração das características do regime fiscal ao longo da história, seja por questões políticas (mudanças de Governos), macroeconômicas (alterações nos paradigmas da matriz energética mundial ou preços de commodities) ou mesmo geológicas (exaustão das reservas, descobertas de províncias petrolíferas com alto potencial) (2017, p.43).

Essas mudanças no setor ocorrem porque trajetórias de longo prazo oferecem impactos anteriores ao fato analisado, bem como processos desencadeados por eles. Isso significa que vários fatores incidem sobre a política governamental em relação à exploração e à exploração dos recursos, principalmente no mar. Trojbciz, em relação ao movimento do setor, diz que:

O caso brasileiro ilustra um movimento de liberalização do setor na década de 1990 e aumento de intervenção estatal nos anos 2000, indicando processos de reforma que podem parametrizar a compreensão de mudanças em outros países. Além disso, após a descoberta de petróleo em águas ultraprofundas da Plataforma Continental brasileira, o setor de petróleo aumentou sua importância para o futuro da economia nacional brasileira e do setor industrial do país (2017, p.768).

O fato dos campos do pré-sal estarem situados na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) ressalta a importância de mecanismos de defesa⁴⁵ mais específicos, apesar de a CNUDM III (ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS, 1982), em seu artigo 55 e seguintes, prever a soberania do Estado Costeiro sobre os recursos existentes na região. Essa necessidade de aprimoramento da visão do mar e da indústria naval e petrolífera como ponto estratégico da soberania só foi notada durante os anos 2002-2016 com a adoção de um modelo mais estadocêntrico⁴⁶, que conferiu maior controle e atenção aos setores de petróleo e naval.

⁴⁵ Para efeitos desta pesquisa, considera-se mecanismos de defesa todo arcabouço jurídico e operacional que orienta as ações da Marinha do Brasil e outros órgãos competentes.

⁴⁶ Embora o termo 'estadocêntrico' não esteja dicionarizado, a realidade é que se trata de uma palavra formada a partir de um processo de composição morfológica, uma vez que é composta por dois radicais: 'estad' e 'cêntrico' (GONÇALVES, 2017a).

Antes disso, o Brasil viveu um período, desde a criação da Petrobras, de alternância de governo: ora mais centralizador – com Getúlio Vargas (1951-1954) –, ora mais liberal e capitalista - com Fernando Collor de Mello (1990-1992) e Fernando Henrique Cardoso (1995-2003)⁴⁷. A volta do perfil de governo mais centralizador, de 2002 a 2016⁴⁸, impulsionou o desenvolvimento da produção do petróleo gerando, conseqüentemente, redução da dependência externa. Essas variáveis distintas influenciaram o pensamento político e, por decorrência, políticas públicas⁴⁹. De igual modo, o contexto que permitiu a criação da Lei do Petróleo, em 1997, se refletiu na característica básica da concessão: a propriedade do óleo e dos bens é da empresa detentora do direito de exploração, que arca com riscos e paga participações governamentais.

Outros elementos relacionam-se com esse núcleo básico: ajuste fiscal, baixo crescimento econômico, ausência de *boom* de commodities e baixa capacidade de investimento do Estado. A necessidade de ajuste fiscal está relacionada com o fraco desempenho da balança comercial e com o baixo crescimento econômico, ao mesmo tempo que a débil capacidade de investimento do Estado é a outra face da moeda do ajuste fiscal. Esses elementos combinados apresentam uma das alegações dos formuladores de políticas quanto à necessidade de atração de capital privado: a impossibilidade de o Estado investir suficientemente para otimizar o resultado nos diferentes setores reformados. No caso específico do petróleo, alegava-se ausência de recursos do governo e da Petrobras para investimento adequado às demandas do setor (TROJBIKZ, 2017, p.775).

O contexto político vivido pelo Brasil com a descoberta do pré-sal trouxe a mudança do marco regulatório para uma visão mais nacionalista e desenvolvimentista (PAPI, 2016). A Petrobras, que tinha perdido o monopólio político do setor conseguiu garantir o monopólio

⁴⁷ “A partir dos anos 1980, a agenda atrelada ao “Consenso de Washington” passou a ser profusamente adotada pelos governantes da América Latina. A emergência deste novo consenso mundial resultou na revisão das políticas para o setor de energia no Brasil. Especificamente no caso da indústria de petróleo e de gás natural, o governo brasileiro promoveu mudanças no plano institucional com a finalidade de criar um novo ciclo de investimentos nesta indústria, atraindo a entrada de novas empresas (nacionais e multinacionais) para o setor. Além disso, no plano macroeconômico, a sobrevalorização do real e a abertura comercial tiveram importantes reflexos sobre a dinâmica da indústria em questão” (RIBEIRO; NOVAES, 2014, p. 36).

⁴⁸ “Com o governo Lula, o processo de repactuação das relações federativas com maior protagonismo da União, não parece ter cedido, pois além das questões econômicas e fiscais, as políticas sociais, como a de Assistência social passaram a receber especial atenção por parte do governo que passou a formular amplamente a agenda de políticas na União, ficando os estados esvaziados nesta relação e os municípios em situação de implementadores/executores da política nacional” (PAPI, 2016, p. 4).

⁴⁹ “Em primeira instância o Pré-sal fortaleceu o discurso econômico do Governo Lula e posteriormente de Dilma Rousseff. Pela superação, em 2006, dos limites impostos pela grande dependência de petróleo importado, o Pré-sal teria a finalidade de sustentar o crescimento econômico do país. A nova realidade nacional de possível exportador de petróleo configurava uma situação em que os investimentos afluíam de maneira ininterrupta. Esse afluxo de capitais permitiria altas taxas de desenvolvimento. O mantra do crescimento econômico como sinônimo de modernização nacional tomava conta dos discursos políticos do Governo Federal” (MARTINEZ; COLACIOS, 2016).

econômico até a mudança da Lei 12.351/2010 (BRASIL, 2016), que desobrigou a empresa de ser operadora única dos campos pré-salínicos. Ao mesmo tempo, houve relativa diluição das atribuições das agências reguladoras, como a ANP, com consequente ganho de atuação do CNPE e criação da EPE (Empresa de Pesquisa Energética)⁵⁰ concomitante ao papel da Petrobras como instrumento de política pública.

O conjunto das três leis de 2010, considerado o marco do pré-sal, trouxe considerável aumento da participação estatal no setor de P&G com a criação da PPSA e com a Petrobras operadora de consórcios e isenta de participação governamental da produção em cessão onerosa. Em contrapartida, a flexibilização de sua participação nos campos do pré-sal, após 2016, retomou a abertura ao mercado ao setor de P&G, refletindo uma redução no perfil intervencionista do Estado. Há que se notar que as mudanças acompanham o cenário global de redução da produção da OPEP, buscas por novos recursos renováveis e mais limpos, ou menos poluidores, e maiores desinvestimentos das empresas com mais *joints*.

Tantas alterações em um período histórico relativamente curto trazem a necessidade de se analisar pontos específicos nos quais os modelos contratuais divergem ou convergem, com seus pontos fortes e fracos, para entender qual seria mais alinhado com a visão da Defesa.

2.2 Análise comparativa dos contratos aplicada à Defesa

A análise das mudanças dos regimes em relação à Defesa é um caminho para se levar ao entendimento acerca do controle estatal o setor de P&G. Para efeitos de comparação entre os três modelos principais elucidados no trabalho, tornou-se pertinente o uso de indicadores para avaliar em quais pontos cada modelo é mais forte, mais fraco e/ou mais estratégico para o país na visão da Defesa. Isso porque o uso de indicadores permite a análise mais aprofundada de dados específicos relevantes aplicados ao caso concreto, abrangendo a eficiência e a gestão de determinado objeto observado (BONFIM, MACEDO e MARQUES, 2013).

Por isso, os indicadores estudados a seguir dividiram os contratos em quatro pontos distintos de análise das diferentes características. Foram levados em consideração pontos sobre capacidade de fiscalização das embarcações, segurança jurídica dos contratos e percentual de

⁵⁰ A EPE é responsável por elaborar análises e projeções sobre petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis no âmbito dos estudos de médio e longo prazo. Os principais produtos elaborados por esta área são o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás, os Estudos de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (relacionados a gasodutos de transporte), o Boletim de Conjuntura da Indústria do Petróleo, a Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis e os Cenários de Oferta de Etanol e Demanda do Ciclo Otto. Além desses produtos, também são elaborados outros estudos específicos relacionados a estas fontes de energia.

participação governamental, maior ou menor participação de empresas estrangeiras e quais contratos são utilizados no mundo, divididos por regiões e não por países, para facilitar o estudo devido à grande quantidade de dados individualizados.

Uma característica importante em relação ao setor, advinda com a descoberta do pré-sal, é o aumento do nível de investimentos por conta da redução do risco exploratório das jazidas⁵¹. Isso se reflete nos regimes contratuais: o modelo de concessão é utilizado quando há grande risco exploratório – neste caso, o óleo retirado pertence à empresa com direito exploratório e a União recebe taxas e *royalties* referentes a essa extração; o modelo de partilha é utilizado para extrações de baixo risco com maior possibilidade de existência de óleo – a empresa vencedora da licitação é aquela que ofertar maior parcela de óleo para a União (BRASIL, 2017).

O modelo de concessão é adotado com sucesso em países que têm grande produção de petróleo com maior risco, como Estados Unidos e Noruega, enquanto países com menor risco exploratório, como Angola, Nigéria e Indonésia adotam o modelo de partilha.

2.2.1 *Indicador 1: Capacidade de fiscalização a bordo da embarcação de P&G*

Pelo fato das novas regras no marco do pré-sal estabelecerem o fim do operador único, ampliando a gama de atores em um sistema complexo e sujeito a instabilidades econômicas e políticas, a atenção não pode ficar restrita às leis. É necessário também que seja levado em conta o contexto estratégico da defesa nacional, uma vez que:

Uma estratégia de inserção soberana implica estabelecer um controle nacional sobre as decisões estratégicas e garantir que esta descoberta se transforme em uma grande alavanca do desenvolvimento nacional e, com isso, da projeção geopolítica do país. As mudanças no marco regulatório, consolidadas na legislação em 2010, tinham este objetivo (SCHUTTE, 2012b, p. 88).

O controle do Estado não se limita à regulação e atuação no setor por meio de empresas e organismos públicos. A atuação da Marinha na E&P *offshore* já era prevista bem antes da mudança legal. Conforme sinaliza Schutte (2012a, p.17), a organização militar recebe recursos advindos da exploração para fiscalizar e proteger as áreas produtoras: “A legislação anterior ao

⁵¹ “[...] uma conclusão se impõe: em áreas do “Pré-sal” é baixo o risco exploratório e são elevadas as capacidades das jazidas existentes” (LIMA, 2008).

pré-sal (Lei 7.990/1989 e Lei 9.478/1997) já tinha estabelecido, a respeito da lavra que ocorre na plataforma continental que, de 15% a 20% devem ser destinados ao Comando da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção”.

O autor explica que, além disso,

[...] embora a parceria entre a Petrobras e a Marinha do Brasil date do início das atividades de exploração e produção no litoral brasileiro, nos anos 1980, o pré-sal deve intensificar este envolvimento da Marinha. Foi neste âmbito que as duas instituições assinaram um memorando de entendimento que prevê o desenvolvimento de tecnologias aplicadas ao ambiente marítimo (SCHUTTE, 2012a, p. 17).

A participação da Marinha na defesa das áreas *offshore* ganhou relevância após o pré-sal, principalmente porque as jazidas estão localizadas a cerca de 300 quilômetros da costa, na Amazônia Azul⁵². Essa parceria, de operadoras com a Marinha, não se limita à segurança da navegação e/ou defesa nacional, mas perpassa o desenvolvimento de pesquisas e tecnologias que permitem ao governo o conhecimento mais amplo de seu território marítimo e áreas adjacentes (ASSOCIAÇÃO DOS DIPLOMADOS DA ESCOLA SUPERIOR DE GUERRA, 2011).

Em se tratando da fiscalização das instalações e embarcações nessas áreas de exploração *offshore*, a autoridade pode ter seu poder limitado, caso sejam de propriedade de empresa concessionária estrangeira, assim como o óleo e o gás extraídos. A Marinha tem autoridade, junto com a Polícia Federal e outros órgãos pertinentes a cada caso, sob as Áreas Jurisdicionais Brasileiras (AJB)⁵³, mas o poder jurisdicional a bordo não é exercido plenamente sob a bandeira da embarcação, a não ser nos casos previstos na Convenção (CNDUM III). Pelo regime de partilha, a propriedade das embarcações passa a ser do Estado quando a contratada encerra a

⁵² É a área marítima que compreende a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) brasileira, cujo limite exterior é de 200 milhas náuticas, tem uma área oceânica aproximada de 3.539.919km², os quais, somados aos cerca de 950.000km² de plataforma continental reivindicados junto à Comissão de Limites da Plataforma Continental da ONU, perfazem um total de 4.489.919km² (ASSOCIAÇÃO DOS DIPLOMADOS DA ESCOLA SUPERIOR DE GUERRA, 2011).

⁵³ “1. As águas marítimas abrangidas por uma faixa de doze milhas marítimas de largura medidas a partir da linha de baixa-mar do litoral continental e insular brasileiro tal como indicada nas cartas náuticas de grande escala reconhecidas oficialmente no Brasil (Mar Territorial); 2. As águas marítimas abrangidas por uma faixa que se estende das doze às duzentas milhas marítimas contadas a partir das linhas de base que servem para medir o Mar Territorial que constituem a Zona Econômica Exclusiva (ZEE); 3. As águas sobrejacentes à Plataforma Continental (PC) quando esta ultrapassar os limites da Zona Econômica Exclusiva; e as águas interiores compostas das hidrovias interiores assim consideradas rios lagos canais lagoas baías angras e áreas marítimas consideradas abrigadas” (NAVIOS E PORTOS, c2018).

exploração, sendo ressarcida pelos custos incorridos, conforme o dispositivo legal, o que permite o exercício pleno do direito de fiscalização a bordo sem a necessidade de permissão (NAVIOS E PORTOS, c2018).

O dispositivo legal da Cessão Onerosa não trata da propriedade dos ativos e bens do petróleo já que a operação é única e exclusiva da NOC.

2.2.2 *Indicador 2: Segurança jurídica e participação governamental*

Conforme a Lei 9.478/1997 (BRASIL, 1997), a principal característica do regime de concessão nos moldes brasileiros é que a empresa concessionária detém a propriedade do petróleo e do gás somente depois da produção. Os hidrocarbonetos não produzidos continuam de propriedade da União, de acordo com previsão constitucional. Além da produção, os riscos também são da empresa. A concessão permite que a Petrobras atue com outras empresas, mas gera uma centralização em sua participação.

No caso da cessão onerosa, Lei 12.276/2010 (BRASIL, 2010a), há a garantia da atuação da Petrobras em campos com produção limitada a 5 bilhões (boe). Esse limite é determinado a partir de laudos técnicos de entidades certificadoras e com avaliação da ANP e da Petrobras. As duas entidades também devem aprovar o contrato após fixação do preço inicial. Nesse modelo, há uma cláusula de reavaliação do preço das reservas no prazo máximo de 24 meses, se o preço subir, a Petrobras pagará a diferença à União, e se ele cair, ocorrerá o inverso.

Os fatores levados em consideração para a cessão onerosa são: volume de óleo, curva de produção, investimentos, custo de produção, taxa de desconto, ambiente fiscal (participações governamentais), grau do desenvolvimento das reservas/conhecimento e cenário de preço futuro. Há uma maior centralização de E&P por parte do Estado nos contratos de cessão onerosa porque a Petrobras, como uma empresa de economia mista com maior acionista sendo a União, sua política e estratégia empresariais refletem a visão governamental.

Outra grande questão importante para a competição nacional é a política de conteúdo local, que gera muitas controvérsias, principalmente em relação à capacidade das empresas fornecedoras em produzir e entregar os bens contratados. De igual modo é a política de óleo e gás que, desde 2003 estava focada na autossuficiência, mas, depois da mudança no marco regulatório, passou a dar maior atenção à atração de investimentos, já que o regime de partilha permite maior competitividade das empresas.

Por conta disso, o regime de partilha previsto na Lei 12.351/2010 (BRASIL, 2010c), passou, desde 2016, a permitir que a Petrobras escolhesse campos de seu interesse, abrindo mão

daqueles que não se mostram atrativos, permitindo que outras empresas explorem os poços sem sua participação no consórcio. Sendo assim, abriu-se a possibilidade de consórcios formados somente com empresas estrangeiras vencedores de licitações de blocos inteiros.

Nesse regime, a União não assume riscos das atividades, a não ser que resolva investir diretamente. Esses riscos são assumidos pelos contratados. Com a produção, há o ressarcimento dos investimentos para as empresas. Antes de contratar, todavia, a União faz uma avaliação do potencial das áreas. Caso decida, poderá contratar diretamente a Petrobras, através da PPSA.

Complementando o marco regulatório do pré-sal, a criação da PPSA objetiva diminuir a assimetria de informações entre a União e as empresas de petróleo por meio da atuação e acompanhamento direto de todas as atividades na área de E&P, em especial em relação ao custo de produção do óleo e à gestão dos contratos, participando, para isso, dos comitês de gestão, com poder de voto e veto. Ressalta-se que a PPSA não assume riscos e não possui ativos, não realizando, portanto, investimentos diretos, somente os contratos com a Petrobras. “Pelo modelo de partilha, os custos da empresa para explorar e extrair o petróleo (custo óleo) são inteiramente ressarcidos pelo governo. No modelo de concessão, os custos são integralmente assumidos pelo investidor.” (SCHUTTE, 2012, p.30).

Os gastos das empresas não se limitam às atividades de operação propriamente ditas ou às importações de petróleo e gás. Os contratos preveem também investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I). A ANP incluiu cláusulas de PD&I nos contratos de toda a cadeia *upstream* e *downstream* desde 1998, estabelecendo a obrigação para as contratadas de aplicar recursos em atividades qualificadas. O montante aplicado varia de 0,5% a 1% da receita bruta de produção, conforme disposições específicas de cada modalidade de contrato, e é aplicado em programas de formação de recursos humanos, bolsas de estudo de graduação, mestrado e doutorado em Instituições de Ensino Superior e também bolsas para pesquisadores visitantes (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO 2017).

Esse volume de investimentos com PD&I se traduziu em R\$ 862 milhões, em 2015 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO 2017), dos quais R\$ 17,7 bilhões foi gerado de participações governamentais (R\$ 11,8 bilhões em royalties e R\$ 5,9 bilhões em participação especial). As participações governamentais tiveram 28,9% destinados aos estados produtores ou confrontantes (limítrofes); 34,2% aos municípios produtores ou confrontantes, 28,2% à União, da seguinte forma: Comando da Marinha com 9,1%, Ministério da Ciência e Tecnologia com 6,4%, o Fundo Social com 12,7%, 8,1% ao Fundo Especial dos estados e municípios e 0,4% para Educação e Saúde.

Os Estados que mais se beneficiaram com *royalties* foram: Rio de Janeiro, com 25,5%

do valor nacional total, e 64,4% do total destinado aos estados produtores; Espírito Santo, com 7,8% do valor nacional total e 19,7% do total dos estados produtores; e São Paulo, com 5,7% do valor nacional total e 14,5% do total dos estados produtores. O Estado do Rio de Janeiro foi o maior produtor nacional de petróleo e de gás natural e seus municípios mais beneficiados foram Niterói, Maricá e Campos dos Goytacazes, além de Ilhabela em São Paulo.

Das participações especiais, 50% são destinadas à União, distribuídas entre o MME, Ministério do Meio Ambiente e Fundo Social; 40% são destinados aos estados produtores ou confrontantes e 10% aos municípios produtores ou confrontantes.

Essa participação Estatal no mercado de P&G permite que a União tenha um controle mais consistente da produção e das receitas por conta da magnitude das reservas com baixo risco exploratório. Um grande aumento da produção é acompanhado por um aumento dos recursos aos entes federativos, potencializando, em contrapartida, riscos de desequilíbrio e dependência desses recursos. Nesse cenário, uma participação especial do Estado se torna inviável por estar sujeita à repartição de receitas, o que reforça a questão da distribuição entre os entes federativos.

Por essa razão, a modificação da participação governamental (*government take*) para a participação em bens ou ações da concessionária, ou em partilha da produção, foi instituída por lei. No regime de concessão, essa participação se trata do valor que é pago ao governo do país produtor por meio de impostos (diretos ou indiretos) e taxas de exploração (BRASIL, 1997). No regime de partilha, a empresa reparte sua produção em óleo com o governo e há redução nos tributos pagos⁵⁴ (BRASIL, 2010c).

2.2.3 *Indicador 3: Flexibilização do Estado e participação estrangeira*

A principal diferença em relação ao controle estatal se dá porque, no regime de concessão (BRASIL, 1997), há a atuação de uma empresa de economia mista controlada majoritariamente pela União, a Petrobras, e também uma agência reguladora independente, a ANP. Por outro lado, no regime de partilha (BRASIL, 2010c), pelo que se nota, há a atuação da Petrobras, da ANP e de uma empresa cem por cento estatal, que é a PPSA, criada especificamente para gerir e fiscalizar os contratos.

No regime de concessão, a participação governamental fica restrita praticamente às

⁵⁴ As diferenças de participação governamental são vistas com maior profundidade nas explicações dos tipos contratuais a partir do tópico 2.2.2.

remunerações devidas ao Estado: bônus de assinatura, *royalties*, tributação sobre bens e serviços, taxas especiais de retorno e remuneração por tamanho do bloco. A respeito do controle estatal, Carlos Gomes analisa:

O contrato de concessão propicia ao Estado um menor controle sobre as fases de exploração e produção, bem como um menor controle sobre a política comercial (comercialização) do petróleo extraído, que é de propriedade do concessionário e que, portanto, decide a quem vende e a quanto vende, bem como se exporta ou não. O concessionário, portanto, possui o direito de controlar integralmente o processo, da exploração à comercialização, em uma área específica e por um certo período de tempo (2009, p.10).

Nesse modelo, o controle pelo Brasil acaba ficando restrito às participações e à possibilidade de restrição da venda ou exportação da produção em caso de risco de desabastecimento do país, por interesse ou emergência nacional.

Já em relação à partilha (BRASIL, 2010c), como o pré-sal possui baixo risco exploratório, com grande volume de óleo e gás, vence a licitação quem der maior participação ao Estado na produção, admitindo o bônus de assinatura, que não é requisito obrigatório para avaliação da proposta. Na concessão, o foco é no bônus, pago antes do contrato assinado com por meio de *royalties* e outras participações durante a vigência do contrato. Na partilha, o foco é no volume de produção partilhado, com pagamento de *royalties* e outras taxas previstas no contrato durante a vigência deste. Além do pagamento em produção, a Lei prevê que o Estado (contratante) tenha sob sua gestão, pela PPSA, o controle gerencial do projeto de E&P e também dos equipamentos utilizados que deixam de ser do concessionário e passam a ser propriedade do Estado. Esse pagamento da produção pode ser feito em óleo *in natura* ou em dinheiro, a critério da PPSA. Parte da produção *in natura* pode ser vendida ou armazenada a critério do Estado.

A criação da PPSA foi regulamentada por lei (BRASIL, 2010b) porque a ANP não tem a prerrogativa de comercializar a produção pelo fato de ser uma agência reguladora e não uma empresa estatal. O surgimento de uma nova entidade controlada pelo Estado funciona como solução para o conflito que surgiria, uma vez que a ANP não comercializa produtos e a Petrobras não é uma empresa estatal, mas sim uma sociedade de economia mista – é controlada majoritariamente pela União, mas também tem outros acionistas em competição no mercado.

Além de maior participação estatal através das três empresas (Petrobras, ANP e PPSA), a abertura do setor para a competição não só favorece empresas estrangeiras, mas deveria estimular o surgimento de outras empresas nacionais, a exemplo da Petro Rio S.A., fundada em 2008 e que hoje consta como uma grande operadora independente. Outras empresas menores

passaram a ter maior abertura para atuação no setor, que antes era monopolizado pela Petrobras.

Do ponto de vista mercadológico, maior abertura e competitividade significam mais investimentos e mais participação empresarial. Contudo, sob o aspecto da defesa nacional, caso não haja devida atenção ao desenvolvimento de empresas nacionais competitivas e à atuação do Estado, a crescente atuação estrangeira pode significar um aumento da vulnerabilidade nacional. Neste sentido, o equilíbrio se daria por meio de uma maior atuação fiscalizadora do Estado – iniciada com a ANP e, posteriormente, com atuação da PPSA.

Em relação a essa questão, Almeida esclarece que:

No governo Lula, a Petrobras recupera sua influência no setor, enquanto a ANP continua em processo de enfraquecimento. O CNPE ganha importância, assumindo decisões estratégicas do setor, e também relegando a ANP a ações operacionais. Além disso, em 2004 é criada a EPE (Empresa de Planejamento Energético), com o objetivo de fornecer informações e subsídios relativos à oferta e demanda de insumos energéticos no mercado doméstico), que também absorve atribuições da ANP (2011, p 126).

Esse esvaziamento da ANP com atuação de outros órgãos é tratado pelos autores, que consideram que “o maior protagonismo do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), que é órgão colegiado, retirou da ANP decisões estratégicas do setor, como, por exemplo, a de iniciar estudos para desenvolver novo marco regulatório após a descoberta de petróleo no pré-sal brasileiro” (TROJBICZ; LOUREIRO, 2017, p.203).

Mas, a atuação da ANP como entidade reguladora forte, também pela visão dos autores, não foi totalmente restabelecida como a legislação de 1997 previa porque “a própria existência da PPSA, ainda que com atribuições específicas quanto ao gerenciamento dos consórcios exploratórios do pré-sal, implica redistribuir atividades de inteligência do setor e, nesse sentido, diminui a abrangência das atividades da ANP em relação às anteriormente estabelecidas” (TROJBICZ; LOUREIRO, 2017, p. 203).

Onde existia a atuação concentrada e monopolista do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Petrobras, houve o surgimento de outras entidades atuantes no setor após a Lei 9.478/97, como a ANP, que foi criada por esse ordenamento. Em 2003, foi criado o CNPE; em 2004 surge a Empresa de Planejamento Energético; e, em 2010, é criada a PPSA. Atualmente, existem seis empresas distintas operando em nome do Estado brasileiro (MME, ANP, Petrobras, CNPE, EPE e PPSA), o que pode ser ponto positivo para o controle e fiscalização, já que “uma maior centralização seria desejável porque o governo central teria mais condições para promover uma política industrial em torno da exploração do pré-sal e lidar com a

complexidade em torno da volatilidade da renda” (SCHUTTE, 2012, p.30).

Isso, contudo, não garante alinhamento e controle, uma vez que a diversificação permite maior multiplicidade de interesses e visões. Mas, a ‘*contrário sensu*’, maior flexibilização e abertura de mercado para competição também não indica obrigatoriamente perda de controle estatal.

Para entender essa dinâmica de atuação e interesses de outros agentes na região, foi necessário fazer um mapeamento do pré-sal para esta pesquisa. Entendendo essas reservas petrolíferas estão na região da ZEE (Zona Econômica Exclusiva)⁵⁵ brasileira, é possível visualizar como o aumento de atores influencia, ou deveria influenciar, a estratégia de defesa nacional no sentido de salvaguardar os recursos nacionais.

A atuação de agentes econômicos não-estatais no país sofre uma modificação, não só por causa do pré-sal, mas porque, com a descoberta, surgiu uma alternativa para o contexto de fim do superciclo das commodities⁵⁶ e de emergência do óleo e gás de folhelho, ou xisto (conhecidos como *tight oil* e *xale gas*)⁵⁷ em um ambiente de mudança econômica mundial que afetou diretamente o mercado de P&G.

As empresas passaram a adotar medidas mais flexíveis e desinvestimentos, com reflexo na adoção do modelo de partilha, que além de trazer uma maior abertura à concorrência estrangeira também permitiu que pequenas empresas nacionais participassem de consórcios e JV, aumentando a competitividade interna. Os outros atores alheios atuando no Brasil, além dos Estados (vistos anteriormente com atuação muitas vezes militar), são os agentes econômicos não-estatais, ou empresas presentes no país através de licitação, *joints* ou consórcios.

Importante lembrar algumas datas e ressaltar outras para compreender o dinamismo histórico: o anúncio das descobertas de óleo leve nessa região do pré-sal foi feito em 2007; a

⁵⁵ “A Zona Econômica Exclusiva é uma zona situada além do mar territorial e a este adjacente...” (CNUDM, art. 55) e “...não se estenderá além de 200 milhas marítimas das linhas de base a partir das quais se mede a largura do mar territorial” (ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS, 1992, n.p.).

⁵⁶ O superciclo das commodities foi um contexto de alta dos preços das matérias-primas por um período temporal prolongado, que levou muitos especialistas a acreditarem em uma situação de relativo “conforto” para investimentos de longo prazo, que era muito comum para P&G. A crise do *subprime* de 2008 nos EUA refletiu em uma queda brusca nos preços gerando muitos prejuízos, a saber no petróleo que teve uma alta recorde seguida de uma queda acentuada. Isso fez com que a OPEP adotasse uma postura de retenção da produção, obrigando países “não-OPEP” a buscarem alternativas, contexto em que o pré-sal foi divulgado (JUSTO, 2013).

⁵⁷ O óleo e gás de xisto trouxeram para os EUA a expectativa da independência do petróleo mundial, uma vez que o aumento considerável de sua produção permitiu a certos estados a recuperação mais rápida da crise de 2008 ao mesmo tempo em que reduziu a necessidade de consumo de petróleo e gás convencionais. Mesmo assim, EUA ainda é um grande consumidor de hidrocarbonetos convencionais perdendo apenas para a China que se tornou o maior consumidor mundial, importando principalmente do Brasil (EXAME, 2013).

reserva do campo de Libra foi divulgada em 2010; o primeiro leilão com participação da Petrobras, juntamente com outras quatro empresas, foi realizado em 2013; o novo marco legal entrou em vigor em 2016, após sanção presidencial; novos leilões, com novas regras e interesses de investidores, foram marcados em 2017, culminando da 15ª rodada de licitações em regime de concessão e na 3ª rodada de licitação de blocos em partilha de produção.

A participação de empresas estrangeiras, após a última alteração do marco regulatório, pode ser percebida na região do pré-sal, especificamente na Bacia de Santos. Lá, atuam as anglo-holandesas BG e Shell, a espanhola Repsol Sinopec, a portuguesa Petrogal, a francesa Total, além da estatal chinesa CNOOC.

Já na Bacia de Campos, operam as empresas estrangeiras Statoil, Repsol Sinopec e BP. O Consórcio de Libra, nesse local, é formado pela Petrobras (operadora com 40%), Shell (20%), Total (20%) e as chinesas CNPC e CNOOC (ambas com 10%), tendo como gestora do contrato de partilha da produção a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA).

Desse contexto, percebe-se que a propriedade das reservas de petróleo e gás natural hoje é compartilhada por muitas empresas de diversos países. Algumas vezes elas atuam sozinhas, mas o que tem sido muito comum são os consórcios e *Joint Ventures* de NOCs com as não-estatais, ou IOCs⁵⁸.

Com o intuito de esclarecer essa participação estrangeira, a tabela a seguir mostra a lista das 17 empresas que venceram a 15ª rodada de licitação de concessão (final de 2017) e 7 da 3ª rodada de partilha (início de 2018) do pré-sal com seus respectivos países, de acordo com divulgado pela ANP⁵⁹.

⁵⁸ Vide nota explicativa nº 45.

⁵⁹ Os dados da 15ª rodada e das demais são divulgados regularmente no site da ANP e trazem as informações das empresas consorciadas bem como suas respectivas porcentagens de participação, blocos arrematados e bônus pagos (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2017b).

Tabela 2 - Empresas vencedoras de campos do pré-sal (continua)

Empresa	Blocos em concessão	Blocos em Partilha	País
BP Energy	2	2	Reino Unido
Chevron	4	-----	EUA
Exxon Mobil	8	1	EUA
Murphy Exploration	2	-----	EUA
Petrogal Brasil	1	-----	Portugal
QPI Brasil	4	1	Catar
Queiroz Galvão	2	-----	Brasil
QPI Brasil	4	1	Catar
Queiroz Galvão	2	-----	Brasil
Repsol Sinopec	3	-----	Espanha
Shell Brasil	4	1	Reino Unido
Statoil Brasil	4	0	Noruega
Wintershall Holding	7	-----	Alemanha
Petrobras	-----	2	Brasil
CNOOC	-----	1	China
CNODC	-----	1	China
Total	0	-----	França

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (2017). Elaborado pelo autor.

As 17 empresas constantes nessa tabela foram as vencedoras das rodadas de licitação de campos do pré-sal, de acordo com dados obtidos dos relatórios online da ANP. Indo além do pré-sal, o anuário de 2017 apresenta as empresas atuantes em E&P no Brasil em campos em terra e mar. A tabela a seguir foi desenvolvida com base nesse anuário e considerou outras empresas que não foram citadas na tabela anterior:

Tabela 3 - Empresas atuantes no Brasil em 2017 (continua)

Empresa	País de origem
Sinochem Petróleo	China
Frade	Japão
ONGC Campos	Índia
Petro Rio	Brasil
OGX / Eneva	Brasil / EUA
Gran Tierra	EUA
Petrosynergy	Brasil

(Conclusão)

Empresa	País de origem
SHB	Vietnam
Nova Petróleo Rec	Brasil
Partex Brasil	Emirados Árabes
Queiroz Galvão	Brasil
Recôncavo E&P	Brasil
OP Pescada	Brasil
Petro Vista	Canadá
UTC EP	Brasil
UP Petróleo	Canadá
Santana	Brasil
Alvopetro	Canadá
Geopark Brasil	Independente
Brasoil Manati	Brasil
Parnaíba Gás Natural	Brasil
IPI Oil	Brasil
TDC	Brasi
Vipetro	Brasil
EPG Brasil	Brasil
BPMB Parnaíba	Brasil
Sonangol Guanambi	Angola
Central Resources	Independente
Egesa	Brasil
Leros	Brasil
Severo Villares	Brasil
Aurizônia Petróleo	Brasil
Guto & Cacal	Brasil
ERG	Brasil
Panergy	Brasil
Phoenix Petróleo	Brasil
Quantra	Brasil

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (2017). Elaborado pelo autor

Desse total de 47 empresas, 25 são nacionais e 19 são estrangeiras, das quais, 4 são estatais (NOCs) e as demais são privadas (IOCs). A BG Brasil teve uma fusão com a Shell; a OGX foi comprada pela americana Eneva; e a Partex é uma *holding* dos Emirados Árabes com empresas em Omã, Iraque, Cazaquistão, Argélia, Angola, Panamá e Libéria (no caso desta *holding*, as subsidiárias no Cazaquistão, Angola, Brasil, Argélia e Libéria são registradas nas Ilhas Cayman). A OP Pescada comprou as empresas americanas do grupo El Paso. A UP Petróleo foi comprada por um grupo canadense. A Geopark e a Central Resources se consideram independentes com filiais em diversos países, não identificando país de registro em

seus websites. A maioria das empresas brasileiras listadas pela ANP são pequenas e prestam serviços em consórcio com a Petrobras. Elas atuam na maior parte no Nordeste do país e muitas delas têm seus registros em Mossoró, Recife e Salvador.

Além das empresas já citadas nas tabelas 3 e 4, ainda operam no Brasil a Venezuelana PDVSA, as russas Gazprom e Rosfnet, a alemã DEA Deutsche Erdoel AG, a australiana Karoon, a tailandesa PTTEP Brasil e a chinesa TEK Óleo e Gás (CATOZZO, 2017).

O Centro Offshore⁶⁰, dinamarquês, elaborou uma lista dessas empresas dividindo-as em: empresas que estão produzindo; empresas com concessões para desenvolvimento de campos; e as com concessões para perfuração de blocos, conforme tabela a seguir que ignorou as empresas que já apareceram anteriormente:

Tabela 4 - Outras empresas atuantes no Brasil

Produzindo	Desenvolvendo Campos	Perfurando Blocos
Repsol YPF (ES)	El Paso (da OP Pescada – BR)	Silver Marlin (BR)
Devon Energy (EUA)	Esso Campos (EUA)	Nord Oil (CA)
SK Brasil (KR)	Potioleo (da Aurizônia – BR)	Oil M&S (AR)
Unopaso (EUA)	UniPaso (EUA)	Eni Oil (IT)
Coplex (BR)	Anadarko (EUA)	Mercury (UK)
Coral (BR)	Norsk Hydro (NO)	Encana (EUA)
BS-3 (BR)	Também entram nessa lista: Petrosynergy, Shell, Chevron, Total, Frade, Brasoil, Quantra, Aurizônia, Petrogal e Phoenix (totalizando, nessa tabela, 44 empresas, das quais 29 são estrangeiras e 15 brasileiras)	Vitoria (BR)
W. Washington (BR)		Newfield (EUA)
Norse (NR)		Hess Corp. (EUA)
Brazalta (BR)		Cisco O&G (EUA)
Rio das Contas (BR)		Woodside (AU)
Orteng (CA)		Maersk Brasil (NO)
Starfish (BR)		Codemig (BR)
Delp Eng (BR)		Logos (EUA)

Fonte: Offshore Center (2015). Elaborado pelo autor.

Quando se trata de perfuração de blocos e desenvolvimento de poços, nem sempre as operadoras são as petrolíferas, a exemplo da Maersk que realiza serviços para outras empresas, mas ela mesma não explora petróleo e nem produz no Brasil (a Maersk Oil não atua mais no

⁶⁰ O Centro Offshore é um instituto de pesquisa e inovação da Dinamarca que foca seus estudos nas áreas offshore de energia de O&G, vento, marítima e energia das ondas (OFFSHORE CENTER, 2015).

país como operadora, mas é uma empresa de perfuração com plataformas e sondas próprias que atua em outros locais do mundo).

Ainda, algumas empresas petrolíferas se desenvolveram criando subsidiárias para atuarem em todas as etapas do *upstream* e *downstream* – desde a exploração e produção até a distribuição e comercialização –, como a francesa Total, que comprou algumas refinarias da Petrobras quando esta realizou seus desinvestimentos.

2.2.4 Indicador 4: Adoção dos contratos por região geográfica

A tabela a seguir mostra a distribuição por tipo de contrato e foi baseada em informações da empresa de consultoria Wood Mackenzie (DRILLING CONTRACTOR, 2015) e no guia global 2016 da EY⁶¹, levando-se em consideração as regiões no mundo que produzem ou comercializam hidrocarbonetos.

Tabela 5 - Tipos de contrato por região geográfica

Região	Concessão	Partilha	Misto	Outros (JV ou serviços)
África	√	X		
América do Norte	X	√		
América Central				X
América do Sul	X	√		
Europa	X		√	
Ásia		√	X	
Oriente Médio	X	X		√
Oceania	X	X		

Legenda:

X - Predominância do tipo contratual na região

√ - Incidência do tipo em alguns países

Fonte: EY (2016); DRILLING CONTRACTOR (2015). Elaborado pelo autor.

Conforme observa-se na tabela, a África tem a predominância da partilha, mas alguns países adotam a concessão. Na América do Norte é o contrário: há predominância de concessão com um pouco de partilha. Na América Central predomina o contrato de serviços ou JV.

⁶¹ A empresa EY divulga o Guia Global de Regimes Fiscais trazendo uma análise, por país, dos tipos de contratos e outras características. Esse guia foi utilizado na elaboração da tabela juntamente com um mapa da Wood Mackenzie para concentrar os tipos por regiões, facilitando a visualização e esse estudo, que não levou em consideração as características peculiares dos países. A pretensão aqui não é esgotar o tema, apenas elucidar a utilização das modalidades contratuais e sua distribuição e/ou concentração no mundo (EY, 2016).

A América do Sul segue o padrão da América do Norte, com predominância de concessão. Isso também ocorre no Brasil, porque a partilha ainda é muito recente no ordenamento jurídico brasileiro e foi adotada para o pré-sal e áreas estratégicas, não incidindo sobre outras áreas e nem sobre poços em terra (*onshore*). A Europa também tem predominância da concessão com algumas exceções que adotam o regime misto.

Na Ásia prevalece o regime misto, com alguns países adotando partilha. A Oceania segue em equilíbrio, com alguns países adotando concessão e alguns adotando partilha sendo praticamente o mesmo número (EY, 2016; DRILLING CONTRACTOR, 2015).

No Brasil, de acordo com a ANP (2017, p. 31), existiam 755 áreas sob contratos, assim subdivididas: 312 blocos na fase de exploração, 70 campos em desenvolvimento da produção e 373 campos na etapa de produção. Na exploração, 117 foram blocos em mar, 194 em terra e 1 terra/mar. Dos 312 blocos exploratórios sob concessão e em atividade, a Petrobras participou de 104 (49 em concessão exclusiva, e outras 55 em parceria). Dos campos em desenvolvimento, 34 eram marítimos e 36 terrestres (somando 70 campos), 28 dos quais a Petrobras teve cem por cento dos contratos.

Outras empresas com contratos, consorciadas ou não entre si e com a Petrobras, são: Alvopetro, Barra Bonita, Barra Energia, BG Brasil, BP Energy, BPMB Parnaíba, Brasoil Cavalinho, Brasoil Manati, Chevron Brasil, Engepet, EP Energy Pescada, Espigão, Geopak Brasil, Imetame, Máxima 07, Newo, Nord, Oeste de Canoas, OGX, OP Energy, Orteng Óleo e Gás, Panoro Energy, Parnaíba Gás Natural, Perícia, Petroborn, Petrogal Brasil, Petrosynergy, Queiroz Galvão, Repsol Sinopec, SHB, Silver Marlin, Sinochem Petróleo, Somoil do Brasil, Statoil Brasil, Total E&P Brasil e Vipetro (21 nacionais e 16 estrangeiras).

Os campos em produção somam 373 (97 em mar e 276 em terra), com a Petrobras como única contratada em 286 deles, e operadora de outros 12 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2017).

De acordo com a Agência Internacional de Energia (2017a), os mercados de petróleo ainda estão se adaptando às mudanças desencadeadas pelo longo período de preços altos que promoveram o surgimento de petróleo de xisto nos Estados Unidos. A demanda de petróleo é determinada por uma variedade de fatores, que inclui preços, a transição econômica em andamento nos principais centros de demanda (principalmente a China), o ritmo da reforma dos subsídios aos combustíveis fósseis, a velocidade tecnológica e os modelos de negócios emergem no setor de transporte e as perspectivas para as duas fontes mais difíceis de crescimento da demanda por petróleo: petroquímica e frete rodoviário.

A agência assinala que o crescimento da produção de petróleo dos Estados Unidos, Brasil, Canadá e Noruega pode manter o mundo bem suprido, mais do que atender o

crescimento global da demanda de petróleo até 2020. Contudo, ressalta que mais investimento será necessário para impulsionar a produção após esse período.

Além disso, depois de depender das importações de petróleo desde que os registros da Agência Internacional de Energia (2017b) começaram na década de 1970, a entidade acredita que o Brasil se tornará um exportador líquido neste ano de 2018 e exportará quase um milhão de barris de petróleo por dia para os mercados mundiais até 2022. Esse é o resultado de uma década de aumento na produção de petróleo, graças a um impulso bem-sucedido à produção em águas profundas e a um programa de biocombustíveis que ajudou a manter o crescimento da demanda doméstica por petróleo sob controle. Grandes descobertas *offshore* de petróleo e gás confirmaram o status do Brasil como uma das principais províncias de petróleo e gás do mundo.

3 ANÁLISE DOS INDICADORES

As descobertas do pré-sal provocaram uma mudança na regulamentação do *upstream*, fortalecendo a Petrobras em áreas consideradas estratégicas. A produção dos campos de águas profundas na bacia de Santos ganhou considerável impulso nos últimos anos, compensando a queda na produção de campos maduros em outros lugares.

Graças a esses desenvolvimentos bem-sucedidos, o Brasil vem elevando seu *status* entre os *players* mundiais, se transformando em um grande e importante exportador de petróleo. De acordo com as previsões da AIE (*IEA, em inglês*), as exportações líquidas brasileiras de petróleo passarão a marca de 1 milhão de barris por dia até 2022.

Os dados acima foram agrupados para demonstrar o número de empresas estrangeiras atuantes em território nacional, bem como estimativas de produção e geração de renda; ampliação de mercado e consumo com respectivas taxas de demanda e oferta; gastos e recebíveis de governo e outras informações pertinentes do setor relacionadas ao Brasil.

Com previsão legal, a exemplo das normas supracitadas, os contratos-tipo obedecem às regras de padronização, principalmente devido à essa característica do mercado de P&G em lidar com diversos agentes e empresas com incidência de legislações distintas. Por isso, a autonomia da vontade aparece como meio de designação da lei aplicável nos contratos internacionais, permitindo que as partes submetam o contrato ao direito interno que acharem mais benéfico. Além disso, também permite eliminar o conflito de leis com o emudecimento das normas reguladoras, em razão da liberdade das convenções. Isto significa que as partes teriam autonomia para decidir que sistema jurídico regularia o contrato, sem ferir as normas de direito interno.

Em se tratando do pré-sal, importa dizer que a maior padronização gera mais segurança jurídica por causa do melhor entendimento das leis incidentes e das cláusulas que já são comuns para as empresas. Isso dá maior celeridade às negociações e, ao mesmo tempo, às atividades. É importante destacar, entretanto, que a segurança jurídica deve andar junto com a segurança do Estado hospedeiro e isso se dá, especificamente no Brasil, por meio da convergência dos contratos com a Estratégia Nacional de Defesa de 2012, que prevê a segurança das plataformas.

Sem ferir os preceitos da Convenção, o Brasil adota uma postura de negociação mais flexível. Mas, diferente do que possa parecer, o novo modelo de partilha indica que exatamente essa flexibilidade permite uma maior atuação do Estado, sem desequilibrar o livre mercado.

Através de diferentes entidades públicas e órgãos reguladores atuando em um mesmo setor, há uma maior abrangência de controle e regulação, além de garantir os interesses nacionais em diferentes atuações.

Como o contrato de partilha da produção é recente no Brasil, ainda não é possível saber com exatidão quais serão os resultados, mas é possível ter um entendimento prospectivo a partir do comportamento do mercado internacional, que já utiliza esse tipo de contrato há mais tempo.

Um dos entendimentos que foi possível se chegar até o momento é que, a concessão, ao contrário do que inicialmente se apresentava nessa pesquisa, não está engessada nas relações com o Estado, pois permite a propriedade dos bens e ativos, além da produção, à empresa concessionária. O que cabe ao Estado é a arrecadação das participações governamentais e tributos. Esse modelo acaba se tornando menos atrativo porque o risco de E&P também é da empresa, que arca com custos e tributos. Esse modelo se difere da partilha, onde as participações governamentais ficam restritas aos *royalties*, que são opcionais, e aos tributos. Outra característica é a opção da empresa contratada de vender o petróleo para o Estado. Neste caso, a empresa pode receber o pagamento consubstanciado em valores monetários, ao invés da regra de parte da produção em óleo. Isto, entretanto, depende da estratégia da PPSA, que é a empresa gestora dos contratos.

Resta a percepção de que um contrato que possibilita maior participação governamental permitirá maior convergência com as estratégias de Defesa. Ao passo que um contrato com maior carga tributária permite maior gerência dos riscos, uma vez que a abertura de mercado é menor, com menos empresas interessadas em arcar com o risco, permitindo maior atuação da Petrobras.

Pouco abordado, por ser muito específico, o contrato de cessão onerosa garante atuação da Petrobras em produção limitada a 5 bilhões boe (barril de óleo equivalente). Nesta relação, os melhores interesses da empresa poderão não estar alinhados aos interesses do Estado. Ainda que a Petrobras seja uma empresa de capital aberto, cujo sócio majoritário é o Estado, ela tem obrigações com os demais acionistas, que nem sempre reagem favoravelmente às decisões da companhia.

Com uma variedade tão grande de contratos, avaliar, na visão da Defesa, qual está mais alinhado com a Política e a Estratégia Nacionais de Defesa (PND e END) é uma tarefa importante para que o Brasil possa aplicar de maneira inteligente os recursos financeiros conquistados com a exploração e exploração dos hidrocarbonetos e, desta forma, gerar desenvolvimento sustentado a longo prazo.

Desse modo, a tabela a seguir foi feita para demonstrar o cruzamento dos indicadores e sua incidência em cada tipo dos três contratos.

Tabela 6 - Análise dos indicadores

INDICADORES	Cessão Onerosa	Concessão	Partilha
Capacidade de fiscalização	>	<	+ -
Segurança jurídica e participação governamental	>	<	+ -
Flexibilização e participação estrangeira	<	+ -	>
Contratos no mundo	<	+ -	+ -

Legenda: >: maior grau

<: menor grau

+ -: médio

Fonte: Elaborado pelo autor a partir das diversas referências bibliográficas consultadas ao longo da pesquisa.

Conforme na tabela, há o entendimento de que o contrato de cessão onerosa permite fiscalização a bordo, uma vez que a Petrobras é a operadora única dos blocos e seus ativos são nacionalizados por força de lei. O contrato de partilha, semelhante à concessão, permite fiscalização a bordo desde que tenha autorização pois os ativos e bens são de propriedade da empresa contratada, o ponto diferente entre os dois é que no contrato de partilha, os bens e ativos são nacionalizados e passam a ser de propriedade da União após o término do contrato e na concessão não, conforme as leis que tipificam os contratos explicitam.

Em relação à segurança jurídica, a cessão onerosa tem maior grau porque é um tipo contratual relativamente mais simples, com atuação de uma empresa nacional como operadora única. A concessão tem grande segurança jurídica porque é um contrato comum e muito utilizado no mercado, e está em vigor no Brasil desde sua instituição com a Lei 9.478/97. Mas, em relação à participação governamental, a concessão limita a União ao recebimento de tributos, bônus de assinatura e royalties. Já a partilha tem média segurança jurídica pelo fato de ser um regime novo no país, mas ao mesmo tempo é adotado no mundo. Mas em relação à participação governamental, a partilha permite maior atuação do Estado através de diversos agentes.

Em relação à flexibilidade e participação estrangeira, a cessão onerosa não permite a operação por outras empresas, uma vez que a lei prevê a cessão para a Petrobras. A concessão

permite participação de outras empresas, mas é um contrato que prevê riscos na exploração às custas da empresa e o pagamento de bônus, royalties e tributos, sendo menos atrativo no que tange a investimentos. Já a partilha traz maior incentivo, pois os campos do pré-sal têm baixo risco exploratório e o contrato flexibiliza o pagamento de royalties e tributos além da retirada da obrigatoriedade do bônus de assinatura, tornando a modalidade mais atrativa e permitindo que novas empresas participem do processo de licitação, principalmente em consórcios e *joint ventures*.

Por fim, a adoção dos contratos por área geográfica demonstra que a cessão onerosa não é muito utilizada, tanto que nem aparece nos estudos, mas a concessão e a partilha têm sua adoção equilibrada entre as regiões geográficas, sendo difícil dizer qual dos dois seria maioria.

Resta saber que a partilha traz uma inovação ao mercado brasileiro de petróleo e gás que acompanha o mercado internacional, permitindo ao país figurar entre grandes produtores com alto nível de investimentos e petróleo de boa qualidade. Com isso, o aumento nos investimentos e maior receita para o país deve gerar um movimento de desenvolvimento nacional que possa estar alinhado com a defesa, já que a partilha prevê maior atuação estatal. Desse modo, a modalidade mais recente se torna mais estratégica para o Brasil.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com o colapso do superciclo das *commodities*, incluindo o petróleo, no final de 2008, a indústria de P&G entrou em um momento de reconfiguração objetivando recuperar a competitividade e a rentabilidade perdidas nos contratos de longo prazo e custos altos. Especialmente por conta da redução da produção pela OPEP como resultado dessa crise. Nesse contexto de transformações, o pré-sal trouxe a oportunidade de implementação de um novo modelo contratual em um mercado que já estava acostumado com a concessão. Como acontece com toda mudança, o modelo de partilha, adotado pela primeira vez no Brasil, gerou uma série de planejamentos e discussões sobre como as empresas e o governo se adequariam em termos jurídicos e de mercado. Embora essas preocupações sejam as que mais se destacam entre os agentes envolvidos nas transações contratuais, as questões relativas à Defesa sobressaem na medida em que o país entra no radar internacional com as reservas promissoras do pré-sal. Além do que, o distanciamento cada vez maior da exploração petrolífera em relação à costa brasileira dificulta a sua defesa, ainda que não haja precedentes de uma eventualidade de agressão clara contra as unidades petrolíferas nacionais no mar.

Considerando a Convenção da ONU sobre o Direito do Mar, percebe-se as implicações que as mudanças nas regras de exploração do pré-sal podem trazer para o Brasil. Segundo a referida norma, o Estado Costeiro (EC) tem garantias de atuação soberana, sendo livre para estabelecer regras quanto à passagem de outros navios (respeitando a passagem inocente), além do limite da ZEE. Na área da Plataforma Continental (PC), onde está o pré-sal, o EC tem direitos sobre os recursos ali existentes, mesmo se não os explorar.

Como a Convenção estabelece regime de alto mar na massa líquida da ZEE, é propício o debate sobre como o Brasil pode atuar em se tratando de defesa dos ativos da indústria de petróleo e gás. Sobre isso, a atuação do Estado Costeiro em relação à sua ZEE deve sempre levar em consideração os limites à soberania impostos pela Convenção, que são: liberdade de navegação, liberdade de sobrevoo, instalação de cabos e dutos submarinos, construção de ilhas e instalações, pesca e investigação científica. Vale ressaltar que esses direitos são garantidos tanto para os Estados Costeiros quanto para os Estados sem litoral.

Além do mais, os princípios da boa governança do mar, liberdade de navegação e exploração de recursos também são consagrados em toda Convenção. Estão estabelecidos na forma do disposto no preâmbulo que dita que o leito e subsolo marinhos, além dos limites da PC, bem como seus recursos, são patrimônio da humanidade, refletindo a preocupação com a manutenção da paz, cooperação, relações de amizade, justiça e progresso econômico e social.

Ao definir esses direitos e deveres dos Estados Costeiros, a Convenção trouxe uma moldura normativa que permitiu maior entendimento nas relações marítimas entre países. Não só essa preocupação com o mar se reflete nos documentos de defesa, mas igualmente no que se refere à exploração de petróleo, que é recurso inegavelmente importante para diversos países.

As grandes reservas do pré-sal trouxeram um certo alívio para os governantes e a indústria de P&G, que se encontravam pressionados com a realidade de declínio da produção mundial do petróleo em um futuro próximo, já que este recurso é finito. Ironicamente, ao beneficiar todo o setor, a descoberta aumentou a pressão relativa à segurança e defesa *offshore* para o Estado brasileiro.

Essa descoberta do pré-sal, tornou possível notar que a legislação vigente não era suficiente para atender às novas transações comerciais que se apresentavam, sendo necessária uma mudança nas normas e contratos de E&P do regime de concessão para partilha da produção. Isto porque a Emenda Constitucional nº9/95 modificou o art. 177 da Constituição Federal (CF), estabelecendo que as jazidas são consideradas bens da União, mas as atividades de exploração e produção podem ser concedidas. Ao mesmo tempo, o art. 176 CF garantiu ao concessionário a propriedade do produto, entendendo que as contratações nos termos do art. 177 § 1º seriam impossíveis sem a apropriação direta ou indireta do produto.

Em decorrência dessa disposição legal, a Lei 9.478/97 (lei do petróleo) estabeleceu o modelo de concessão, instituiu a ANP – criada em 1998 por decreto –, e garantiu o monopólio da Petrobras como operadora. Contudo, na transição do monopólio para a abertura, a atenção se voltou para a formalização de um modelo que permitisse novos operadores ao mesmo tempo que diminuísse riscos e consolidasse instrumentos regulatórios, com o objetivo de projetar uma visão de longo prazo para a indústria e garantir um ambiente competitivo. Era preciso confirmar a autoridade regulatória na implementação das reformas, para dinamizar o mercado e incentivar o conteúdo local em relação aos bens e serviços.

O modelo de partilha foi instituído pela Lei 12.351/2010 para os campos do pré-sal, acompanhando um movimento mundial de maior flexibilidade na participação estrangeira. No mesmo ano, o governo promulgou a Lei 12.304/2010 em que foi criada a empresa Pré-sal Petróleo S.A (PPSA), e a Lei 12.276/2010, que autoriza a cessão onerosa à Petrobras para produção limitada em campos que não estão sob o modelo de concessão. Esses três dispositivos legais formam o marco regulatório do pré-sal, caracterizado pela mudança dos contratos de concessão para partilha da produção.

O regime de concessão estabelecido em 1997 prevê menor flexibilidade, limitando o controle do Estado e garantindo à União o recebimento de diversas formas de participação

governamental. Na concessão, o pagamento principal é o bônus de assinatura, efetuado antes de firmado o contrato. Há também o pagamento de *royalties* e outras participações durante a vigência do contrato.

Já no contrato de partilha, apesar da maior abertura à participação de outras empresas (estrangeiras e nacionais), há maior controle por parte do Estado, que passa a atuar na gestão do projeto de E&P e realiza a contratação através de uma estatal, a PPSA –, inclusive com a Petrobras, que uma é sociedade de economia mista com capital aberto. O foco desta modalidade de contrato é no volume de produção, partilhado entre a empresa e a União, com pagamento de *royalties* e outras taxas previstas no contrato durante sua vigência. A diferença também está na propriedade dos ativos (equipamentos utilizados para as operações). Na concessão, a propriedade é do concessionário; na partilha, é do Estado, após a produção.

Além das diferenças entre os modelos de contrato, a participação estatal aumenta na partilha. Isto porque a criação da PPSA, além de permitir atuação do Estado no processo de contratação e gestão dos ativos e da produção, resolve o conflito do impedimento da participação da ANP nos contratos por ter caráter regulador. De igual modo, também soluciona a questão em relação à Petrobras, que não pode representar a União nos contratos de partilha por não ser uma empresa estatal e sim de economia mista, com interesses públicos e privados. Por estas questões, é possível perceber que a atuação da PPSA satisfaz a ausência de uma entidade totalmente estatal. Ademais, há atuação do CNPE e da EPE, além do MME, desenvolvendo um sistema de mercado com a participação de seis empresas em nome da União.

Em contrapartida, é necessário fortalecer a ANP como reguladora independente para manter o equilíbrio do mercado, uma vez que a PPSA e o CNPE esvaziam as funções da agência por realizarem atividades análogas, como pesquisa, assessoramento, acompanhamento dos contratos e outras. É senso comum que uma regulação independente e mais robusta fortalece a segurança no mercado, gerando, conseqüentemente, aumento de investimentos e competitividade. Do ponto de vista econômico, este círculo virtuoso traz ganho de capital e permite que, empresas pequenas, tanto quanto as grandes (nacionais e estrangeiras), tenham maiores chances de participação no mercado, como visto no mapeamento.

Por outro lado, do ponto de vista da defesa nacional, o aumento de empresas estrangeiras atuando em uma área estratégica pode ser motivo de vulnerabilidade na segurança. Dessa forma, conforme o Brasil aumenta sua atuação estratégica no Atlântico Sul, torna-se imperativo o fortalecimento do Poder Naval.

Tanto o contexto nacional como o internacional afetam proposituras de normas. Isso se dá porque o conceito de soberania não é mais atribuído de modo absoluto, mas se condiciona

ao imperativo da paz e direitos humanos associados à interdependência internacional. Estados não lidam somente com questões de exercício de poder em seu território, mas carregam escolhas que influenciam outros Estados, inclusive nas questões marítimas.

Em 2016, a região do pré-sal atingiu a marca de um bilhão de barris de petróleo produzidos no acumulado e a produção de gás superou o patamar de um milhão de barris por dia. Esses resultados alertam para a questão da necessidade do fortalecimento da defesa brasileira em relação à produção *offshore*, principalmente porque o desenvolvimento da exploração no pré-sal tende a se acentuar, aumentando a atuação estrangeira na área. Outro fator determinante em relação à segurança da região é a atração de interesses estatais oriunda da importância estratégica que o petróleo possui globalmente. Com o declínio da produção mundial, já comprovada nos campos maduros na região Norte do globo terrestre, a mudança do eixo produtivo para o Sul suscita disputas geopolíticas por conta dos interesses dos Estados em garantir sua segurança energética.

Desde o fim do superciclo das *commodities* com a crise de 2008 e a introdução do óleo e gás de xisto (*tight oil* e *xale gas*), quando o mercado de P&G foi profundamente afetado, a volatilidade dos preços do petróleo, uma característica do setor, aumentou, forçando as empresas a adotar medidas mais flexíveis e desinvestimentos, já que os tradicionais contratos com prazos muito longos e investimentos muito altos se tornaram inviáveis.

A formação de grandes conglomerados e as fusões começaram a dar lugar às *joint ventures* (JV) e consórcios, que passaram a admitir pequenas empresas, principalmente as nacionais. Como demonstrado no mapeamento do capítulo 2, percebe-se que a maioria das empresas nacionais que compraram blocos nas licitações são pequenas ou menores do que as consagradas no mercado internacional.

Nesse contexto de volatilidade característica no preço do petróleo e da percepção de insegurança, o desenvolvimento de novas tecnologias e a consolidação do novo marco regulatório pode trazer maior segurança jurídica, ao mesmo tempo em que a nova modalidade contratual do modelo de partilha permite maior atuação do Estado, com consequente necessidade de atuação da defesa na segurança das instalações *offshore* e infraestrutura logística, como as embarcações.

Como se vê, o contrato de partilha permite maior atuação estatal, fiscalização e controle, ao mesmo tempo em que desonera as empresas nos investimentos iniciais de bônus de assinatura e outros, aumentando a flexibilidade e confiança do mercado. Soma-se a isso, o baixo investimento necessário para exploração no pré-sal, o baixo risco e as grandes reservas, o que aumenta a importância do petróleo sob o mar na Plataforma Continental Estendida brasileira.

É possível perceber que, a *contrário sensu*, contratos de concessão não permitem maior controle, uma vez que sua característica principal é a previsão de que os bens, ativos e o óleo extraído são de propriedade da empresa concessionária, mesmo que somente após a produção. Em contrapartida, possibilita maiores ganhos para o Estado com o pagamento dos bônus de assinatura dos leilões, royalties e outros impostos e tributos que incidem sobre a produção. Mas, mesmo com esse pagamento para o governo, e com direito de propriedade sobre os ativos e bens, as empresas ainda arcam com os riscos da atividade de pesquisa, lavra e produção. Por essas características, esse modelo se torna adequado para áreas que apresentam maiores riscos exploratórios, que não é o caso do pré-sal – para estes campos, o modelo vigente desde a Lei do Petróleo de 97 não seria o mais adequado. O modelo de partilha criado pela Lei 12.351 de 2010 acompanha um movimento internacional de mudança no perfil das empresas.

Depois da crise de 2008, os contratos de petróleo passaram a ter vigência menor e as empresas começaram a investir mais em parcerias, adotando o modelo JV, já bastante conhecido. Isso aconteceu como forma de minimizar os riscos das empresas, que passaram a dar mais atenção às áreas com maior potencial exploratório e menos custo, como é o caso do pré-sal.

Diante do que foi visto, é possível entender que a partilha permite maior flexibilidade de investimentos, pois as empresas não ficam limitadas ao pagamento de bônus, *royalties* e outros tributos e impostos. Vence o leilão aquela que, em sua proposta, oferecer mais óleo para o governo, que pode negociar, por meio da PPSA, se o pagamento será feito em óleo cru ou em dinheiro.

Além da abertura para a concorrência e do risco menor para as empresas, o modelo de partilha se mostra interessante para o governo ao permitir sua atuação no mercado através de uma empresa estatal, a PPSA, e por outras entidades com a ANP, CNPE, EPE e Petrobras. Onde existia um monopólio da Petrobras, que era utilizada estrategicamente para as políticas governamentais, há agora outras empresas atuando em prol dos interesses nacionais: agências reguladoras, Ministério, Conselho Nacional e outras empresas exploradoras nacionais. Isso permite uma ampliação mais efetiva do controle do governo e uma atuação maior no setor, em equilíbrio com os princípios do livre mercado, já que um contrato de uma empresa com um Estado estaria em desequilíbrio.

No Brasil, a participação em contratos é vedada à ANP como parte interessada. Seu papel se limita à regulação, fiscalização, formulação e controle dos editais de leilões e outras funções independentes regidas pela lei que a criou. A PPSA é gestora dos contratos de partilha, não participando como exploradora. A exploração e produção ficam a cargo da Petrobras e de

outras inúmeras empresas nacionais, conforme visto nas tabelas. Elas podem atuar sozinhas ou em *joint* com empresas estrangeiras, mantendo o equilíbrio nos contratos e o livre mercado no setor.

Já os contratos de cessão onerosa são muito específicos e limitados, restritos apenas às áreas de menor potencial de produção: os campos de até 5 bilhões boe (barris de óleo equivalente). Nesses casos, a Petrobras pode operar sem a necessidade de leilão porque se entende que poços com maior potencial valem mais a pena para as empresas que têm seus custos de deslocamento, pessoal e produção. Maior produção, melhores chances de retorno financeiro, para as empresas e para o Estado, que recebe royalties e a produção.

Desse modo, de acordo com a visão da Defesa nacional, baseada na PND e END 2012, os contratos de partilha se tornam mais adequados ao permitir maior atuação estatal e maior controle regulatório. Ao mesmo tempo, isso gera maior confiança no mercado e mais segurança jurídica atraindo mais investimentos e criando um ciclo de desenvolvimento. A questão que fica é se o resultado desse ciclo será aproveitado para real desenvolvimento local, reinvestimento na Defesa e na indústria e progresso para a sociedade como um todo.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA - AIE. *Oil Information Overview 2017 edition*. França: IEA, 2017a. Disponível em: < <https://webstore.iea.org/oil-information-2017-overview>>. Acesso em: 12 abr. 2018.
- _____. *Brazil (Association country)*. França: IEA, 2017b. Disponível em: <<https://www.iea.org/countries/non-membercountries/brazil/>>. Acesso em: 12 abr. 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. *Nota Técnica nº 021/2007-SCM*. Rio de Janeiro, 17 de dezembro de 2007. Encontrada em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2283>>. Acesso em: 18 nov. 2017.
- _____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2017*. Rio de Janeiro: ANP, 2017.
- _____. *Análise da regulamentação, da estrutura da indústria e da dinâmica de formação dos preços do gás natural no Brasil*. Rio de Janeiro: ANP, 2011. Disponível em: < http://www.anp.gov.br/images/Notas_Tecnicas/nota_tecnica_conjunta_no.cdc-scm.pdf>. Acesso em: 05 jun. 2018.
- _____. *15ª Rodada de licitação de blocos*. Rio de Janeiro: ANP, 2017b. Disponível em: < <http://rodadas.anp.gov.br/pt/15-rodada-de-licitacao-de-blocos/pagina-especial-15-rodada>>. Acesso em: 23 nov. 2017.
- ALMEIDA, L. G. de. *As duas faces da Petrobras: a persistente dinâmica da empresa estatal no arranjo institucional brasileiro*. 2011. Dissertação (Mestrado em Direito) – Escola de Direito do Estado de São Paulo. São Paulo: Fundação Getúlio Vargas, 2011.
- AMARAL, Fabio E. *O que é virtualização?* Tecmundo, 20 fev. 2009. Disponível em: <<https://www.tecmundo.com.br/web/1624-o-que-e-virtualizacao-.htm>>. Acesso em: 23 mar. 2018.
- ARAÚJO, Nádia de. *Contratos Internacionais*. Rio de Janeiro: Renovar, 2000.
- ASSIS, Beatriz. *A lei aplicável aos contratos internacionais sob o ponto de vista do direito brasileiro*. JusBrasil, 2016. Disponível em: <<https://biassis2.jusbrasil.com.br/artigos/337513894/a-lei-aplicavel-aos-contratos-internacionais-sob-o-ponto-de-vista-do-direito-brasileiro>>. Acesso em 23 mai. 2018.
- ASSOCIAÇÃO DOS DIPLOMADOS DA ESCOLA SUPERIOR DE GUERRA – ADESG. *A Amazônia Azul*. Rio de Janeiro: ADESG, 2011. Disponível em: <<http://www.adesg.net.br/noticias/a-amazonia-azul>>. Acesso em: 16 mai. 2018.
- AZEVEDO, Pedro P. *A lex mercatória e sua aplicação no ordenamento jurídico brasileiro*. *Prim@facie*, ano 5, nº 9, jul./dez. 2006, pp 93-105.
- BAIN & Company e Tozzini Freire Advogados. *Relatório I - Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratos de E&P de Petróleo*. Rio de Janeiro: BNDES, 2009. Disponível em: < <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/7681>>. Acesso em: 12 abr. 2017.
- BASSO, Maristela; RIBEIRO, Marilda R. S. *Introdução às fontes e instrumentos do comércio internacional. Direito do petróleo*. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

BONFIM, Paulo Roberto Clemente Marques; MACEDO, Marcelo Alvaro da Silva; MARQUES, José Augusto Veiga da Costa. *Indicadores Financeiros e Operacionais para a Avaliação de Desempenho de Empresas do Setor de Petróleo e Gás*. Revista Contabilidade, Gestão e Governança, Brasília. V.16, n.1, p, 112 – 131, Jan./Abr.2013. Disponível em: <<https://www.cgg-amg.unb.br/index.php/contabil/article/viewFile/433/pdf>>. Acesso em: 15 mai. 2018.

BRASIL. Câmara dos Deputados. *Saiba como evoluiu a legislação brasileira sobre o petróleo*. Brasília, DF: Agência Câmara, 2008. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/agencia/noticias/126538.html>>. Acesso em: 18 dez. 2017.

_____. *Entenda como funcionam os contratos para exploração do petróleo no Brasil*. Portal do Governo Brasileiro. Brasília: Poder Executivo, 23 dez. 2017. Disponível em <<http://www.brasil.gov.br/noticias/infraestrutura/2011/12/entenda-como-funcionam-os-contratos-para-exploracao-do-petroleo-no-Brasil>>. Acesso em: 7 fev. 2018.

_____. *Constituição da República Federativa do Brasil*. Promulgada em 05 de outubro de 1988. Brasília, DF: Poder Executivo, 1988a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm>. Acesso em: 18 dez. 2016.

_____. *Decreto nº 2.445, de 14 de janeiro de 1998*. Implanta a Agência Nacional do Petróleo - ANP, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. Brasília, DF: Poder Executivo, 1998a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2455.htm>. Acesso em: 20 abr. 2017.

_____. *Emenda Constitucional nº 19*. Modifica o regime e dispõe sobre princípios e normas da Administração Pública, servidores e agentes políticos, controle de despesas e finanças públicas e custeio de atividades a cargo do Distrito Federal, e dá outras providências. Brasília, DF: Poder Executivo, 1998b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Emendas/Emc/emc19.htm>. Acesso em: 18 dez. 2016.

_____. *Decreto Lei nº 4.657, de 4 de setembro de 1942*. Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro. Brasília, DF: Poder Executivo, 1942. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/Del4657compilado.htm>. Acesso em: 18 dez. 2016.

_____. *Decreto nº 2.926, de 07 de janeiro de 1999*. Estabelece diretrizes para a exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado, e dá outras providências. Brasília, DF: Poder Executivo, 1999. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2926.htm>. Acesso em: 20 abr. 2017.

_____. *Emenda Constitucional nº 9*. Dá nova redação ao art. 177, da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. Brasília, DF: Poder Executivo, 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm>. Acesso em: 18 dez. 2016.

_____. *Lei nº 2.004, de 03 de outubro de 1953*. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá

outras providências. Brasília, DF: Poder Executivo, 1953. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L2004.htm>. Acesso em 18 dez. 2016.

_____. *Lei nº 9.478, de 06 de agosto 1997*. Dispõe sobre a Política Energética Nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, DF: Poder Executivo, 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm>. Acesso em: 20 abr. 2017.

_____. *Lei 12.276 de 12 de junho de 2010*. Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências. Brasília: Poder Executivo, 2010a. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112276.htm>. Acesso em: 20 abr.2017.

_____. *Lei nº 12.304 de 02 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. Brasília, DF: Poder Executivo, 2010b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm>. Acesso em: 20 abr. 2017.

_____. *Lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010*. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Brasília, DF: Poder Executivo, 2010c. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em: 20 abr. 2017.

_____. *Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016*. Altera a Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção. Brasília, DF: Poder Executivo, 2016. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13365.htm>. Acesso em 23. jun. 2017.

_____. *Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996*. Dispõe sobre a arbitragem. Brasília: Poder Executivo, 1996. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9307.htm>. Acesso em 23.ago. 2017.

_____. *Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976*. Dispõe sobre a Sociedade por Ações. Brasília: Poder Executivo: 1976. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L6404compilada.htm>. Acesso em: 23 jul. 2017.

_____. *Contrato de cessão onerosa do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos*. Brasília, DF: MME, 2010c. Disponível em: <https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKewjf94XEplXcAhVSI5AKHQ62CjIQFjAAegQIBBAC&url=http%3A%2F%2Fwww.investidorpetrobras.com.br%2Fdownload%2F1592&usg=AOvVaw3N_79ysaaQ-CdGHCoO07wj>. Acesso em: 12 abr. 2017.

_____. *Política Nacional de Defesa e Estratégia Nacional de Defesa*. Brasília, DF: Ministério da Defesa, 2012. Disponível em: <https://www.defesa.gov.br/arquivos/estado_e_defesa/END-PND_Optimized.pdf>. Acesso em: 01 jul. 2017

_____. *Projeto de Lei que modifica a Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, que autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências, para permitir à PETROBRAS a transferência parcial, a terceiros, de áreas contratadas no regime de cessão onerosa*. Brasília: Câmara dos Deputados, 2010e. Disponível em: <<http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2158425>>. Acesso em: 23 mai. 2018.

BRUNETTO, Thiago Cechini. *Reforma do Estado, Estado Regulador*. In: MOEL, Luiza Helena (Org.). *Agências de regulação do mercado*. Porto Alegre: Editora UFRGS, 2002.

BUCHÉB, José A. *Parcerias empresariais (joint ventures) nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil*. [S.l.]: Migalhas, 01 ago. 2007. Disponível em: <<http://www.migalhas.com.br/dePeso/16,MI42811,41046-Parcerias+empresariais+Joint+Ventures+nas+atividades+de+exploracao+e>>. Acesso em: 14 mar. 2018.

BULHÕES, Daniel B. D. *A Pré-sal Petróleo S.A. e o novo marco regulatório brasileiro*. Revista Direito e Liberdade, v. 15, nº 1, p.71-95. Rio Grande do Norte: ESMARN, 2013.

CAMARGO, Margarida Maria Lacombe; BALARINI, Flávia Gonçalves. *A Segurança Jurídica na Doutrina e nos Tribunais*. Trabalho submetido ao XXI Congresso Nacional do CONPEDI, realizado em Niterói – RJ entre os dias 31 de outubro de 03 de novembro de 2012. Disponível em: <<http://www.publicadireito.com.br/artigos/?cod=1f9b616faddedc02>>. Acesso em: 15 mai. 2018.

CAMPELLO, Marcelo. *Atores, interesses e a geopolítica do pré-sal brasileiro*. In: *Integração regional em tempos de crise: desafios políticos e dilemas teóricos*. Salvador: Fomerco, 2017. Disponível em: <http://www.congresso2017.fomerco.com.br/resources/anais/8/1503520287_ARQUIVO_ArtigoFomerco_2017.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2018.

CAMPOS, Adriana Fiorotti. *Transformações recentes no setor petrolífero brasileiro*. Perspectiva Econômica. Revista Unisinos, v.1, n.1, 2005. Disponível em: <http://revistas.unisinos.br/index.php/perspectiva_economica/article/view/4386>. Acesso em: 13 jun. 2017.

_____. *A indústria do petróleo: reestruturação sul-americana nos anos 90*. Rio de Janeiro: Interciência, 2007.

CANOTILHO, José Joaquim Gomes. *Direito Constitucional e Teoria da Constituição*, 7. ed. Coimbra: Almedina, 2003.

CASTRO, Emiliana Lana de Freitas. *As Cláusulas de Estabilidade nos Contratos Internacionais de Investimento de Energia*. Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás Natural e Energia, v. 3, , p. 58-107. Rio de Janeiro: UERJ, 2012. Disponível em: <<http://www.e-publicacoes.uerj.br/index.php/rbdp/article/view/5785/4203>>. Acesso em 23 mai. 2018.

CLÔ, Alberto. *Oil economics and policy*. Italy: The European Secretary for Scientific Publications, 2000.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE. *Resolução nº 8, de 14 de dezembro de 2016*. Estabelece diretrizes para os procedimentos de individualização da produção em situações onde as jazidas de petróleo e gás natural se estendam para áreas não contratadas. Brasília: MME, 2016. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3201726/Resolucao_CNPE_8.pdf/61c81ec5-d59a-4d1a-a5ea-21b61d2343dd>. Acesso em: 23 abr. 2018.

CONVENÇÃO DE ROMA. *Lei aplicável às obrigações contratuais*. Roma: EU, 1980. Disponível em: <[https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:41998A0126\(02\)&from=PT](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:41998A0126(02)&from=PT)>. Acesso em: 23 jun. 2018.

CORIOLOANO, Ana C.F.; REIS, Edjane M.; DELGADO, Regina C.O.B. *A indústria do petróleo e os modelos de contrato para exploração e produção no Brasil*. Revista eletrônica de petróleo e gás da universidade potiguar, ano 2, n. 1. [S.l]: RunPetro, out. 2013. Disponível em: <<https://repositorio.unp.br/index.php/runpetro/article/view/444>>. Acesso em: 07 abr. 2017.

DA SILVA, Hércules Tadeu. *O polígono do pré-sal: o reservatório, as potencialidades e a atuação da Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA)*. Salvador: [s.d.], 2016. Disponível em: <http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/2016%2009%2026_FIEB_O_Poligono_do_pre-sal_Hercules.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2017.

DOLINGER, Jacob; TIBURCIO, Carmen. *Arbitragem Comercial Internacional*. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

DRILLING CONTRACTOR. Wood Mackenzie: low oil prices put pressure on governments to alter upstream fiscal terms. Houston, EUA: International Association of Drilling Contractors, 08 jul. 2015. Disponível em: <<http://www.drillingcontractor.org/wood-mackenzie-low-oil-prices-put-pressure-on-governments-to-alter-upstream-fiscal-terms-35583>>. Acesso em: 15 mai. 2018.

EIZIRIK, Nelson. Monopólio estatal da atividade econômica. *Revista de Direito Administrativo*, v. 194, p. 63-76, out./dez.1993.

EY. *Global Oil and gas Tax Guide*, 2016. EUA, 2016. Disponível em: <[https://webforms.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-2016-Global-oil-and-gas-tax-guide/\\$FILE/EY-2016-Global-oil-and-gas-tax-guide.pdf](https://webforms.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-2016-Global-oil-and-gas-tax-guide/$FILE/EY-2016-Global-oil-and-gas-tax-guide.pdf)> Acesso em: 12 abr. 2018.

EXAME. *Cronologia das crises mais graves desde 1929*. São Paulo: Editora Abril, 24 jun. 2010. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/mundo/cronologia-criises-mais-graves-1929-572924/>>. Acesso em: 23 jun. 2017.

_____. *Xisto permite que EUA sonhem com independência energética*. São Paulo: Editora Abril, 25 set. 2013. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/mundo/xisto-permite-que-eua-sonhem-com-independencia-energetica/>>. Acesso em: 08 jan. 2017.

FERREIRA, Lier P. *O Diálogo entre o Direito do Petróleo e o Direito do Desenvolvimento*. Revista da Escola de Guerra Naval, nº 16. Rio de Janeiro: EGN, 2010, p. 61-94.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. *A era Vargas: dos anos 20 a 1945*. Rio de Janeiro: FGV

- CPDOC, c2017. Disponível em: <<https://cpdoc.fgv.br/producao/dossies/AEraVargas1/anos37-45/EstadoEconomia/ConselhoPetroleo>>. Acesso em: 12 jan. 2017.
- FREITAS, Paulo S. *Qual a diferença entre regime de partilha e regime de concessão na exploração do petróleo?* Brasil Economia e Governo. [S.l.]: Instituto Braduel, 14 mar. 2011. Disponível em: <http://www.brasil-economia-governo.org.br/wp-content/uploads/2011/03/o_novo_marco_regulatorio_do_petroleo.pdf>. Acesso em: 7 mai. 2018.
- GOMES, Carlos J. V. *O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção*. Brasília: Senado Federal, 2009.
- GONÇALVES, Carlos Roberto. *Direito Civil Brasileiro 3. Contratos e Atos Unilaterais*. Ed. Saraiva, Rio de Janeiro, 2017a.
- _____. *Direito Civil Brasileiro, vol. 1, parte geral*. Ed. Saraiva, Rio de Janeiro, 2017b.
- HACHEM, Daniel W. *Princípio constitucional da supremacia do interesse público*. Belo Horizonte: Fórum, 2011.
- INSTITUTO BRASILEIRO DO PETRÓLEO – IBP. *Maiores produtores mundiais de petróleo em 2016*. Rio de Janeiro: IBP, 2017.
- INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA – IPEA. *Petróleo: da crise aos carros flex*. Revista Desafios do Desenvolvimento. Rio de Janeiro: IPEA, 2010.
- JUSTO, Marcelo. *Queda das commodities sugere fim de ciclo de crescimento na América Latina*. São Paulo: BBC Brasil, 20 mai. 2013. Disponível em: https://www.bbc.com/portuguese/noticias/2013/05/130520_commodities_queda_crescimento_america_latina_lgb>. Acesso em: 23 mai. 2018.
- KHAN ACADEMY. *The great depression*. c2018. Disponível em: <<https://www.khanacademy.org/humanities/us-history/rise-to-world-power/great-depression/a/the-great-depression>>. Acesso em 23 jul. 2017.
- KLARE, Michael T. *Energy Security*. In.: *Security Studies: An introduction*. Organizado por Paul D. Williams. New York: Routledge, 2008.
- KOWARSKI, Clarissa M. B. B. de Carvalho. *Lex Petrolea*. Revista Brasileira de Direito do Petróleo e Gás Natural (RBDP), n°2, p. 239-254. Rio de Janeiro: CEDPETRO, 2006.
- KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002.
- KURY, Felipe. *Discurso de posse do diretor da ANP*. Rio de Janeiro: ANP, 12 jan. 2017. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Noticias/Janeiro_2017/Discurso_Felipe_Kury.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2018.
- LIMA, Haroldo. *Pré-sal: discussões e grandes perspectivas*. Revista Princípios. São Paulo: Editora Anita Garibaldi, 2008. Disponível em: <<http://revistaprincipios.com.br/artigos/98/cat/678/pré-sal-discussões-e-grandes-perspectivas-.html>>. Acesso em: 15 abr. 2018.

MARTINEZ, Paulo H.; COLACIOS, Roger D. *Pré-Sal: Petróleo e políticas públicas no Brasil (2007-2016)*. Journal of Social, Technological and Environmental Science. v.5, n.1, jan.-jun. 2016, p. 145-167. Disponível em: <<http://revistas.unievangelica.edu.br/index.php/fronteiras/>>. Acesso em: 23 jan. 2018.

NAVIOS E PORTOS. *Glossário. Áreas Jurisdicionais Brasileiras*. [S.l.]: [s.n.], c2018. Disponível em: <<http://www.navioseportos.com.br/web/index.php/glossarios/aguas-jurisdicionais-brasileiras>>. Acesso em: 15 mai. 2018.

NETO, José L. D. *Segurança energética a partir do pré-sal brasileiro: uma análise via setores militar, político, societal, ambiental e econômico*. Revista Interação, Rio Grande do Sul, v.5, n.5, 2013. Disponível em: <<https://periodicos.ufsm.br/interacao/article/view/13379>>. Acesso em: 12 jun. 2018.

OFFSHORE CENTER. *Overview of the Brazilian oil and gas industry*. DK: OCR, 2015. Disponível em: <<https://offshoreenergy.dk/>>. Acesso em: 10 ago. 2017.

OLIVEIRA, Ana C. B. de. *A autonomia da vontade nos contratos internacionais*. 2011. Trabalho de conclusão de curso de pós-graduação (Especialização em Contratos e Responsabilidade Civil) – Instituto Brasiliense de Direito Público, Brasília, DF, 2011.

OLIVEIRA, Diogo Pignataro. *Os contratos internacionais e a indústria do petróleo*. [S.l.]:JUS, set. 2007. Disponível em: <<https://jus.com.br/artigos/10391/os-contratos-internacionais-e-a-industria-do-petroleo>> Acesso em: 11 abr. 2017.

ORDONEZ, Ramona. Abaixo do sal grosso, o óleo leve. Jornal O Globo, Economia, p. 25. Rio de Janeiro, 12 jul. 2006. Disponível em: <<https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/401261/noticia.htm?sequence=1>>. Acesso em: 12 dez. 2017.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS – ONU. *Convenção das Nações Unidas Sobre o Direito do Mar – CNUDM III*. Jamaica, 1982.

PAPI, Luciana. P. *Federalismo no governo Lula e os dilemas entre centralização e a descentralização: uma análise a partir da política de assistência social na RMPA*. In: Congresso Brasileiro de Estudos Organizacionais. Porto Alegre, RS: 19 a 21 out. 2016. Disponível em: <<https://anaiscbeo.emnuvens.com.br/cbeo/article/view/239/231>> . Acesso em: 18 abr. 2018.

PENNAS, Fernanda. Aspectos constitucionais da exploração de petróleo e gás natural e o panorama de exploração do pré-sal. Revista Brasileira de Direito Constitucional, n 16, jul-dez.2010.

PETERSOHN, Eliane. *Brazil's Oil Prospectivity Unleived*. [S.l.]: ANP, 2017.

PETROBRAS. *Confirma nossas reservas provadas em 2016*. Blog Fatos e Dados. Rio de Janeiro, 25 jan. 2017. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/nossas-reservas-provadas-em-2016.htm>>. Acesso em 23 mai. 2018.

_____. *Nossas Atividades - Pré-Sal*. Rio de Janeiro: Petrobras, c2018. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>. Acesso em 23 mai. 2018.

PIMENTEL, Fernando. *O fim da era do petróleo e a mudança do paradigma energético mundial: perspectivas e desafios para a atuação diplomática brasileira*. Brasília: FENAG, 2011.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do petróleo: as joint ventures na indústria do petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Renovar, 2003.

_____. *Direito do Petróleo*. 3. ed., v. 1. Rio de Janeiro: Renovar, 2014

_____. Cássio G.; NOVAES, Henrique. T. *Da “Lei do Petróleo” ao Leilão de Libra: Petrobras de FHC a Dilma*. Revista da Sociedade Brasileira de Economia Política. [S.l]: RSBEP, 2014. Disponível em:

<<http://www.revistasep.org.br/index.php/SEP/article/view/60/104>>. Acesso em 23 ago. 2017.

SALOMÃO FILHO, Calixto. *Regulação da atividade econômica*. São Paulo: Malheiros Editores, 2008.

SANTOS, Macel H. A. *Estudo comparativo da injeção contínua de vapor e vapor com solvente aplicado a um reservatório de óleo pesado com características do nordeste brasileiro*. Natal (RN): UFRGN, 2015. Disponível em:

<https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiktfnePeAhUBi5AKHeesC9IQFjABegQIAhAC&url=http%3A%2F%2Ffarquivos.info.ufrn.br%2Farquivos%2F201508921130f828150919551a352b89f%2FTCC_-_2015.1_-

[_Macel_Henrique_Araujo_dos_Santos.pdf&usg=AOvVaw0PQXQBMDwlnf2aYwRuoetg](#)> . Acesso em: 31 jan. 2017.

SCHUTTE, Giorgio R. *Panorama do pré-sal: desafios e oportunidades*. Rio de Janeiro: IPEA, 2012a.

_____. Neodesenvolvimentismo e a busca de uma nova inserção internacional. *Austral*, v 1, n. 2, p. 61-67. Rio Grande do Sul: UFRGS, jul-dez 2012b. Disponível em: <

<https://seer.ufrgs.br/austral/article/viewFile/30520/20498>>. Acesso em: 24 jul. 2017.

SIQUEIRA, Mariana de. Os desafios regulatórios do pré-sal e os seus reflexos na atuação da ANP. *Revista Direito e Liberdade*, v. 13, nº 1, p.141-156. Rio Grande do Norte: ESMARN, 2011.

SMITH, Ernest E.; DZIENKOWSKI, John S. *A Fifty-years on World Petroleum Arrangements*. In: *Texas International Law Journal*, vol. 24, p. 14. EUA: OGEL, 2005.

SOARES, Lucas S. F. Regimes fiscais na indústria do Petróleo: a influência de características contratuais na atratividade econômica de projetos de Exploração e Produção. Dissertação de Mestrado (Finanças e Economia Empresarial). Rio de Janeiro: FGV, 2017. Disponível em:

<<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/18429/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20EPGE%20Lucas%20Furtado%20-%20Vers%C3%A3o%20Final.pdf>>. Acesso em 23 jul. 2017.

STRAT CONSULTING. *A Indústria de Gás Natural no Brasil. Relatório para a ANP, 2004*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2748>>. Acesso em 24 mar. 2018.

SUPERIOR TRIBUNAL DE JUSTIÇA-STJ. *Princípio da Boa-Fé Objetiva é Consagrado pelo STJ em Todas as Áreas do Direito*. JusBrasil, 2012. Disponível em:

<<https://stj.jusbrasil.com.br/noticias/100399456/principio-da-boa-fe-objetiva-e-consagrado-pelo-stj-em-todas-as-areas-do-direito>>. Acesso em 23 mai. 2018.

TAVERNE, Bernard. *Petroleum, Industry and Governments: an introduction to petroleum regulations, economics and governments policies*. In: International Energy and Resources - Law and Policy Series. England: Kluwer Law International, 2000.

TROJBICZ, Beni; LOUREIRO, Maria R. *Rupturas, continuidades e gradualismo nas políticas de petróleo no Brasil: 1995 a 2010*. Revista de Administração Pública, p. 767-787. Rio de Janeiro: set.-out. 2017.

UNIDROIT. *History and overview*. UK: Unidroit, 2018. Disponível em: <<https://www.unidroit.org/about-unidroit/overview>>. Acesso em 23 jul. 2017.

YERGIN, Daniel. *The Prize: the epic quest for oil, money and power*. Nova York: Simon & Schuster. 1991.