

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS
ESCOLA DE DIREITO DO RIO DE JANEIRO
FGV DIREITO RIO

IGOR DE SOUZA TOSTES

**ASPECTOS DA EXPLORAÇÃO *ONSHORE* DE
HIDROCARBONETOS NO BRASIL:**

Análise Jurídica da Proposta de Mudança do Marco Regulatório de
Outorga de Direitos de Exploração e Produção em Terra

Rio de Janeiro

2016

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS
ESCOLA DE DIREITO DO RIO DE JANEIRO
FGV DIREITO RIO

Mestrado em Direito da Regulação

IGOR DE SOUZA TOSTES

**ASPECTOS DA EXPLORAÇÃO *ONSHORE* DE HIDROCARBONETOS
NO BRASIL:**

Análise Jurídica da Proposta de Mudança do Marco Regulatório de Outorga de
Direitos de Exploração e Produção em Terra

Dissertação para obtenção de grau de mestre
apresentada à Escola de Direito do Rio de
Janeiro da Fundação Getúlio Vargas.

Orientadora: Joísa Campanher Dutra

Rio de Janeiro
2016

Tostes, Igor de Souza

Aspectos da exploração onshore de hidrocarbonetos no Brasil : análise jurídica da proposta de mudança do marco regulatório de outorga de direitos de exploração e produção em terra / Igor de Souza Tostes. – 2016.

100 f.

Dissertação (mestrado) - Escola de Direito do Rio de Janeiro da Fundação Getulio Vargas.

Orientadora: Joísa Campanher Dutra.

Inclui bibliografia.

1. Direito regulatório. 2. Petróleo - Prospecção - Brasil. 3. Gás natural - Prospecção - Brasil. I. Dutra, Joísa Campanher. II. Escola de Direito do Rio de Janeiro da Fundação Getulio Vargas. III. Título.

CDD – 341.3221



IGOR DE SOUZA TOSTES

**ASPECTOS DA EXPLORAÇÃO ONSHORE DE HIDROCARBONETOS NO BRASIL:
ANÁLISE JURÍDICA DA PROPOSTA DE MUDANÇA DO MARCO REGULATÓRIO
DE OUTORGA DE DIREITOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO EM TERRA.**

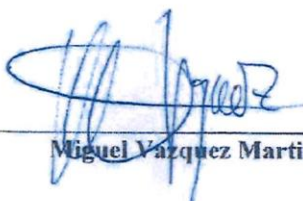
Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Direito da Regulação da Escola de
Direito do Rio de Janeiro da Fundação Getúlio Vargas para obtenção do grau de Mestre
em Direito da Regulação.

Data da defesa: 20/02/2017

ASSINATURA DOS MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA


Joisa Campanher Dutra Saraiva
Orientador (a)


Carlos Emmanuel Joppert Ragazzo


Miguel Vazquez Martinez

RESUMO

O gás natural entrou em evidência como o combustível do futuro para o desenvolvimento do setor de infraestrutura brasileiro. Contudo, a indústria de gás natural é caracterizada pela existência de gargalos econômicos, físicos e regulatórios que oferecem obstáculos à disponibilidade deste energético e na capacidade da indústria de atender à crescente demanda.

A partir da interação entre causa e consequência que explicam a escassez de gás natural doméstico, verifica-se a existência de um leque de alternativas regulatórias que poderiam incentivar campanhas exploratórias *onshore*, incluindo medidas que simplificassem o regime de outorga de direitos de exploração e produção.

Este trabalho pretende analisar a aderência jurídica de um conjunto de mudanças propostas para o arcabouço regulatório de outorga de concessões de exploração e produção de gás natural, que poderiam incentivar o desenvolvimento da exploração *onshore* via desburocratização regulatória. A premissa a ser adotada é de que, respeitadas determinadas circunstâncias, hidrocarbonetos *onshore* poderiam contar com um regime jurídico-regulatório de autorização.

Com efeito, o objetivo deste trabalho é verificar se o novo marco regulatório proposto para a outorga de direitos de exploração e produção guarda aderência com a raiz constitucional das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos.

PALAVRAS-CHAVE: Regulação do setor de exploração e produção de petróleo e gás natural, barreiras setoriais, alternativas regulatórias, regime regulatório de outorga.

ABSTRACT

The natural gas has emerged as the fuel of the future for the development of the Brazilian infrastructure sector. However, the natural gas industry is characterized by the existence of economic, physical and regulatory bottlenecks that prevent the availability of this energy source and hinders industry's ability to meet growing demand.

The interaction between cause and consequence that justifies the lack of domestic natural gas supply reveals a set of regulatory alternatives that could enhance exploration activities onshore, which includes measures aiming at simplifying the regulation of granting instrument for the rights of exploration and production.

The scope of this work is to analyze the legal adherence of a set of proposed amendments to the concession regulatory framework of exploration and production that could encourage the development of onshore exploration by means of bureaucracy reduction. The assumption is that, subject to certain circumstances, onshore hydrocarbons could be subject to a regulatory regime of authorization as its granting instrument.

Therefore, the purpose of this paper is to verify if such proposed regulatory framework for the granting of exploration and production rights abide to the Brazilian constitutional provisions regarding exploration and production of hydrocarbons.

KEY-WORDS: Regulation of exploration and production of petroleum and natural gas, sectorial bottlenecks, regulatory alternatives, granting instruments.

LISTA DE TABELAS

- Tabela 1 – PRODUÇÃO BRUTA POTENCIAL NACIONAL DE GÁS NATURAL CONVENCIONAL A PARTIR DE RECURSOS DESCOBERTOS EM ÁREAS CONTRATADAS (RESERVAS E CONTINGENTES)
- Tabela 2 – ESTIMATIVA DE CUSTOS DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM DIFERENTES TIPOS DE PROJETO NO BRASIL

LISTA DE GRÁFICOS

Figura 1 – OFERTA INTERNA DE ENERGIA

Figura 2 – CONSUMO DE GÁS NATURAL

Figura 3 – EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DA OFERTA DE ENERGIA

Figura 4 – EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE POÇOS PERFURADOS EM TERRA NO BRASIL

Figura 5 – MAPA DE CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO

Figura 6 – MAPA DE INFRAESTRUTURA DE GASODUTOS DE TRANSPORTE NO BRASIL

Figura 7 – EVOLUÇÃO DA MALHA DE GASODUTOS DE TRANSPORTE NO BRASIL

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	9
Capítulo 1. A ESCASSEZ DE OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL. UMA VISÃO GERAL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL E SEUS GARGALOS	14
1.1 A indústria de petróleo e gás natural como um negócio de risco	14
1.1.1 O CRESCIMENTO DO GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	17
1.2 A oferta de gás natural no mercado doméstico	21
1.3 Os gargalos inerentes à indústria do Gás Natural	26
1.3.1 GARGALOS ECONÔMICOS	27
1.3.2 GARGALOS REGULATÓRIOS E BUROCRÁTICOS	34
1.3.3 GARGALOS FÍSICOS	38
1.4 O programa Gás para Crescer e a necessidade de iniciativas da academia e de indústria	41
1.4.1 O PROGRAMA “GÁS PARA CRESCER”	41
1.4.2 A IMPORTÂNCIA DO DIÁLOGO ENTRE ACADEMIA E INDÚSTRIA	43
Capítulo 2. A TRADIÇÃO OFFSHORE BRASILEIRA E A EVOLUÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO	44
2.1 A Evolução dos Regimes Jurídicos-regulatórios para E&P de Hidrocarbonetos e suas Implicações para as Atividades em Terra	44
2.1.1 BREVE HISTÓRICO DA TRADIÇÃO <i>OFFSHORE</i> DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL	45
2.1.2 A EVOLUÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.	47
2.1.3 A EMENDA CONSTITUCIONAL Nº 9 DE 1995	49
2.1.4 A LEI DO PETRÓLEO	50
2.1.5 OUTROS ASPECTOS CONSTITUCIONAIS E LEGAIS	51
2.1.6 OS REGIMES JURÍDICO-REGULATÓRIOS APLICÁVEIS À EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	52
2.1.6.1 Caracterização conceitual dos regimes existentes	52
2.1.6.2 O Regime de Concessão	53
2.1.6.3 As etapas e características do certame licitatório no Regime de Concessão	54
2.1.6.4 O Regime de Partilha de Produção (<i>Product Sharing Agreement</i> - PSA)	56
Capítulo 3. ANÁLISE DE UM NOVO MODELO REGULATÓRIO NO REGIME DE OUTORGA	58
3.1 Alternativas ao regime de concessão: Um novo modelo de Autorização para outorga de direitos de exploração e produção <i>onshore</i>	58
3.1.1 PROCEDIMENTOS E TRÂMITES SUGERIDOS AO NOVO REGIME DE OUTORGA	61
3.1.2 PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NO NOVO REGIME DE OUTORGA	64
3.2 A inspiração no direito minerário e regulação aplicável	66
Capítulo 4. PRINCIPAIS ASPECTOS DO NOVO REGIME E ADERÊNCIA AO ORDENAMENTO JURÍDICO BRASILEIRO	70
4.1 Controvérsias jurídicas surgidas a partir do modelo proposto	70
4.2 Atividades de E&P enquanto atividade econômica monopolizada	71
4.3 A aderência constitucional do Novo Regime de Outorga e a opção do legislador pelo modelo de concessão para o setor de E&P	75
4.4 A opção do legislador pela autorização para outros elos da indústria	80
4.5 O direito de propriedade na experiência internacional	81
4.6 Possibilidade Jurídica de Garantir ao Pesquisador a Lavra do Recurso Encontrado	83
4.6.1 EXIGÊNCIA DE LICITAÇÃO PRÉVIA PARA OUTORGA DE DIREITOS DE E&P.	84
4.6.2 NOVO REGIME DE OUTORGA ENQUANTO ESCOLHA POLÍTICA	87
CONSIDERAÇÕES FINAIS	90
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95

INTRODUÇÃO

A evolução da indústria de petróleo e gás natural no Brasil revela que a produção e exploração no país ocorreu de forma mais significativa em jazidas situadas no mar (“*offshore*”), em detrimento dos campos marginais e bacias sedimentares situadas em terra (“*onshore*”). A compreensão dos fatores políticos e econômicos que justificam essa disparidade (e o marco regulatório desenvolvido a partir daí), representam o ponto de partida para a compreensão da atual escassez na oferta doméstica de gás natural e das alternativas regulatórias que podem redirecionar a exploração em terra.

A tradição exploratória *offshore* no Brasil está assentada basicamente na mudança estratégica adotada para as campanhas exploratórias conduzidas pela Petróleo Brasileiro S.A. (“Petrobras”) a partir da década de 1970, quando a companhia, afetada pela geopolítica do petróleo (principalmente a crise do petróleo) e diante da crescente demanda interna por petróleo, resultado da evolução urbanística e industrial brasileira (à época do chamado “milagre econômico”), foi levada a direcionar seus esforços para campanhas de exploração e produção mais rentáveis em alto mar¹.

A dedicação *offshore* da indústria, principalmente por parte da Petrobras, pode ser identificada ainda pela disparidade histórica das reservas totais de petróleo e gás natural existentes em regiões *onshore* vs. *offshore* no Brasil, resultando no movimentado da indústria em focar seus esforços para campanhas exploratórias conduzidas em águas ultra profundas.

Este movimento foi acompanhado pelo próprio regramento jurídico aplicável à exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, o qual não conferiu tratamento jurídico distinto entre as atividades relacionadas ao petróleo e ao gás natural e tampouco considerou que elementos como a localização, característica dos reservatórios, custos e investimentos poderiam influenciar na modelagem dos institutos jurídicos aplicáveis ao regime de outorga para exploração e produção de hidrocarbonetos no país.

Muito além disso, nunca se procurou definir o regime jurídico aplicável ao petróleo e gás natural sob uma ótica de política energética, distinguindo os incentivos e objetivos regulatórios inerentes a cada tipo de energético, sendo certo que a exploração e produção de petróleo e gás natural, historicamente, se deu sob o mesmo arcabouço legal e matriz constitucional.

¹ Sobre o tema, ver QUINTAS, Humberto; QUINTANS, Luiz Cesar P. **A história do petróleo no Brasil e no mundo** / Quintas & Quintans. – Rio de Janeiro: Maria Augusta Delgado, 2009.

No entanto, a partir de mudanças recentes na geopolítica da exploração e produção de hidrocarbonetos e, principalmente, em face de gargalos específicos que impactam o desenvolvimento de soluções energéticas no contexto brasileiro, pode-se observar um ciclo de rediscussão e propostas que buscam criar novos instrumentos jurídicos que possam guiar os objetivos regulatórios definidos pelas autoridades públicas responsáveis pela política energética nacional. A partir da identificação de alguns (dentre muitos) gargalos inerentes à indústria, este trabalho pretende explorar um conjunto de soluções jurídicas voltadas à exploração e produção de gás natural localizado em terra e verificar sua aderência constitucional.

Por interessar especificamente à indústria do gás natural, o presente trabalho parte do problema da ausência de estímulos à oferta de gás no Brasil. O tema já está sendo amplamente discutido e agentes da indústria estão — relativamente — em consenso sobre as causas da falta de oferta e o diagnóstico para incentivo da indústria no Brasil. Podem ser encontrados estudos que abordam detalhadamente uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor e que serviram de imensa contribuição para o delineamento do problema de pesquisa deste trabalho.

Tais propostas culminaram no próprio reconhecimento pelo governo federal da importância do gás natural para a recuperação e crescimento econômico brasileiro, na forma do processo de consulta pública nº 20/2016 lançado no dia 03.10.2016, na plataforma ambiente de consultas públicas no site do Ministério de Minas e Energia (“MME”). O documento “Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil”, criado pelo MME, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”), contém diretrizes estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural no Brasil a ser discutido com os diversos agentes do setor. Tais diretrizes estão consubstanciadas em um programa que recebeu a denominação de “Gás para Crescer”.

Assim, o momento não poderia ser melhor para oferecer mais uma contribuição ao diálogo mantido pela indústria, academia e *policy makers*, dessa vez com vistas a analisar a aderência jurídica de um espectro de alternativas regulatórias relacionadas aos instrumentos jurídicos de outorga de direitos de exploração e produção de hidrocarbonetos. A partir de discussões inicialmente suscitadas pelo Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (CERI) e pelo prof. Luiz Gustavo Kaercher Loureiro², o objeto de

² Advogado e professor. Doutor em Direito pela UFRGS e ex professor da Faculdade de Direito da Universidade de Brasília – UnB.

pesquisa do presente trabalho pretende contribuir com alternativas regulatórias próprias para simplificação e desburocratização das atividades realizadas em terra.

Com efeito, parte-se do reconhecimento da necessidade de elaboração de uma política nacional para o gás que tenha um viés de natureza econômica, posto que o gás natural representa energético chave para o desenvolvimento econômico no médio prazo, mas também de natureza regulatória, na medida em que a exploração e produção do gás natural em terra poderia ser melhor desenvolvida caso os agentes econômicos tivessem os incentivos normativos adequados para tanto.

Ao nosso ver, a causa da disponibilidade restrita do gás natural e da escassez da oferta está no conjunto de gargalos característico da indústria nacional de gás natural e que acabam por impedir o seu desenvolvimento. Costuma-se dividir tais gargalos (ou barreiras) em econômicos e regulatórios.

As recentes transformações da indústria de gás natural e o exemplo experimentado em outras jurisdições fornecem importantes subsídios para evidenciar a relevância do tema. O capítulo 1 irá traçar uma visão geral do setor de gás natural e alguns de seus gargalos identificados pela literatura acadêmica e fornecer subsídios que advogam pela importância de tal energético para a infraestrutura brasileira e que encontra na exploração *onshore* a oportunidade de revolucionar a geopolítica energética brasileira.

A regulação vigente para exploração e produção de petróleo e gás natural poderiam melhor endereçar as barreiras regulatórias identificadas para o setor. Por isso, o gás natural poderia contar com um ambiente regulatório fértil para o seu melhor aproveitamento. Diante da ausência de estímulo ao setor *onshore* de exploração e produção e sua demanda reprimida, cumpre identificar o marco regulatório da indústria vigente, bem como o arcabouço jurídico elaborado à luz da tradição *offshore* brasileira, para então, apresentar as soluções e propostas regulatórias, bem como e analisar sua conformidade jurídica.

Para tanto, será necessário tecer breves considerações sobre a transição do marco regulatório da indústria de Petróleo no Brasil, a partir da Lei Federal 2.004, de 3 de outubro de 1953 e do monopólio legal exercido pela Petrobras e constitucionalizado pela primeira vez no texto de 1967, em seu artigo 162, até meados da década de 1990, quando no Brasil e na América Latina ocorreram diversas reformas liberais, como privatizações e a consequente abertura de mercados, as quais foram bem recebidas pelos investidores estrangeiros. Como parte dessas mudanças, os países latino-americanos modificaram suas legislações para atrair investimentos em setores sensíveis de suas economias, como o de petróleo e gás.

Com efeito, o capítulo 2 deste trabalho cuidará de oferecer um exame breve da tradição exploratória *offshore* no Brasil introduzida acima *vis-à-vis* a evolução do marco regulatório no Brasil. As transformações legislativas do setor serão analisadas sob o prisma da evolução das atividades exploratórias e do papel da Petrobras, com o objetivo de oferecer ao leitor a compreensão de que, muito embora a edição de regras claras (a partir de sofisticados modelos jurídico-regulatórios importados de outras nações) tenha propiciado um arcabouço transparente para o desenvolvimento da indústria, historicamente nunca se buscou estabelecer normas que atribuíssem dinamismo e simplificassem a exploração em terra no Brasil. Por este motivo se justifica a identificação do “estado da arte” do arcabouço jurídico da indústria de petróleo e gás no Brasil.

O capítulo 3 deste trabalho irá oferecer soluções e alternativas regulatórias que, em teoria, podem fomentar a exploração e produção *onshore* e o atingimento do objetivo regulatório. Alinhado às iniciativas de reformas regulatórias definidas pelo governo federal — no bojo do programa Gás para Crescer — e as propostas da indústria e da academia, este trabalho se limita a propor a simplificação do atual regime de outorga de concessões para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil em terra e sua substituição pelo regime de autorização, especificamente para a exploração e produção de hidrocarbonetos produzidos em terra.

Sua inspiração principal advém do marco regulatório em vigor aplicável à atividade de mineração no Brasil, no qual empresas interessadas podem ser autorizadas à atividade de pesquisa e lavra de minérios em determinado perímetro. Por conta disso, será feita breve explanação sobre em que medida o regime de direito minerário poderia ser emprestado ao novo regime proposto.

O capítulo 4 deste trabalho irá finalmente tecer a análise jurídica da proposta de alteração no regime de outorga elaborado no capítulo anterior e apresentar a compilação dos argumentos jurídicos construídos no sentido de defender a hipótese de que a flexibilização do regime de concessão para o regime de outorga de autorização para a exploração de gás natural está em conformidade com nosso ordenamento, posto que a raiz constitucional da atividade de extração minerária e de hidrocarbonetos possui o mesmo tratamento jurídico conferido pela Constituição Federal de 1988.

Assim, será demonstrado que a decisão sobre a forma instrumental com que as atividades econômicas monopolizadas pela União são outorgadas ao particular é de competência do legislador, não havendo óbices à escolha pelo modelo de concessão ou autorização, posto que a própria Constituição Federal já fornece os elementos que conferem

robustez aos limites da atividade outorgada ao particular. Desde que realizadas certas mudanças legislativas, a fim de lograr êxito na sua proposta idealizada, é possível que alterações sejam feitas nos regimes em vigor para otimizar o cumprimento dos objetivos regulatórios declarados pelo novo marco regulatório proposto.

Assim sendo, uma das principais questões jurídicas a serem enfrentadas está em determinar a possibilidade ou não de dispensa de procedimento licitatório, que dará lugar à criação de mecanismos jurídicos que atribuam a agentes autorizados pela ANP os direitos de lavra e pesquisa de hidrocarbonetos e a sua extração em regiões *onshore*.

Em outras palavras, o presente trabalho pretende analisar propostas extraídas de referenciais teóricos que o inspiram, em especial a idealização proposta pelo CERI e pelo prof. Luiz Gustavo Kaercher, sendo certo que não está no escopo do seu objeto verificar empiricamente a extensão dos gargalos identificados e simular os instrumentos propostos acima e sua concretização face aos seus respectivos objetivos regulatórios. Ou seja, este trabalho não pretende rodar um modelo para testar se as mudanças jurídicas pensadas ao setor de exploração e produção *onshore* serão, de fato, geradas e se a oferta de gás natural será elevada como consequência da desburocratização e simplificação das regras de pesquisa e lavra em terra.

Logo, o que se pretende é oferecer um modelo regulatório, teórico e não exaustivo, para em seguida tecer breve análise sobre a sua compatibilização ao nosso ordenamento jurídico. Para tanto, é fundamental explorar a adesão de tal modelo à raiz constitucional das atividades econômicas reguladas facultadas aos agentes privados conforme previsto na Carta Maior.

CAPÍTULO 1. A ESCASSEZ DE OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL. UMA VISÃO GERAL DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL E SEUS GARGALOS

1.1 A indústria de petróleo e gás natural como um negócio de risco

A indústria de petróleo, gás natural (incluindo outros hidrocarbonetos³) é composta por uma complexa cadeia de agentes que atuam nos segmentos de *Upstream* (exploração e produção), *Midstream* (refino/processamento e transporte) ou *Downstream* (distribuição e comercialização).

Uma característica marcante do segmento *upstream* da indústria do petróleo e gás natural está ligada ao alto risco a que os seus agentes estão expostos. Nas palavras de SANDOVAL AMUI⁴:

Não obstante a evolução dos levantamentos sísmicos, a perfuração de poços é o mais eficiente recurso exploratório, pois somente com ela se comprova ou não a tese de existência de estruturas geológicas e de acumulação de hidrocarbonetos proposta em função dos estudos geológicos e geofísicos. Isso não significa que, existindo hidrocarbonetos numa certa área, a perfuração de poços irá garantir a descoberta das acumulações. O que se afirma é que, sem a perfuração, não se poderá garantir a presença de acumulações de petróleo e gás natural, ainda que existam.

Em que pese todo o aparato tecnológico da indústria e dos recursos disponíveis, não se pode precisar ao certo a existência de reservas de petróleo e gás natural sem a realização de investimentos na perfuração de um poço.

Uma perfuração poderá ou não ter sucesso e proporcionar uma descoberta que se justifique do ponto de vista comercial; ou seja, é possível que se invista elevadas quantias na perfuração de um poço e ao final concluir que o capital investido não teve os resultados esperados ou satisfatórios.

Outro motivo para que operações no setor de exploração e produção (“E&P”) sejam arriscadas está ligado à monta dos gastos e dos recursos necessários para a operacionalização de tais investimentos. O capital investido em um empreendimento de petróleo e gás natural

³ A Lei 11.909/2009 (Lei do Gás) e a Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo) definem gás natural como “todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais”.

⁴ AMUI, Sandoval. **Petróleo e gás para executivos: exploração de áreas, perfuração e completação de poços e produção de hidrocarbonetos**. Rio de Janeiro: Inteciência, 2010, p. 50.

pode alcançar US\$ 2,34 trilhões por ano, e os recursos aportados somente no segmento de *upstream* podem custar mais de US\$ 200 bilhões por ano.⁵

Dessa forma, a complexa engenharia financeira de tais projetos gera muitas vezes a necessidade do envolvimento de instituições financeiras e, principalmente, de formação de parcerias que suportem os elevados custos de descoberta e desenvolvimento dos recursos a serem explorados. Muitas vezes tais custos alcançam patamares extraordinários, a depender do local em que se dará a exploração. Sobre aspectos da exploração de recursos naturais, BILL MANNING⁶ discorre que:

(...) these resources have a tendency to be found in remote and inhospitable parts of the continent. Access to these areas is both difficult and expensive. Consequently, the costs of exploration and development are inflated by substantial transportation costs. Roads, railways and airports have to be constructed. Energy has to be provided. Personnel have to be housed in new towns or, as has been trend more recently, work on a fly in/fly out basis from the nearest population centre (...).

A cadeia de investimentos demandados para a indústria de hidrocarbonetos vai desde a fase exploratória (o que inclui gastos com sísmica e perfuração de poço exploratórios), passando pelas despesas com técnicas de desenvolvimento e produção do campo e os custos com fornecedores e prestadores de serviços relacionados às instalações de produção, escoamento e sistemas de transporte, compreende-se a porque muitos agentes atuam em parcerias e associações.

Vale mencionar também o risco comercial envolvido. A indústria gira em torno de uma *commodity*; portanto, é particularmente sensível às oscilações no preço do petróleo e do gás natural, em especial no mercado global, inclusive pelo seu importante papel na matriz energética mundial.

Como forma de lidar com os elevados riscos e investimentos exigidos em todos os elos da cadeia produtiva, os estados tendem a estimular a pluralidade de empresas internacionais associadas para um empreendimento no setor de energia de um determinado país, e o fazem para aumentar a competição por empreendimentos não concedidos ao longo de toda a cadeia.

Isto favorece o desenvolvimento da indústria do próprio país hospedeiro que através da sua Administração Pública passa a estimular a formação de parcerias ou *joint ventures*

⁵ BRET-ROUZAUT, Nadine; FAVENNEC, Jean-Pierre (Coord.). **Petróleo e Gás Natural: como produzir e a que custo**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011, p. 32.

⁶ MANNING, Bill. "Some Practical Aspects of Resources Joint Ventures". In DUNCAN, W.D (Org.). **Joint Ventures Law in Australia**. 2. ed., Sidney: The Federation Press, 2005, p. 321.

como forma de manter relações contratuais com múltiplas sociedades e, assim, obter maior fatia de sua participação (a chamada *government take*) sobre a produção e ainda propiciar um ambiente de negócios mais competitivo e aberto a melhores ofertas comerciais para futuras concessões de hidrocarbonetos e para soluções de monetização (no caso do gás natural).

Diante do exposto, pode-se afirmar que as características mais marcantes da indústria *upstream* residem: (i) no elevado risco exploratório, (ii) na engenharia financeira para arcar com os custos e investimentos necessários e (iii) necessidade de formação de parcerias e associações e (iv) o fato da indústria depender das oscilações da economia global em torno do produto final extraído. No caso do gás natural outros elementos ainda exercem papel fundamental na viabilidade comercial de sua exploração, como a existência de infraestrutura e de outros gargalos relacionados a soluções para comercialização e escoamento da produção.

Historicamente, o gás natural sempre foi preterido na indústria, por ser mais difícil e custoso para transportar do que o petróleo, que conta com mais alternativas para o seu uso. No entanto, o aumento na demanda de energia no mundo está alavancando a demanda por gás natural⁷, seja na sua forma associada ou não-associada⁸.

A indústria de gás natural possui, ainda, desafios e características específicas por se tratar de uma indústria de rede e contar com certas especificidades. Indústrias de rede são compostas por atividades distintas e interdependentes, que implicam elevados custos de implantação e baixos custos de operação e manutenção. Em algumas dessas atividades que compõem a cadeia do gás natural é possível que se introduza a concorrência, enquanto outras são naturalmente monopolíticas. Outras características da indústria de rede são⁹:

- Presença de economias de escala, principalmente no transporte e na distribuição;
- Existência de custos comuns e conjuntos que resultam em economias de escopo na prestação de múltiplos serviços;

⁷ “But increased worldwide demand for energy is driving increased demand for natural gas. The share of gas in world energy supply has risen from less than 10% in 1965, to 20.7% in 1982, to more than 23% in 2004, and is projected to increase to 25% by 2025”. International Petroleum Transactions, Third Edition (Rocky Mountain Mineral Law Foundation 2010), p. 1022.

⁸ “Usually, natural gas is found together with crude oil. Such gas is called “associated gas”. “Non-associated gas” is gas that occurs by itself, without appreciable amounts of crude oil. Associated gas is likely to be “wet”, or “rich”, gas, meaning that it contains less than 85% methane and significant amount of light liquefiable hydrocarbons such as ethane”. Ibid.

⁹ BÔAS, Gustavo Vilas; TÁVORA, Patrícia Crichigno. “Definição de um novo marco regulatório para a indústria de gás natural no Brasil”. In Jus Navigandi, Teresina, ano 11, nº 930, 19/jan./2006. Disponível em: <<http://jus.com.br/revista/texto/7860>>.

- Imprevisibilidade da demanda, o que obriga a manutenção de uma capacidade ociosa;
- Combinação de segmentos de monopólio natural e atividades potencialmente competitivas (compra e venda de produto), que podem ou não estar sendo exploradas de forma eficaz, pois dependem essencialmente de acesso à rede.

Tais características são elementos que ajudam a explicar os entraves para o desenvolvimento da indústria. Assim, para tecer qualquer diagnóstico regulatório, é imprescindível que primeiro se entenda as falhas de mercado e os gargalos da indústria de gás natural, de modo a ter clareza nos pressupostos que justificam o atual contexto de escassez de gás natural a queda na oferta de gás natural no Brasil.

1.1.1 O CRESCIMENTO DO GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Com a crescente participação do gás natural na matriz energética brasileira e a necessidade de geração de energia elétrica a partir de fontes diversas da hidrelétrica, esse energético passa a entrar em evidência no cenário nacional como combustível chave para o desenvolvimento do setor de infraestrutura brasileiro.

Segundo o Boletim Energético Nacional de 2015 (“BEM 2015”)¹⁰, atualmente o gás natural responde por 13,5% da oferta interna total de energia no Brasil. O gráfico abaixo¹¹ retirado do BEM 2015 demonstra a participação das principais fontes de energia na matriz energética brasileira.

¹⁰ Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro : EPE, 2015.

¹¹ Ibid, p. 24.

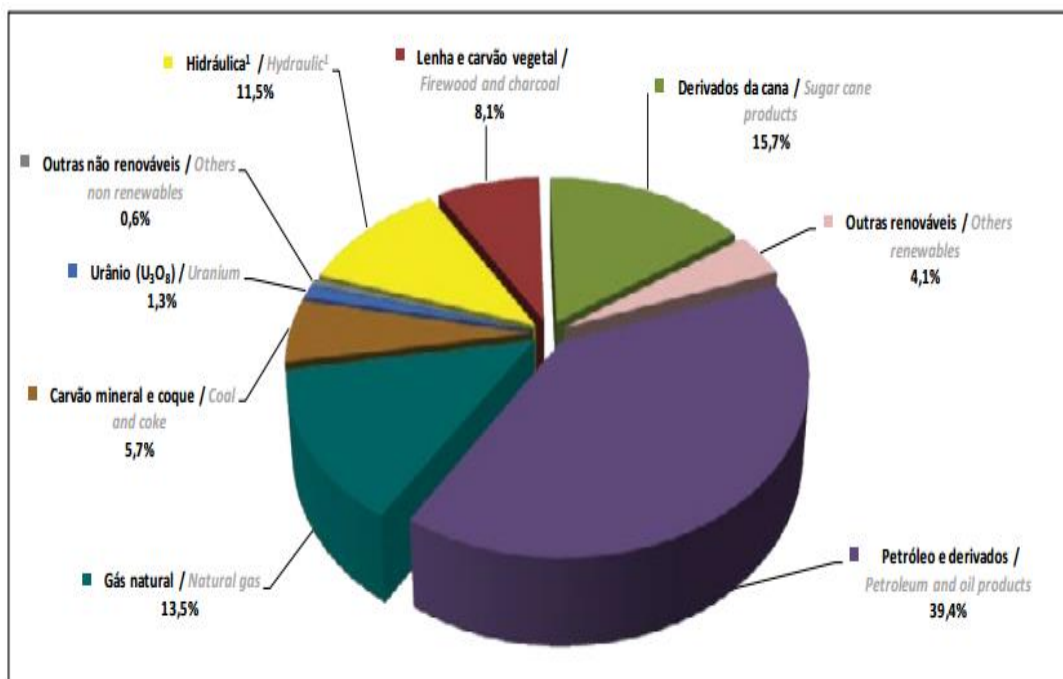
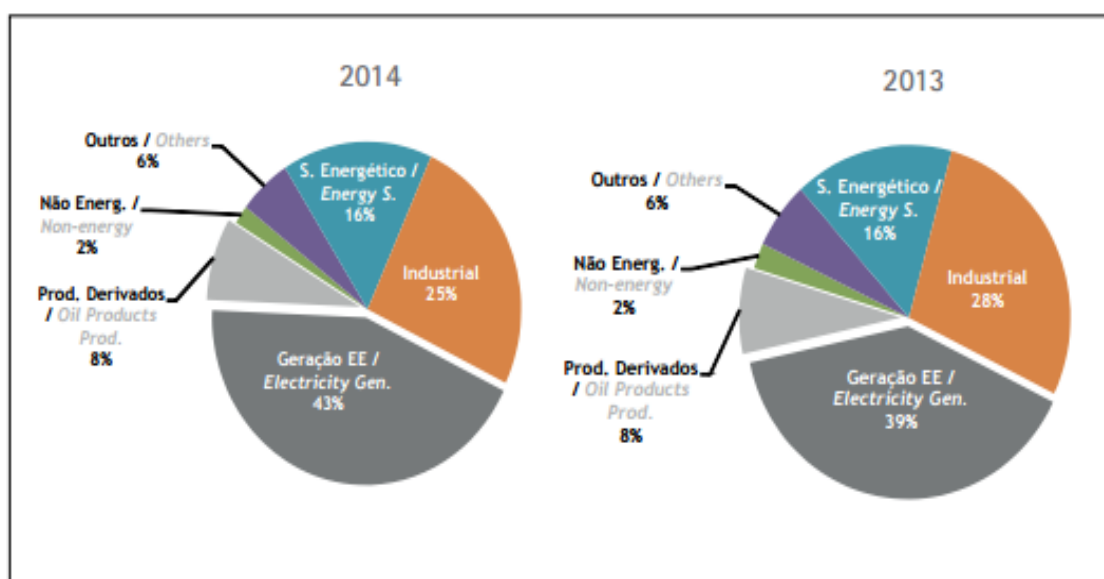


Figura 1 – OFERTA INTERNA DE ENERGIA

Fonte: EPE, 2015

O segundo gráfico abaixo¹², também extraído do BEM 2015, releva que a participação do gás natural destinado aos centros de transformação supera o consumo setorial atingindo 51% do total, sendo 8% destinado à produção de derivados e 43% para geração de energia elétrica:



¹² Id.

Figura 2 – CONSUMO DE GÁS NATURAL
Fonte: EPE, 2015

A participação do gás natural na matriz energética brasileira vem crescendo exponencialmente, em virtude da expansão da produção doméstica e da tendência de diversificação da matriz energética que se observa desde 1970.

Em estudo intitulado “Matriz Energética Brasileira: Uma prospectiva”¹³, os pesquisadores MAURICIO T. TOLMASQUIM, AMILCAR GUERREIRO e RICARDO GORINI, respectivamente Presidente, Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos e Assessor da Superintendência de Economia da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), traçaram a evolução da matriz energética brasileira, a partir de 1970 e com projeção até 2030:

¹³ TOLMASQUIM, Mauricio T.; GUERREIRO, Amilcar; GORINI, Ricardo. “Matriz energética brasileira: uma prospectiva”. Novos estud. – CEBRAP, São Paulo, nº 79, pp. 47-69, Nov./2007. Disponível em http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-33002007000300003&lng=en&nrm=iso. Acesso em 06 de Maio de 2016.

Brasil – 1970-2030

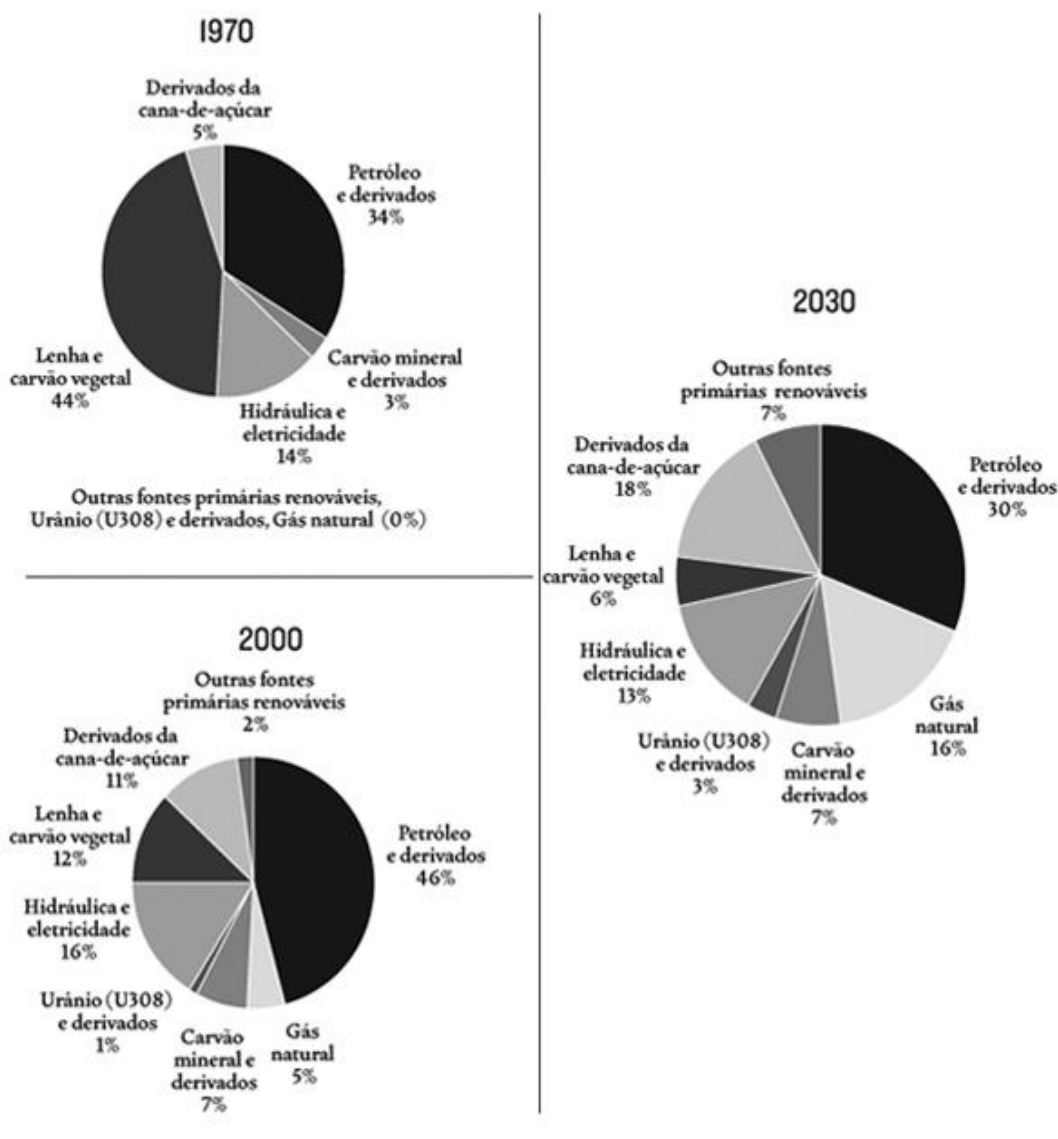


Figura 3 – EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DA OFERTA DE ENERGIA

Fonte: Matriz energética brasileira: uma perspectiva, 2007

Como se pode notar, a projeção de crescimento de gás natural na matriz energética brasileira é a maior dentre todas as outras fontes primárias. É interessante observar que em 1970 a participação do gás natural na matriz energética era nula (0%), seguida de um salto para 5%, o que levou 30 anos para ocorrer. Por outro lado, espera-se que tal participação mais do que triplique até 2030, alcançando expressivos 16% de participação na matriz energética brasileira, o maior crescimento dentre as fontes analisadas.

1.2 A oferta de gás natural no mercado doméstico

Considerando sua matriz energética descrita acima, verifica-se que a produção de energia elétrica no Brasil é predominantemente hidrelétrica. No entanto, o país conta com “complementação térmica”, o que significa que, no advento de períodos críticos, tais como épocas pouco chuvosas como os vivenciados nos últimos anos, usinas termelétricas são despachadas para suprir a demanda energética no país.

De um lado, as termelétricas funcionam como um estímulo ao desenvolvimento da malha de transporte da rede de gás no Brasil para atender clientes consumidores de grande porte. Para o setor elétrico, por outro lado, as termelétricas são vistas como um backup à hidrologia desfavorável — uma fonte complementar à energia hidráulica.

Desde 2012 se pode observar um aumento no nível de despachabilidade das usinas termelétricas. Além disso, o BEM 2015 destaca que houve um acréscimo de 17,5% na geração térmica a gás natural (incluindo autoprodutores e usinas de serviço público), atingindo o patamar de 81,1 TWh. Em 2014, o gás natural destinado à geração de energia elétrica alcançou na média 51,7 milhões m³/dia, representando um aumento de 20,9% ante 2013.

Este movimento levou ao debate sobre a escassez de gás natural no Brasil. Muito embora a produção de gás natural tenha saltado de 11,2 (bilhões de m³) no ano de 2006, para 22,9 (bilhões de m³) em 2015¹⁴, a dependência energética nacional com relação ao gás natural importado continua em patamares elevados.

Segundo a ANP, as importações brasileiras de gás natural aumentaram 9,8% em comparação a 2014, totalizando 19,1 bilhões de m³, dos quais 11,9 bilhões de m³ (62% do total) provenientes da Bolívia. O volume restante correspondeu a importações de GNL, cujo dispêndio com a importação de gás natural foi de US\$ 2,6 bilhões.

Esta dependência da indústria nacional de gás natural importado a preços elevados tem afetado a expansão da geração termelétrica, que corre o risco de ficar sem suprimento. Como consequência, verificou-se um aumento do preço do gás no mercado nacional, impactando particularmente o setor industrial e infraestrutura. O mencionado aumento na despachabilidade das termelétricas resultou, ainda, na indisponibilidade de gás natural para novos contratos de fornecimento de gás natural para as distribuidoras locais, já que

¹⁴ Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2016 / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. - Rio de Janeiro: ANP, 2008.

praticamente toda a oferta adicional de gás natural doméstico e importado nos últimos quatro anos foi direcionado para o mercado doméstico¹⁵.

Outro elemento que sugere a escassez de gás no Brasil reside no perfil de produção de gás no Brasil, que se dá principalmente na forma associada ao petróleo e oriunda de reservas *offshore* de águas profundas. No entanto, as campanhas em águas profundas são voltadas para o petróleo e a produção de gás recebe atenção secundária, inclusive pelos elevados custos necessários para o seu escoamento. Como será abordado no Capítulo 3, a forte concentração das campanhas exploratórias em regiões *offshore* contribuiu para o atual cenário de baixa disponibilidade do energético.

Este cenário não parece que irá mudar no médio prazo. Segundo estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)¹⁶, até 2024 a potencial produção bruta de gás natural convencional em áreas contratadas irá dobrar para o gás associado, muito por conta das descobertas do pré-sal, enquanto a produção do gás natural não-associado será reduzido no mesmo período:

RECURSO: GÁS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de metros cúbicos diários									
GA (RT + RC)	59,078	62,469	63,398	77,808	83,924	97,163	103,499	110,146	119,322	124,399
GNA (RT + RC)	25,797	27,067	27,739	24,790	23,134	24,101	24,313	22,799	21,364	19,126
TOTAL	84,875	89,536	91,137	102,598	107,059	121,263	127,812	132,945	140,686	143,525
Nota:	GA = Gas associado; GNA = Gás não associado; RC = recursos contingentes e RT = reservas totais.									
Fonte:	EPE									

Tabela 1 – PRODUÇÃO BRUTA POTENCIAL NACIONAL DE GÁS NATURAL CONVENCIONAL A PARTIR DE RECURSOS DESCOBERTOS EM ÁREAS CONTRATADAS (RESERVAS E CONTINGENTES)
Fonte: EPE/MME

Não obstante o potencial crescente dos hidrocarbonetos produzidos na região do pré-sal, existem diversos fatores técnicos e econômicos que geram incerteza quanto ao real volume de oferta na região do pré-sal. Segundo a Confederação Nacional da Indústria (CNI)¹⁷:

Por um lado, a elevada contaminação de por CO₂ implica na necessidade de investimentos em plantas de separação do CO₂ nas plataformas, com impactos significativos no custo de produção. Por outro lado, a elevada profundidade da lâmina d'água e a grande distância da costa (até 300km) resultam em altos custos para o escoamento do gás natural. Portanto, no contexto atual, ainda persistem muitas dúvidas quanto ao volume e à competitividade da oferta futura de gás da área do pré-sal.

¹⁵ Confederação Nacional da Indústria. Gás Natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor. Brasília: CNI, 2015, p. 22.

¹⁶ Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2015 2v.

¹⁷ Confederação Nacional da Indústria. Gás Natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor. Brasília: CNI, 2015, p. 22.

Por outro lado, o gás natural produzido em terra requer bem menos investimentos e oferece menos incertezas que o gás natural produzido *offshore*. O famoso Plano de Expansão da Malha Dutoviária de Gás Natural (PEMAT)¹⁸, detalhou o custo para produzir gás natural no Brasil, segundo a localidade: (i) Terra ou Mar (pré ou pós sal) e o tipo de gás (associado ou não associado e gás não-convencional):

Tipo de Projeto	US\$ por MMBtu
Gás Não Associado – Campos em Terra	1,13
Gás Não Associado – Campos no Mar (Pós-Sal)	4,73
Gás Associado – Campos em Terra	0,56
Gás Associado – Campos no Mar (Pós-Sal)	4,95
Gás Associado – Campos no Mar (Pré-Sal) – 1 módulo de produção	7,70
Gás Associado – Campos no Mar (Pós-Sal) – 2 módulo de produção	5,59
Gás Associado – Campos no Mar (Pós-Sal) – 3 módulo de produção	5,04
Gás Não convencional– Campos em terra	6,00

Tabela 2 – ESTIMATIVA DE CUSTOS DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM DIFERENTES TIPOS DE PROJETO NO BRASIL

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados contidos no PEMAT

Como se nota pela tabela acima, o custo para se produzir gás natural associado em regiões *onshore* vs *offshore* é muito expressivo, alcançando uma diferença de 998% quando comparada a produção no pós-sal e 1375% para regiões *offshore* do pré-sal. Outro dado relevante é que o custo para se produzir gás não convencional, que muito embora ainda represente uma atividade pioneira e de elevada aprendizagem tecnológica, oferece custo de produção similar ao gás natural associado *offshore*.

¹⁸ O Ministério de Minas e Energia elaborou o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – o PEMAT como base para a expansão dos gasodutos brasileiros no decênio 2013-2022. O PEMAT projeta o comportamento esperado da demanda por gás natural, as previsões de produção e de oferta, as condições da infraestrutura existente para o atendimento da demanda futura em um horizonte de dez anos, além de estimativas de investimentos para gasodutos, entre outros elementos. Inicialmente, o PEMAT prevê a construção e operação de apenas um novo gasoduto neste decênio, o gasoduto Itaboraí-Guapimirim, cuja licitação nunca foi realizada. Não obstante, o PEMAT possui a previsão de construção de diversos outros gasodutos, os quais poderão ser adicionados aos futuros planos, dependendo da potencial demanda e suprimento de gás natural. Esta é a primeira vez que o Governo elabora tal plano, que está previsto pela Lei do Gás (Lei nº 11.909 de 2009).

Em resumo, a elevação da demanda por gás natural para uso, principalmente, como insumo de termelétricas para *back up* da geração hidrelétrica, está contribuindo para o indesejado aumento nas importações de GNL a elevados preços. Além disso, a produção *offshore*, grande responsável pela produção de gás natural no Brasil, não só conta com gás predominantemente na forma associada, como requer altos custos para sua produção, o que associado aos gargalos de ordem operacional e econômica na sua comercialização e movimentação acabam por receber pouca atenção da indústria, visto que o petróleo está inserido em um mercado mais líquido e menos dependente de infraestrutura.

Com efeito, os custos de produção apontados na Tabela 1 sugerem que a promoção da competitividade do gás natural doméstico e maior garantia de oferta do energético poderiam encontrar parte da sua solução em alternativas que desenvolvessem a sua produção em terra, desde que as mesmas estejam em conformidade com o arcabouço jurídico brasileiro. Para tanto, é fundamental que sejam desenvolvidos mecanismos que estimulem o esforço exploratório dos *players* atuantes no setor, e assim, atingir a expectativa de crescimento no consumo.

No entanto, indaga-se porque tais *players* ainda não fizeram o movimento neste sentido? Se a diferença no custo de produção em áreas ultra profundas e em terra é substancial, os agentes produtores da indústria não deveriam naturalmente se aventurar na exploração do gás natural *onshore*? O que justificaria o fato de apenas 27% da produção de nacional de gás natural no Brasil ser realizada em terra e que este tipo de produção foi reduzido entre 2002 e 2014¹⁹? As repostas a tais questionamentos certamente passam por um exame aprofundado do setor de infraestrutura brasileiro (o que não constitui o escopo deste trabalho), mas uma das hipóteses que justificaria a falta de dinamismo da exploração em terra seria a ausência de reservas em volumes e condições economicamente atrativos para serem desenvolvidas, apesar do baixo custo.

Contudo, este não parece ser o caso. Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE) a produção *onshore* no Brasil tem potencial de passar de 3 bilhões de metros cúbicos (bmc/ano) em 2012 para 20 bmc/ano em 2035, considerando o potencial de recursos convencionais e não-convencionais. No entanto, o estudo já citado e elaborado pelo CNI sobre o gás natural em terra demonstra que apesar de existirem atualmente “240 blocos exploratórios concedidos em terra, somando 271.000 quilômetros quadrados, o número total de poços perfurados em terra declinou de 700, em 2008, para cerca de 400, em 2013”.

¹⁹ Confederação Nacional da Indústria. Gás Natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor. Brasília: CNI, 2015, p. 28.

Outro dado que corrobora o acima exposto está na redução no número de poços perfurados em terra no Brasil:

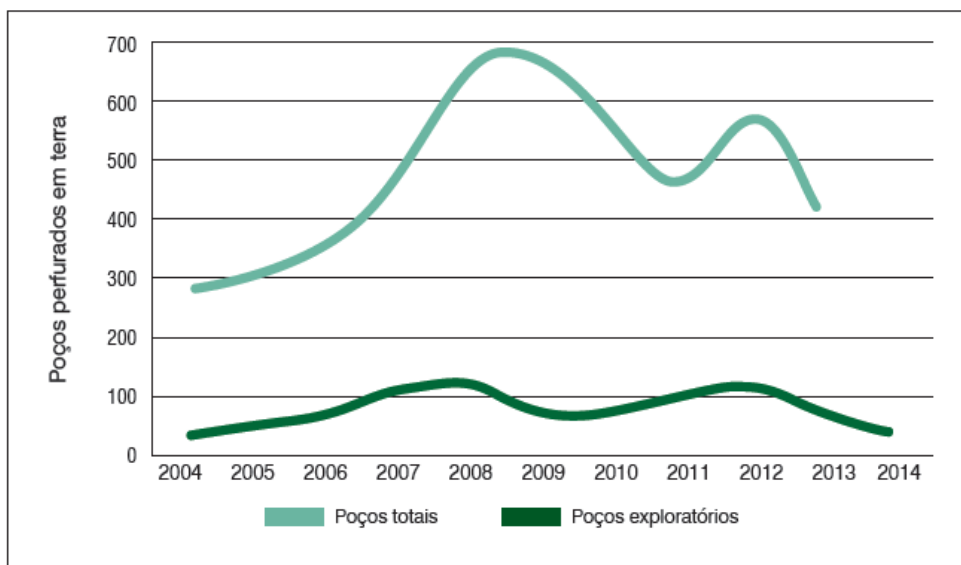


Figura 4 – EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE POÇOS PERFURADOS EM TERRA NO BRASIL
Fonte: Confederação Nacional da Indústria, 2015

Assim, é forçoso buscar outros fatores não inerentes ao potencial das reservas existentes que poderiam justificar a redução do esforço exploratório em terra. Nos parece que os motivos que ainda impedem o desenvolvimento da exploração do gás natural no Brasil para fazer frente à sua escassez estão mesmo em um conjunto não exaustivo de gargalos econômicos, físicos e regulatórios inerentes ao setor de gás natural no Brasil e não necessariamente na escassez do recurso em si ou em reservas potenciais. Em outras palavras, o problema está *above the ground*.

Dessa forma, um leque de medidas poderiam ser tomadas para endereçar tais problemas, soluções diversas que utilizariam a via política, econômica, incentivos fiscais, subsídios cruzados, eliminação de barreiras e, a que nos interessa, alterações nos regimes legais e no arcabouço regulatório aplicável ao setor. Este trabalho pretende propor mudanças no espectro regulatório do regime de outorga de direitos de exploração e produção de gás natural e analisar a sua aderência ao arcabouço regulatório da indústria brasileira de petróleo e gás natural. Pretende-se, a partir desta análise, oferecer um modelo teórico para que a academia e profissionais da indústria possam avaliar a sua instrumentalidade na promoção do desenvolvimento da exploração onshore via desburocratização regulatória, para que pequenas empresas busquem a exploração *onshore* sub-desenvolvida e, assim, contribuam com a oferta doméstica de gás natural.

No entanto, deve-se primeiro compreender quais são os gargalos econômicos do setor e de que modo a evolução normativa aplicável ao mesmo ocorreu desde que as atividades exploração de petróleo e gás no Brasil foram iniciadas.

1.3 Os gargalos inerentes à indústria do Gás Natural

Para fins da análise jurídica objeto deste trabalho, parte-se da premissas de que as barreiras atualmente identificadas no setor de gás natural obstam a evolução do esforço exploratório em terra e na evolução da oferta doméstica de gás natural. Isto porque, ao nosso ver, a causa da disponibilidade restrita do gás natural e da escassez da oferta está no conjunto de gargalos característico da indústria nacional de gás natural e que acabam por impedir o seu desenvolvimento. Pode-se dividir tais gargalos (ou barreiras) em econômicos e regulatórios. No entanto, entendemos que ainda existem as barreiras físicas, que muito embora sejam barreiras econômicas propriamente ditas, merecem especial destaque e considerações à parte.

As principais barreiras econômicas são:

- (i) A tradição *offshore* no Brasil, fruto de elementos econômicos e políticos, que contribuiu para a pouca atenção dada pelas empresas à exploração de gás natural, principalmente *onshore*;
- (ii) As características geofísicas dos reservatórios brasileiros, que contam em grande parte com gás natural associado ao petróleo;
- (iii) Dificuldades na comercialização e em soluções para monetização de gás natural, devido, dentre outros, aos altos custos para escoamento e transporte de gás natural oriundo das bacias sedimentares marítimas;
- (iv) O papel da Petrobras no setor e o uso da capacidade da rede de gasodutos de transporte de gás natural no Brasil; e
- (v) O elevado volume de investimentos exigidos da Petrobras para o desenvolvimento das reservas situadas no pré-sal e novas refinarias, o que limita investimentos na exploração de gás em terra.

Dentre as principais barreiras regulatórias, podem se destacar:

- (i) A complexidade burocrática e elevados custos de transação associados ao processo de outorga de licenciamento para exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, incluindo indistintamente as áreas *onshore*;
- (ii) O atual modelo regulatório vigente para E&P é voltado à exploração *offshore* e não contribui para a criação de um mercado secundário de exploração *onshore* via simplificação e desburocratização do processo de outorga, como se verifica no modelo de mineração;
- (iii) A regulação de conteúdo local não considera a cadeia menos sofisticada de fornecedores de bens e serviços *onshore*, especialmente o gás não convencional; e
- (iv) Ausência de política energética e fiscal voltada especificamente para o gás natural *onshore* e suas particularidades.

As alternativas regulatórias a serem propostas no próximo capítulo assumem que o conjunto de fatores acima constituem entraves econômicos para o fomento da exploração *onshore* de hidrocarbonetos, principalmente o gás natural, quando considerado que as peculiaridades da sua exploração *onshore* se distanciam da exploração *offshore* (dinamismo, nicho de mercado diferenciado, agentes de menor porte e mais adeptos ao risco e produção a menor custo). Portanto, seria necessário adotar um regime jurídico específico que possua aderência às soluções econômicas vislumbradas para o fomento deste segmento (objetivo regulatório).

1.3.1 GARGALOS ECONÔMICOS

As barreiras econômicas estão principalmente ligadas às dificuldades em se comercializar ou monetizar o gás natural explorado e as dificuldades encontradas por empresas para acessar o mercado consumidor.

De fato, os desafios impostos para a exploração do gás natural não estão somente na sua exploração e produção, mas também na venda do mesmo. O que se verifica no mercado hoje é que os produtores podem tanto vender o gás para parceiros na exploração (como ocorre

nos consórcios de E&P em que a Petrobras participa e adquire o gás na “boca do poço”), para distribuidoras estaduais de gás canalizado ou para grandes consumidores livres²⁰.

A Lei do Gás tentou criar alternativas para possibilitar que o gás fosse movimentado para instalações industriais do próprio produtor ou para os casos em que determinado consumidor importasse o próprio gás para consumo em suas instalações²¹. No entanto, tais opções ainda não são devidamente exploradas, e só recentemente tem-se noticiado projetos neste sentido.

Dessa forma, as empresas normalmente dispõe de duas alternativas para estruturar a venda do gás produzido:

- (i) Na primeira, atuando como mera supridora na venda do gás para a distribuidoras locais, que, por sua vez, vendem o gás para os seus usuários; ou
- (ii) se enquadrarem como autoprodutores, em sendo proprietário das instalações de consumo, ou auto-importadores, recebendo tal autorização em âmbito federal, pela ANP.

Devido ao monopólio da atividade de venda de gás ao consumidor final estar reservado às concessionárias de gás canalizado (o que, por sinal, configura também uma barreira regulatória, na medida em que tal monopólio é legal, fruto da opção do Constituinte), torna-se muito difícil para o produtor vender sua produção diretamente para grandes consumidores.

Na falta de opções para comercialização, os produtores acabam mesmo por vender o gás natural à Petrobras, atual detentora de praticamente toda a malha de transporte para

²⁰ Segundo a Lei 11.909/2009, o “Consumidor Livre” é aquele agente consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador. Normalmente a legislação estadual estabelece um volume mínimo para que um usuário seja qualificado como consumidor livre e possa adquirir diretamente o gás natural de produtores, não dependendo necessariamente do atendimento por parte das concessionárias de gás canalizado. Um exemplo está no Regulamento dos Serviços Locais de Gás Canalizado no Estado de Sergipe, aprovado pelo Decreto do Estado de Sergipe nº 30.352/2016, que prevê que o Consumidora Livre é o agente que consome volume consumido por estes agentes deve ser igual ou superior a 80.000 m³/dia, nos termos do Regulamento.

²¹ Trata-se da figura do “Autoprodutor” e do “Auto-importador”. Segundo a Lei do Gás, o autoprodutor é o agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais, enquanto o auto-importador é agente autorizado para a importação de gás natural que também utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais. Desse modo, quando um usuário de gás canalizado não é considerado Consumidor Livre, Autoprodutor ou Auto-importador, ele necessariamente deverá ser atendido pela distribuidora estadual e o gás deverá ser comercializado com a mesma, devido ao monopólio reservado aos estados para tal atividade.

movimentar o gás natural até o *city-gates*²² de distribuidoras de gás canalizado²³. Naturalmente, o preço praticado na venda para a Petrobras acaba sendo baixo pela posição da mesma de única adquirente disponível no mercado.

Com efeito, o que se verifica na comercialização de gás natural são os efeitos de um mercado monopsônio, o qual conta com praticamente uma única compradora, que extrai toda a renda e compra quantidades menores do que seria correspondente ao equilíbrio eficiente de mercado.

Além da dificuldade de acesso ao mercado final por conta do monopólio das concessionárias estaduais e das dificuldades na comercialização para pequenos ou novos *players*, existem outras barreiras econômicas à entrada de novos agentes que podem ser citadas, sendo uma delas a forte integração vertical do setor.

O elo *midstream* da cadeia produtiva de gás natural é composto basicamente por dois *business*, um relacionado à commodity e outro ao de transporte de gás natural. O primeiro é uma atividade competitiva por excelência, mas o transporte via gasodutos, por outro lado, trata de típica indústria de rede cujo monopólio é natural. Como gasodutos são praticamente a única forma de transportar gás natural até os consumidores finais, caso um agente do mercado de *commodity* detenha o monopólio sobre a rede de transporte, tal agente poderá controlar o acesso a este mercado, utilizando sua posição para obter vantagem competitiva no mercado de transporte, impedindo que competidores acessem a rede de transporte.

Esta é a situação que se verifica no Brasil com a Petrobras, que, como já mencionado, controla praticamente toda a malha de transporte de gás natural no Brasil. A solução para o problema da integração vertical do setor está na separação do negócio da *commodity* do mercado de prestação de serviços de transporte de gás natural, o que pode se dar de diferente formas. O nome desta opção regulatória é *unbundling* (ou separação) e representa uma das muitas alternativas para estimular a oferta de gás natural no Brasil. Embora mereça muitas considerações, alternativas regulatórias de *unbundling* não estão no escopo das propostas trabalho e da análise jurídica subsequente²⁴.

²² Os pontos de entrega (*city-gates*) são definidos pelo Decreto Federal no 7.382/10 como “o ponto nos gasodutos de transporte no qual o gás natural é entregue pelo transportador ao carregador ou a quem este venha a indicar” e se encontram dentro da esfera de competência da União. Apesar da definição, os pontos de entrega ainda não possuem regulamentação própria para sua construção e manutenção, de modo que são tratadas dentro do conceito de instalações de transporte, devendo-se, por conseguinte, aplicar a Resolução da ANP nº 52/2015.

²³ Esta barreira está intimamente ligada à outra, de ordem física, que consiste na ausência de infraestrutura adequada e alternativas para movimentação do gás natural. As considerações que se seguem tratarão de abordar a questão.

²⁴ Sobre o assunto, recomenda-se a leitura de “Policy Brief: Establishing a Brazilian Gas Market”, Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (CERI). FGV. Novembro de 2016. Disponível em: <http://ceri.fgv.br/sites/ceri.fgv.br/files/arquivos/workshop-paper-policy-brief-the-construction-of->

A integração vertical na indústria de gás natural atinge também o elo *downstream*, já que a distribuição de gás natural canalizado é considerada serviço público e o monopólio sobre a sua atividade é reservado aos estados²⁵. Desta forma, a maioria dos estados constituiu empresas de distribuição de gás natural canalizado e a regulação desta atividade passou a ser realizada por agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais correspondentes. De acordo com um estudo divulgado pelo Departamento de Gás, Petróleo e Outras Fontes Alternativas e pelo Departamento de Indústria Pesada do BNDES²⁶, o Brasil dispõe de 20 distribuidoras em operação comercial, localizadas em 17 estados. Apenas seis dessas empresas, localizadas em três estados, não estão vinculadas direta ou indiretamente aos governos estaduais: Gás Natural São Paulo Sul (São Paulo), CEG (Rio de Janeiro), CEG-Rio (Rio de Janeiro), Comgás (São Paulo), Gás Brasileiro (São Paulo) e Petrobras Distribuidora – BR (Espírito Santo). A Petrobras, mesmo após a recente venda de 49% de sua participação na Gaspetro, ainda detém a maior participação nesse mercado através da própria Gaspetro e da BR Distribuidora, fazendo-se presente na composição acionária de 15 das 20 distribuidoras em operação:

[the-brazilian-gas-market-2016-v2.pdf](#). Na ocasião, os autores bem pontuaram os contornos de uma política regulatória de separação: “Decision #2 What level of unbundling? – The second group of choices is associated with the creation of coherent incentives for the market structure. One of the basic instruments to control perverse incentives in network industries is the prohibition of vertical integration of network owners and network users. This is often called unbundling. In that context, one needs to deal with: i) Unbundling at the transmission level; and ii) Unbundling at the distribution level.”

²⁵ O capítulo 3 introduz o regime legal aplicável à distribuição de gás natural, mas deve-se destacar que a Emenda Constitucional nº 05/1995, deu nova redação ao art. 25 da Constituição Federal, atribuindo aos Estados à competência exclusiva para explorar, diretamente ou mediante concessão a empresas estatais ou privadas, “os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação”. Logo, os Estados podem contratar com empresas públicas ou privadas a realização das atividades, o que normalmente ocorre via contratação por instrumento de concessão.

²⁶ BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 22, pp. 3-28, set. 2005. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set2201.pdf>



Figura 5 – MAPA DE CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO.

Fonte: Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás²⁷

Em que pese todo o esforço regulatório recente da ANP para desverticalizar o setor, questiona-se se outras medidas mais concretas poderiam ser adotadas pelas autoridades antitruste brasileiras no sentido de impor a separação total dos dois segmentos deste mercado. O livre acesso é uma dessas medidas, na medida em que obriga os agentes transportadores a conceder aos detentores de gás natural o direito de movimentar a molécula de gás natural pelos gasodutos existentes, desde que os mesmos possuam capacidade disponível para tanto.

No entanto, um dos problemas do livre acesso está relacionado, justamente, à transparência quanto à real capacidade contratada nos gasodutos existentes, já que o *player* mais atuante neste mercado possui todo o controle sobre o setor. Políticas de livre acesso dependem de um supervisor independente do mercado que possua informações precisas quanto ao real uso dos gasodutos de transporte e como um sinalizador ao mercado sobre capacidade disponível para contratação.

²⁷ Disponível em <http://abegas.org.br/info_mapaconcessao.php>

Outro gargalo econômico está relacionado à falta de liquidez do mercado de gás natural no Brasil e contratação da compra de gás natural. A oferta doméstica de gás não é estável no Brasil, já que a produção de um campo produtor pode variar ao longo de sua vida útil em função de aspectos técnicos e geológicos e não contamos com um mercado secundário para servir de *backup* à eventuais falhas no fornecimento. Dessa forma, um desafio econômico é garantir a previsibilidade e volume do gás natural comercializado pelos produtores. E como tal imprevisibilidade afeta as cláusulas típicas de contratos de compra e venda de gás (“*Gas Sales Agreement*” – GSA) que visam, justamente, conferir estabilidade às relações jurídicas de compra e venda de gás natural.

Os contratos ademais da sua finalidade de concluir uma determinada operação também têm como objetivo definir a forma de consecução desse fim e para tanto é necessário que os mesmos prevejam como os riscos da operação serão alocados.

Essa é uma tarefa essencial na preparação de um contrato e geralmente o maior foco da negociação entre as partes, pois uma alocação ineficiente e desequilibrada, a não previsão de determinado risco, ou a forma de tratamento do mesmo no contrato, podem frustrar as expectativas que orientaram a conclusão do negócio²⁸. No caso de uma transação envolvendo operações de compra e venda de gás, tem-se uma concessionária de E&P que produz gás natural em campos *offshore* ou *onshore* e que deseja celebrar um GSA para o fornecimento de gás a uma distribuidora estadual que, por exemplo, deseja vender o gás a uma usina termelétrica localizada nas proximidades das instalações de produção estado.

Como a regulação atualmente existente exige que haja a desverticalização dos diferentes segmentos econômicos envolvidos no setor de gás natural, o produtor deverá contratar o transporte do gás para entrega do produto no *city-gate* da rede de gás canalizado da distribuidora (ponto de entrega), a qual, por sua vez, entregará o gás natural à usina termelétrica.

Por isso, dois GSAs são normalmente firmados, um para a venda do gás natural do produtor para a distribuidora e o outro, da distribuidora para termelétrica. Os maiores riscos destes contratos se relacionam ao objeto (risco inerentes à entrega na quantidade e qualidade do gás natural contratado) e ao preço da *commodity* que será entregue.

Note-se que a distribuidora está atuando como intermediadora para a entrega do gás à usina termelétrica e, portanto, os dois GSAs deverão refletir — ou espelhar — ao máximo, as condições e bases contratuais pelas quais a usina termelétrica se dispõe a comprar o gás

²⁸ FORGIONI, Paula A. Teoria Geral dos Contratos Empresariais. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2009, p. 136.

natural. Assim sendo, se há um compromisso firme de compra de gás pela térmica (e em contrapartida de venda pela distribuidora), também haverá o compromisso firme de compra e fornecimento no GSA entre a distribuidora e o produtor, refletindo em ambas, por exemplo, as cláusulas de garantia de retirada (*take-or-pay*) e de penalidade por falha no fornecimento (*deliver-or-pay*).

No entanto, caso a térmica não esteja disposta a comprar o gás natural em base firme, será essencial que o produtor (caso se enquadre como livre), de modo a viabilizar o seu projeto E&P de gás natural não associado, firme outros GSAs com outros compradores (seja a mesma distribuidora ou não) para garantir uma receita previsível que viabilize o seu projeto. Ocorre que, para o produtor, a falta de previsões de retiradas firmes de gás pela distribuidora (*take-or-pay*) poderia significar a não previsibilidade nas suas receitas, tendo como consequência a inviabilidade dos seus projetos de E&P de gás natural.

Assim sendo e lembrando que estamos falando de contratos de rede, caso o distribuidor assine um GSA com o produtor, o segundo GSA, entre a distribuidora e térmica, a depender da importância relativa da térmica para o mercado do distribuidor, deverá prever uma cláusula através da qual a térmica se compromete a retirar ou pagar por uma quantidade mínima de gás natural (*take-or-pay*), uma vez que a distribuidora possuiria o mesmo compromisso com a produtora.

Nesse sentido, é comum também que a distribuidora firme GSAs com mais de um cliente, em bases contratuais diversas (explicadas abaixo) para dirimir seus riscos de não retirada do gás natural com o produtor, já que, como dito acima, o Brasil não conta com um mercado secundário de gás natural para suprir eventual indisponibilidade do gás pelo produtor, ou alteração nas quantidades solicitadas pela outra ponta — os distribuidores ou consumidores.

Em outros países que contam com mercados mais maduros, existem agentes que atuam na estocagem de gás natural e podem atuar para satisfazer oscilações na produção, de modo a garantir o compromisso de retirada mínima previstos em certos contratos e, com isso, mitigar os riscos contratuais assumidos e viabilizar mais projetos de gás natural.

Na ausência desse mercado secundário, os produtores de gás natural são obrigados a se engajar em verdadeira rede contratual em que os GSAs são espelhos uns dos outros, a fim de mitigar os riscos de mercado entre as partes que não podem ser mitigados pela ausência de um mercado líquido de gás natural.

Aqui vale mencionar a importância em garantir e aumentar a previsibilidade no fluxo de receitas pelos agentes, pois estas muitas vezes servem como garantias em contratos de

financiamento e em alguns casos, inclusive, como parte de estruturas de *project finance*²⁹ em que as receitas servem para amortizar a própria dívida contraída.

Pois bem, a iliquidez do mercado também representa outra barreira ao desenvolvimento da indústria, na medida em que não se conta com alternativas para equalizar os dois pólos da relação contratual, expondo o risco de mercado com relação à demanda do gás ou pela imprevisibilidade do produtor devido aos riscos geológicos.

Por fim, outro gargalo econômico que merece ser brevemente destacado está no mercado de troca e cessão de capacidade de transporte de gás natural. Os instrumentos que os agentes dispõem para negociar capacidades de transporte contratadas, para realizar cessão das mesmas ou mesmo a troca operacional (mais conhecido como *swap*) dependem da solução de entraves na tributação do gás natural³⁰.

1.3.2 GARGALOS REGULATÓRIOS E BUROCRÁTICOS

As barreiras regulatórias, por outro lado, consistem nas dificuldades burocráticas impostas pelo excesso de normas, regulamentos e exigências das autoridades públicas para o engajamento na atividade. A principal barreira regulatória, ao nosso ver, está na complexidade do arcabouço regulatório e fiscal brasileiro, uma vez que os processos de licitação para outorga de concessão não atraem um grande número de operadores, além das elevada carga burocrática associada aos processos de licenciamento técnico e ambiental. Por isso, o objetivo deste trabalho é justamente analisar mecanismos legais que permitam a pesquisa e lavra simplificada por agentes econômicos interessados na exploração *onshore*.

Em recente artigo intitulado “Natural Gas in Brazil: opening the bottlenecks”³¹, o professor ASHLEY BROWN³² traça um diagnóstico preciso dos gargalos que atingem o setor de

²⁹ PINTO, Marcos Barbosa. “Repartição de riscos nas Parcerias Público-Privadas”. In Revista do BNDES, Vol. 13, nº 25, Rio de Janeiro, Jun/2006, pp. 155-182.

³⁰ Isto porque atualmente o fisco estadual entende como fato gerador para cobrança do ICMS sobre o transporte da molécula a sua movimentação física. As autoridades fiscais enxergam somente os pontos de entrada e saída do gás natural, cobrando tributo no seu destino. No entanto, o swap de gás natural pressupõe justamente a troca comercial que não acompanha a movimentação física da molécula e sim o seu fluxo contratual. A falta de um consenso entre os Estados e da celebração de um convênio CONFAP neste sentido impede a criação de um mercado de troca de capacidade e colabora para a manutenção do status quo de monopólio do setor de gás natural.

³¹ BROWN, Ashley. “Natural Gas in Brazil: opening the bottlenecks”, in Network Industries Quarterly, Vol. 18, nº 1, 2016.

gás natural no Brasil. Dentre eles está o que o autor chama de problema de licenciamento – “Licensing Problem”, que se traduz na falta de incentivos gerado pelo nosso arranjo jurídico para outorga de direitos de exploração e produção. Logo, trata-se de barreira regulatória.

O autor defende que não existe uma modelagem jurídica própria que atribua à companhias exploradoras de petróleo e gás no Brasil autorização individual para realizar a pesquisa e, em caso de sucesso, a lavra das jazidas com recursos encontrados. De fato, o único caminho para a condução das atividades de exploração e produção passa, obviamente, pelos regimes vigentes de concessão e partilha da produção precedidos por licitação e tais regimes, por natureza, não conferem incentivos apropriados para investimentos de recursos na exploração de áreas *onshore* e de reduzido potencial exploratório.

Segundo o professor ASHLEY BROWN,

“The licensing problem is that the system, largely derived from medieval French law and Portuguese colonial practice, discourages individual exploration. (...). While in natural gas any party conducts exploration activities for the resource, has no assurance that he will reap the benefits of his work, because any discovery reported to the state will then have to be put out to competitive bidding that others may very well win.”³³

De fato, o processo de concessão de blocos exploratórios em terra parece não permitir atrair um número satisfatório de empresas interessadas na exploração *onshore*. Tais empresas enfrentam elevados custos burocráticos e são obrigados a lidar com exigências regulatórias para se engajarem na atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural. A compreensão do conjunto das regras aplicáveis ao setor (ver capítulo 2 deste trabalho) revela que as mesmas são voltadas à atividade *offshore*, pensadas para pequenos players que deverão lidar com uma série de exigências burocráticas e enfrentar um processo de licenciamento ambiental complexo para assumir estruturas produtivas que em geral contam com poucos poços, porém com elevada produtividade.

No entanto, a regulação de E&P no Brasil é incompatível com exploração *onshore*, pois suas premissas técnicas e financeiras diferem da complexidade da exploração em regiões de águas ultraprofundas, por exemplo. A estrutura das rodadas de licitação para outorga de concessão sobre a exploração e produção de gás natural é altamente politizada e não existe

³² O professor Ashley Brown é diretor executivo do Grupo de Política Elétrica da Faculdade de Política Pública “John F. Kennedy School”, de Harvard. O professor Brown colaborou junto com o Centro de Estudo em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas na elaboração do Projeto de Lei que também inspirou a elaboração deste trabalho.

³³ BROWN, Ashley. Ibid.

qualquer previsibilidade sobre sua ocorrência, haja visto que o Brasil ficou de 2008 a 2013 sem rodadas de licitação³⁴. Durante tal intervalo, países como Colômbia, Peru, Argentina, Equador e, mais recentemente, o México, realizaram rodadas em bases constantes, atraindo a atenção de investidores, ao passo que no Brasil a imprevisibilidade das rodadas de licitação e as áreas a serem outorgadas, dificultaram o planejamento de investidores³⁵.

Além do “*licensing problem*”, a modelagem jurídica da concessão voltada ao setor *offshore*, a falta de previsibilidade quanto à realização das rodadas de licitação, outra barreira regulatória importante é a composição das participações governamentais (“*government take*”)³⁶ exigido pelo atual modelo de concessão. O bônus de assinatura requerido como um dos critérios das propostas a serem formuladas no âmbito das rodadas de licitação para outorga de direitos exploratórios e as garantias financeiras exigidas pela ANP para cumprimento do programa exploratório mínimo (PEM) representa uma barreira de entrada nas atividades de E&P para pequenas e médias empresas que não possuem lastro financeiro para arcar com tais exigências.

Este problema é agravado quando se constata o baixo nível de conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras³⁷, na medida em que se paga pelo bônus de assinatura um valor alto e à vista, sem qualquer contrapartida ao concessionário, que ainda se compromete à realizar o PEM, sob pena de ter a sua garantia executada. Ao constatarem os altos aportes necessários para ter o direito de explorar fronteiras geológicas desconhecidas em

³⁴ Muito embora tal intervalo possa ser justificado pelas discussões que tomaram conta, em âmbito nacional sobre as promissoras reservas do pré-sal e que paralisaram as rodadas de licitação até o advento da lei 12.351/2013, que alterou o regime jurídico aplicável à tais reservas e outras entendidas como estratégicas pelo CNPE.

³⁵ Sobre a incerteza das áreas e do calendário para outorga das mesmas, a Superintendência de Licitações da ANP criou um sistema em que era possível aos interessados indicarem as áreas de seu interesse, com o objetivo de padronizar as informações recebidas dos agentes econômicos acerca da nominação de áreas, para que a ANP estudasse a possibilidade de ofertá-las em futuras rodadas de licitações. No entanto, de acordo com o próprio manual editada para contribuição dos agentes da indústria, “a ANP não assume nenhuma obrigação legal ou compromisso de que as áreas sugeridas serão ofertadas nas próximas licitações, mas considerará e analisará estas nominações no processo de estudo e seleção visando às próximas rodadas”.

³⁶ “Government take” é como o país hospedeiro recebe receitas oriundas das atividades de E&P. O artigo 45 da Lei do Petróleo mencionam as seguintes participações governamentais: (i) Bônus de Assinatura, (ii) Royalties (iii) Participações Especiais e (iv) Pagamentos pela ocupação e retenção de terras.

³⁷ Isto pode ser verificado pela extensão das novas fronteiras exploratórias *onshore*. O próprio Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2015. Segundo a ANP “Na 13ª Rodada de Licitações – Blocos Exploratórios, realizada no dia 7 de outubro de 2015, foram ofertados 266 blocos, distribuídos em 10 bacias sedimentares: Amazonas, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Jacuípe, Camamu-Almada, Espírito Santo, Campos e Pelotas. Foram arrematados 37 blocos, numa área de 33.617,83 km², em quatro bacias sedimentares: Parnaíba, Potiguar, Sergipe-Alagoas e Recôncavo, o que gerou R\$ 121.109.596,73 em bônus de assinatura. A previsão de investimentos do Programa Exploratório Mínimo a ser cumprido pelas empresas vencedoras é de R\$ 216.042.000,00”. O anuário está disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/Anuario_Estatistico_ANP_2016.pdf>

terra, empresas de pequeno porte se veem desestimuladas, o que configura mais um obstáculo regulatório ao desenvolvimento do setor.

Somada a isso, as obrigações de conteúdo local que são incompatíveis com o número limitado de fornecedores *onshore*, a ausência de incentivos fiscais e a elevada carga fiscal e complexidade tributária que não estimulam a produção em terra. É possível, portanto, compreender como o arcabouço regulatório brasileiro oferece um obstáculo ao crescimento da oferta de gás natural.

REGINA ZAMITH e EDMILSON MOUTINHO DOS SANTOS trazem ainda mais um ponto interessante sobre barreiras regulatórias que não necessariamente são emanadas da administração pública, mas sim barreiras políticas ditadas pela Petrobras. Segundo os autores:

“Do ponto de vista regulatório, há outras grandes incertezas que pouco contribuem para as atividades *onshore*. O domínio da Petrobras no setor ainda é muito grande. Havendo aspectos positivos e negativos, como bem retrata a experiência da PetroRecôncavo. Tanto a disponibilidade dos campos como a operacionalidade do setor, principalmente na garantia de mercado para a venda da produção marginal, acabam dependentes de regras estabelecidas pela Petrobras e não pela ANP. Assim, ao invés de prevalecerem os aspectos de política pública, definidas pelo governo e implementadas pelo órgão regulador, o futuro das atividades *onshore* depende mais das estratégias corporativas da Petrobras.”³⁸

Pertinente destacar que apesar da obra acima ter sido escrita em 2007, as decisões estratégicas da Petrobras estão produzindo efeitos no atual momento da indústria nacional e impondo uma rediscussão do arcabouço regulatório do setor de transporte de gás natural. A forma como os agentes irão definir as mudanças regulatórias do setor após a saída da Petrobras do segmento de transporte exercerá um fator fundamental para o crescimento da oferta.

Os gargalos regulatórios e burocráticos acima são um dos principais problemas que atualmente afetam o setor de gás natural no Brasil, impondo entraves ao seu desenvolvimento e elevando os custos de transação aos novos agentes. Assim, deve ser pensado um conjunto de propostas regulatórias que possa aumentar a atratividade da indústria, e parece que um campo fundamental de atuação é na elaboração de uma nova modelagem para outorga dos direitos de E&P, que possam reduzir riscos e criar maior atratividade pela simplificação do procedimento licitatório.

³⁸ ZAMITH, Regina; SANTOS, Edmilson Moutinho dos. **Um novo despertar para os campos terrestres de petróleo e gás natural no Brasil**. São Paulo: Annablume; Fapesp, 2007, p. 133.

1.3.3 GARGALOS FÍSICOS

O gargalo físico da indústria de gás natural se traduz pela baixa capilaridade da rede de gasodutos existente no Brasil; ou seja, trata-se de um problema de infraestrutura que impacta a cadeia produtiva do gás natural, restringindo as alternativas do produtor de vender e escoar sua produção e, à jusante, dos consumidores e usuários de serem atendidos. Outro ponto relevante é o fator “Petrobras”. Enquanto monopolista de fato, a Petrobras detém grande parte da capacidade de transporte de gás natural e utiliza tal capacidade para priorizar o sua própria movimentação.

Isto se verifica pela expressiva participação que a Petrobras possui na contratação de capacidade transporte junto às transportadoras no Brasil. Segundo dados coletados a partir de informações divulgadas pelos transportadores, em atendimento à Portaria ANP n.º 01/03, atualmente a Petrobras é a carregadora contratante em 4 de 6 contratos com a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A, 10 dos 10 contratos firmados com a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), 2 dos 2 contratos com a GasOcidente do Mato Grosso Ltda (GOM).

Por esse motivo, a Petrobras acaba ditando a oferta do serviço de transporte no Brasil e o mercado fica sujeito aos investimentos da mesma para ampliação da malha.

Desde o advento da Lei do Gás, em 2009, a ANP e MME vem tentando imprimir competição no setor, através da revisão de política de livre acesso, transparência quanto à capacidade disponível e preços praticados, participação mais ativa da ANP na definição de tarifas de transporte e as mencionadas iniciativas para desverticalização do setor. Dentre as mais importantes estão as normas que proíbem carregadores de também atuarem no ramo de transporte, e vice-versa, de modo a exigir que novos gasodutos sejam construídos e operados por terceiros, em uma tentativa de “abrir” o setor.

No entanto, tais iniciativas ainda não parecem ter apresentado o resultado esperado e a extensão da malha de gasodutos de transporte ainda é muito tímida. Em julho de 2016, a EPE divulgou o mapa atualizado da infraestrutura de gasodutos de transporte no Brasil em que se pode constatar a precariedade da infraestrutura:

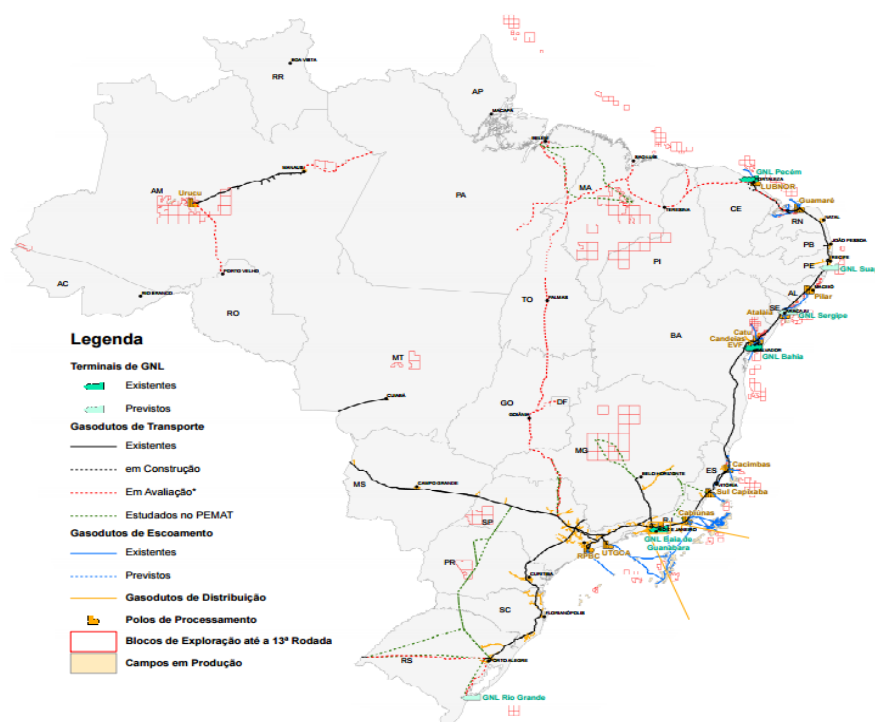


Figura 6 – MAPA DE INFRAESTRUTURA DE GASODUTOS DE TRANSPORTE NO BRASIL³⁹

Fonte: EPE

A evolução da rede de gasodutos de transporte não mudou muito nos últimos anos. Segundo o MME, em 1999 a extensão dos gasodutos de transporte era de 4.001 km de dutos e em 2015, 16 anos depois, a extensão ainda era de 9.409 km. Pelo contrário, de 2010 a 2014, houve redução na malha, conforme aponta o gráfico abaixo retirado do Boletim de Setembro de 2016 de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME:

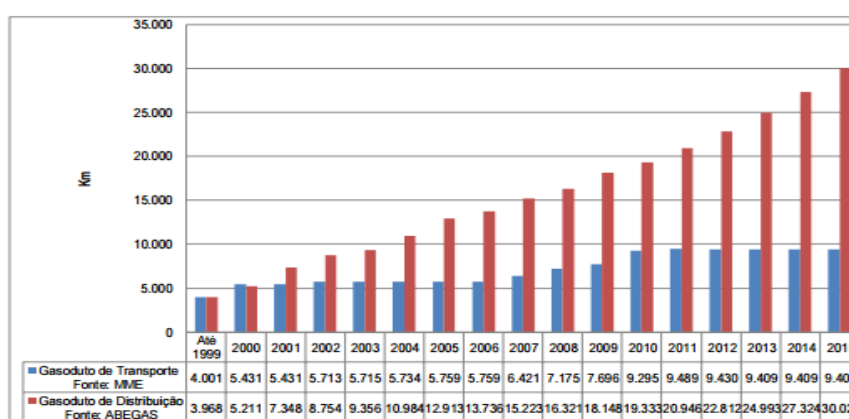


Figura 7 – EVOLUÇÃO DA MALHA DE GASODUTOS DE TRANSPORTE NO BRASIL⁴⁰

Fonte: MME

³⁹ Disponível em:

< http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/MAPA%20G%C3%A1s%20Natural_EPE%202015.pdf>

⁴⁰ Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Edição nº 115, setembro de 2016. Ministério de Minas e Energia. Disponível em:

<http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_115_SET_16.pdf/94c1fff8-6586-4bc8-b162-693a2e277e60>

Do total da malha de gasodutos no Brasil, 96,1% é atualmente controlada pela Petrobras, considerando que a mesma detinha participação de 100% na Transportadora Associada de Gás (TAG) e possui participação de 51% na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG)⁴¹. Como mencionado, a ausência de diversidade de *players* no mercado de transporte de gás natural e a integração vertical do mercado de venda com o de transporte não incentiva o investimento para construção e operação de gasodutos no país, já que a ampliação da malha de gasodutos depende da demanda pela sua movimentação. Logo, o detentor da molécula de gás natural é que dita o ritmo de uso e ampliação da malha existente

O CERI elaborou um estudo denominado “Transporte de Gás Natural no Brasil – Aspectos Regulatórios”, em que aborda uma visão ampla da regulação e desafios do setor de transporte de gás natural, destacando que “*o segmento de transporte de gás natural é um dos principais gargalos para o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil*”. Segundo o estudo, alguns pontos devem ser endereçados para o desenvolvimento do setor:

“No que diz respeito à expansão da malha, persistem dúvidas relevantes sobre a capacidade do modelo de concessão instituído pela Lei do Gás de atrair novos investimentos, especialmente considerando-se o cenário de persistência de integração vertical, caso o direito de uso da capacidade de transporte permaneça com a Petrobras. Nesse momento de potenciais transformações, é preciso pensar qual será o modelo efetivamente adotado para garantir o desenvolvimento e a eficiência do mercado de gás no Brasil. Nesse sentido, alguns pontos merecem uma reflexão mais estruturada e o estabelecimento de regras claras: (i) o acesso ao transporte deve ser garantido também no curto prazo, para assegurar a eficiência das transações no mercado; (ii) deve existir controle dos incentivos à manipulação – tanto o tratamento da desverticalização (escolha do modelo, seja através de um operador independente ou de outros modelos existentes) quanto o papel da defesa da concorrência atuando contra práticas anticompetitivas; e (iii) a forma de contratação do gás natural pelo setor elétrico brasileiro deve ser repensada, refletindo de forma mais adequada o estágio do desenvolvimento desse mercado no Brasil. A atual estrutura de contratação tem reflexos importantes sobre a reserva da capacidade de movimentação de gás na malha de transporte.”

Muitos são os esforços para corrigir — via regulação — gargalos físicos da rede de gasodutos de transporte no Brasil e estimular a sua ampliação. Muito embora não seja o escopo deste trabalho abordar propostas de mudança na regulação, é muito importante que se tenha em mente que as dificuldades de transporte do gás natural é um dos fatores limitadores

⁴¹ “Transporte de Gás Natural no Brasil – Aspectos Regulatórios”, Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (CERI). FGV. Junho de 2016. Disponível em: <<http://ceri.fgv.br/sites/ceri.fgv.br/files/arquivos/cartilha-transporte-de-gas-natural-no-brasil-aspectos-regulatorios-fgv-ceri-jun-2016.pdf>>

do crescimento da oferta de gás natural no Brasil. Em certa medida, o que ora se propõe é reconhecer que alterações na regulação do regime de outorga (*upstream*) podem contribuir para equalizar a assimetria regulatória no ramo de transporte (*midstream*), sem prejuízo de iniciativas específicas neste elo da cadeia.

Interessante observar que em 22 de setembro de 2016, o conselho de administração da Petrobras aprovou a venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), que concentra a malha de gasodutos da Petrobras na região Sudeste, para a Brookfield Infrastructure Partners (BIP) e suas afiliadas por US\$ 5,19 bilhões. Esta venda é parte do programa de desinvestimento da estatal, que pretende se capitalizar através da venda de ativos em ramos da cadeia do petróleo que não constituem sua prioridade estratégica. A proposta da Petrobras é gerar fluxo de caixa para fazer frente às elevadas dívidas acumuladas após decisões de investimentos questionáveis, oscilações no preço do barril de petróleo e passivos assumidos em decorrência de desvio de dinheiro, de amplo conhecimento pela sociedade.

De toda forma, com a saída da Petrobras do setor, a indústria de transporte de gás natural poderá finalmente receber o estímulo necessário para sua abertura. Após anos tentando promover a competição via instrumentos legais e regulatórios, curiosamente foi a conjuntura econômica e política negativa da Petrobras que está possibilitando a abertura deste mercado. A expectativa é que os novos *players* orientados pela maximização do seu bem estar, naturalmente invistam na expansão da malha de gasodutos e nos serviços prestados, não se limitando aos contratos de compra e venda de gás existentes, possibilitando o escoamento da produção, a monetização de reservas de gás natural e o atendimento aos consumidores finais e distribuidoras.

1.4 O programa Gás para Crescer e a necessidade de iniciativas da academia e de indústria

1.4.1 O PROGRAMA “GÁS PARA CRESCER”

A importância do gás natural para o abastecimento energético brasileiro recebe cada vez mais atenção por parte da administração pública, dos agentes atuantes na indústria e da academia. O governo federal, ciente da necessidade de rediscutir o marco regulatório para o gás, lançou o programa “Gás para Crescer”, através do qual está conduzindo consulta pública

para colher diretrizes para estabelecer nova regulamentação do mercado de gás natural do Brasil.

A partir da nova posição da Petrobras, as diretrizes elaboradas conjuntamente pelo MME, EPE e a ANP, visam redefinir os padrões da indústria promover um mercado mais aberto. O objetivo é incentivar a entrada de novos e diversos operadores na indústria de gás natural. A consulta pública realizada no segundo semestre de 2016 basicamente destaca oito diferentes tópicos e desafios, todos relacionados a uma das categorias de gargalos mencionados neste capítulo 2: (i) a comercialização de gás natural; (ii) o sistema de tarifação; (iii) o acesso à terceiros em infraestruturas essenciais; (iv) a harmonização entre as regulações estaduais e federal; (v) a harmonização da regulação e operação das indústrias de gás natural e energia elétrica; (vi) a criação de um sistema independente e integrado para o transporte de gás natural; (vii) a política de comercialização do gás natural produzidos no regime de Partilha; e (viii) os desafios tributários.

Além disso, um dos principais destaques trazidos pela proposta é a criação de um operador de transporte independente, isto é, entidade similar ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para promover a desverticalização e supervisão do transporte de gás natural. Da mesma forma que o ONS, o operador não deterá a propriedade dos ativos, mas tomará decisões sobre as melhorias e reforços necessários nos ativos de transmissão de propriedade dos transportadores.

Um dos aspectos chave das novas diretrizes é superar os atuais desafios tributários relacionados ao recolhimento do ICMS e ao cumprimento de obrigações acessórias, cujas regras, como mencionado no item 2.3.1, foram originariamente estruturadas considerando uma convergência do fluxo físico e fluxo contratual das operações. Dentre estes desafios tributários estão as operações de *swap* de gás, o compartilhamento das estruturas de regaseificação e de cargas do Gás Natural Liquefeito (LNG) e as operações de importação e interestaduais com gás natural. Todas as frentes de trabalho possuem como denominador comum a expectativa de desenvolver a oferta de gás natural. De certo modo, medidas regulatórias que facilitem a outorga dos direitos de exploração e produção de gás natural estão em linha com tais objetivos, muito embora, até a data de conclusão deste trabalho, não se tenha verificado uma proposta específica nesse sentido.

Ainda do lado da administração pública, vale ressaltar que há a expectativa de que novas regras relacionadas ao cumprimento de obrigações acessórias nas operações com gás natural sejam celebradas pelas Unidades da Federação através de Protocolo ICMS, atualmente em discussão no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária, por meio do qual, para

fins de cumprimento destas obrigações, seria adotado o critério do fluxo contratual da operação para a definição dos pontos de recebimento e de entrega do gás natural.

1.4.2 A IMPORTÂNCIA DO DIÁLOGO ENTRE ACADEMIA E INDÚSTRIA

Como visto, os gargalos identificados neste capítulo não geram os incentivos adequados ao desenvolvimento da exploração de hidrocarbonetos *onshore*, sendo imperioso que alternativas regulatórias sejam elaboradas para facilitar a exploração de hidrocarbonetos em terra. Estas alternativas invariavelmente demandam mudanças legislativas necessárias à desburocratização da pesquisa e lavra de gás natural em terra, bem como para a completa desverticalização das atividades da indústria do gás natural.

Com efeito, os objetivos declarados de qualquer proposta que vise contribuir para a garantia da oferta de gás natural em todo o território nacional, em condições adequadas de quantidade, qualidade, continuidade e preços devem englobar as premissas econômicas e regulatórias de eliminação ou mitigação de barreiras à entrada de agentes econômicos que, demonstrando capacidade técnica e econômica, desejarem explorar, por conta e risco, as etapas da indústria do gás natural.

Neste cenário de mudanças e rediscussão do gás natural, a academia exerce papel fundamental ao servir de contraponto na contenção da relação entre indústria e órgãos reguladores, que muitas vezes adotam posições inconciliáveis. Muitos são os trabalhos científicos e contribuições acadêmicas que guardam pertinência temática com o diagnóstico do qual parte este trabalho, e espera-se que esse trabalho possa contribuir com o debate, através da apresentação conceitual de um novo marco regulatório para a exploração e produção em terra.

CAPÍTULO 2. A TRADIÇÃO OFFSHORE BRASILEIRA E A EVOLUÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO

2.1 A Evolução dos Regimes Jurídicos-regulatórios para E&P de Hidrocarbonetos e suas Implicações para as Atividades em Terra

A legislação vigente para exploração e produção de petróleo e gás natural atualmente não oferece um ambiente regulatório fértil para o aproveitamento do gás natural em terra — ou o seu uso alternativo — principalmente devido ao fato de que a legislação é orientada para o ambiente *offshore*, em que a estrutura para outorga de direitos de exploração e produção, o processo de licenciamento ambiental e a carga de *government take* seguem um racional de campos produtivos complexos, com pequenos poços e elevada produtividade. Nunca se procurou distinguir o regime jurídico de outorga com base nas especificidades geológicas, (bacias sedimentares terrestres, campos maduros ou marginais, por exemplo) ou por tipo de hidrocarboneto e outra orientação técnica (produção associada ou não-associada, reservas convencionais ou não convencionais).

Diante da ausência de tal distinção para o setor *onshore* de exploração e produção e a oferta reprimida demonstrada pela investigação conduzida e pelos dados apresentados no capítulo anterior, bem como as barreiras inerentes ao setor, cumpre identificar em que medida o marco regulatório da indústria vigente não contribui com a solução do problema identificado.

As transformações legislativas do setor devem ser analisadas sob o prisma da evolução das atividades exploratórias e do papel da Petrobras, com o objetivo de oferecer ao leitor a compreensão de que, muito embora a edição de regras claras (a partir de sofisticados modelos jurídico-regulatórios importados de outras nações) tenha propiciado um arcabouço transparente para o desenvolvimento da indústria, historicamente nunca se buscou estabelecer normas que atribuíssem dinamismo e simplificassem a exploração em terra no Brasil, o que contribui sensivelmente para o problema regulatório identificado e que contribuiu para a elaboração deste trabalho.

Por este motivo é de grande relevância a identificação do “estado da arte” do arcabouço jurídico da indústria de petróleo e gás no Brasil. Com efeito, vale estabelecer um exame breve da evolução do marco regulatório no Brasil, de modo a demonstrar que o racional do marco regulatório vigente esteve voltado aos momentos vividos pela indústria

offshore, não se dedicando a atrair investimentos e desenvolver um mercado próprio nas áreas *onshore*.

O marco regulatório da indústria de Petróleo no Brasil deve ser analisado a partir da Lei Federal 2.004, de 3 de outubro de 1953 e do monopólio legal exercido pela Petrobras e constitucionalizado pela primeira vez no texto de 1967, em seu artigo 162, até meados da década de 1990, quando no Brasil e na América Latina ocorreram diversas reformas liberais, como privatizações e a consequente abertura de mercados, as quais foram bem recebidas pelos investidores estrangeiros. Como parte dessas mudanças, os países latino-americanos modificaram suas legislações para atrair investimentos em setores sensíveis de suas economias, como o de petróleo e gás.

De fato, a edição da emenda constitucional nº 5/1995 e nº 9/1995, bem como a edição da legislação superveniente, especialmente a Lei do Petróleo em 1997, foram inspirados, dentre outros, na tentativa de atrair o capital estrangeiro para o fomento da indústria no Brasil e para fomentar as atividades em curso da Petrobras, já tida como a campeã nacional no setor de petróleo e gás natural.

Identificado o contexto histórico e o consequente vácuo legislativo voltado às atividades exploratórias em terra, o capítulo que se segue irá delinear um campo de propostas teóricas — soluções e alternativas jurídicas pensadas à luz das barreiras econômicas e regulatórias — que seriam fundamentais para o fomento da exploração *onshore* e atingimento do seu objetivo regulatório.

2.1.1 BREVE HISTÓRICO DA TRADIÇÃO *OFFSHORE* DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

O primeiro campo comercialmente viável de hidrocarbonetos no Brasil ocorreu em terra, no Recôncavo Baiano em 1941, especificamente nos municípios de Lobato e Candeias⁴². A região emergiu como o primeiro nicho de exploração e produção de petróleo em bases comerciais — quando a quantidade e qualidade do petróleo produzido cobrem os custos de perfuração e extração — e foi protagonista do movimento de importação de técnicos estrangeiros e, posteriormente na formação da primeira geração de profissionais brasileiros especializados nesta indústria.

⁴² QUINTAS, Humberto; QUINTANS, Luiz Cesar P. Ibid.

As ocorrências de hidrocarbonetos na Bahia e em outras regiões do nordeste na década de 40 se deram todas em bacias sedimentares (depressões em superfície terrestre formadas por depósito de sedimentos e, em alguns casos, materiais vulcânicos) principalmente devido à carência de tecnologia para exploração em alto mar.

Devido a experiências frustradas na região *offshore* da Bacia de Campos, a Petrobras manteve seus investimentos em regiões *onshore* durante todo o período compreendido entre a década de 50 e 60, produzindo em cerca de 55 campos localizados principalmente em bacias sedimentares do nordeste⁴³. No entanto, durante este período a indústria brasileira ainda importava 70% do petróleo que consumia.

Pode-se dizer que a tradição exploratória *offshore* no Brasil se iniciou basicamente a partir da mudança estratégica adotada para as campanhas exploratórias conduzidas pela Petrobras, conforme o avanço tecnológico das técnicas exploratórias, que permitiu campanhas bem sucedidas em regiões mais promissoras na Bacia de Campos. A partir da década de 70, a Petrobras concentrou seus esforços e investimentos na pesquisa e lavra em mar, devido ao potencial das reservas de hidrocarbonetos encontradas na Bacia de Campos⁴⁴. Este movimento foi facilitado pelo fato de que à época, as atividades da indústria em campos terrestres brasileiros historicamente revelaram baixo potencial de produção, ainda que o seu berço tenha ocorrido nas mencionadas bacias sedimentares localizadas no recôncavo baiano.

Além disso, a guinada para a exploração e produção *offshore* foi fortemente influenciada por eventos de impactos globais na internacionalização da geopolítica do petróleo, principalmente após a crise do petróleo e a guerra do golfo.

No cenário interno se verificou a crescente demanda por petróleo. Apesar da Petrobras ter inicialmente dirigido seus esforços tanto para áreas em terra e no mar, a guinada das atividades da Petrobras para as regiões *offshore* foi fortemente influenciada pela necessidade enfrentada pela economia brasileira de atender à crescente demanda de petróleo verificada na industrialização e urbanização brasileira à época do chamado “milagre econômico. Tais fatores, levaram a Petrobras, como instrumento de política econômica, a direcionar seus esforços para campanhas de exploração e produção mais rentáveis em alto mar.

A dedicação *offshore* da indústria não mudou nas décadas seguintes. Segundo o último anuário estatístico da ANP⁴⁵, as reservas de petróleo em mar atualmente equivalem a 29.889

⁴³ ZAMITH, Regina; SANTOS, Edmilson Moutinho dos. **Atividades onshore no Brasil – Regulação, políticas públicas e desenvolvimento local**. São Paulo: Annablume; Fapesp, 2007.

⁴⁴ Ibid.

⁴⁵ Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2015 / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. - Rio de Janeiro: ANP, 2008. Disponível em

milhões de barris equivalentes de petróleo, contra somente 1.169,8 em terra. Já as reservas totais de gás natural em mar chegam a 758.277 (milhões de metros cúbicos, ou mm^3) contra somente 100.991 mm^3 em terra.

Portanto, em consequência de fatores econômicos e geopolíticos históricos, a indústria de petróleo e gás hoje é totalmente voltada para a exploração *offshore* de hidrocarbonetos no Brasil e o atual marco regulatório da indústria de petróleo no Brasil foi elaborado à luz deste contexto histórico e dos fatores acima mencionados.

É possível afirmar que em nenhum momento se buscou estabelecer regras que atribuíssem dinamismo e fomentassem a exploração em terra no Brasil. O foco do legislador quando da edição da emenda constitucional nº 5/1995 e nº 9/1995 e da legislação subsequente foi de fornecer bases para a flexibilização do monopólio voltado à experiência brasileira, não tendo sido conferida atenção para a criação de incentivos adequados aos diferentes perfis de agentes da indústria ou mesmo para a criação de um submercado voltado à pesquisa e lavra de regiões *onshore*, quadro este que permanece até os dias de hoje.

No entanto, a geopolítica do petróleo mudou sensivelmente desde os eventos mencionados acima. Recentemente o avanço das tecnologias empregadas no setor possibilitaram que segmentos do ramo de E&P se tornem extremamente lucrativos, a exemplo da chamada “revolução do gás de xisto” ocorrida nos EUA.

A necessidade de rediscutir o atual regime jurídico para a exploração de hidrocarbonetos em terra reside também, em parte, no reconhecimento de que o atual marco regulatório brasileiro foi desenhado para adequar-se à tendência exploratória *offshore*, e que o atual contexto sugere a discussão de propostas que poderiam melhor atender às particularidades do setor (como vindo sendo feito pelo Gás para Crescer).

2.1.2 A EVOLUÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

Podemos dividir a história da legislação brasileira aplicável às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em cinco fases distintas, as duas primeiras

vinculadas a quem possuía o direito da propriedade e as restantes a forma como era exercida o monopólio estatal do petróleo⁴⁶:

- a) O direito da propriedade do subsolo exercido pelo príncipe. Modelo que vigeu até 1891 e era mais conhecido como “Sistema Regaliano”, e foi refletida no inciso XXII do artigo 179 da Constituição de 1824.
- b) O Regime da livre-iniciativa, que garantia as riquezas do subsolo ao seu proprietário (sistema fundiário) em vigor de 1891 a 1934. Assim, a Constituição de 1891, em seu art. 72, § 17, dispunha que o direito de propriedade mantinha-se em toda sua plenitude, salva a desapropriação por necessidade ou utilidade pública mediante indenização prévia.
- c) Estabelecida pela Constituição de 1934, o regime de autorização e concessão distinguia a propriedade do solo das riquezas do subsolo (sistema dominial). O art. 119 da referida Carta, determinava que o aproveitamento dos recursos minerais e de energia hidráulica se daria mediante **autorização** ou **concessão**. Ademais, o art. 5º, XIX tratou de fixar como privativa da União a competência para legislar sobre os bens de domínio federal, riquezas do subsolo e a mineração.
- d) O regime do monopólio estatal foi finalmente inserido sob a égide da Constituição de 1946, e em outubro de 1953 foi promulgada a lei 2.004 que definia como monopólio da União, as atividades de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo bruto e seus derivados, bem como por meio de condutos. Note-se que as atividades de distribuição e vendas de derivados não estavam abarcadas pela regra em questão. A partir da Constituição de 1967, o monopólio estatal do petróleo passou a compor o texto constitucional, e seu artigo 162 dispunha que “*a pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional constituem monopólio da União, nos termos da lei*”. Com o advento da Carta de 1988, e após breve período em que, por força da Exposição de Motivos 217/76, adotou-se o regime de contratos de prestação de serviços para a exploração de petróleo⁴⁷, o Brasil passou a tratar do tema de forma mais detalhada, inserindo no texto constitucional. Assim, foi atribuído a União o monopólio sobre as atividades de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás

⁴⁶ Conforme sugestão feita por BUCHEB, José Alberto, **Direito do Petróleo: A Regulação das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil**. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2007, p. 1; e PIRES, Paulo Valois, **A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo**, Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2000, pp. 14 e 39.

⁴⁷ Sobre os chamados “contratos de risco”, sugere-se AMUI, Sandoval; MELO, Marianne L. R. **Unitization of Oil and Gas Reservoirs**, AIPN Advisor nº 231, 2003, p. 36.

natural, a refinação do petróleo, a importação e a exportação do petróleo, e seus derivados e gás natural de qualquer origem.

- e) Finalmente, temos o período de flexibilização do monopólio estatal do petróleo, a partir de 1995, que se desenvolveu com a abertura do setor através da Emenda Constitucional nº 9, de 9 de novembro de 1995 e da Lei 9.478/1997, a Lei do Petróleo.

Vale destacar que o monopólio, conforme definido pela nossa atual Constituição Federal, já o era na Lei 2.004/53 e na legislação correspondente, inclusive a norma de que o aproveitamento dos recursos minerais e de energia hidráulica se daria mediante **autorização** ou **concessão**.

No entanto, o escopo do monopólio na CF/88 era completamente diferente e trazia a liberdade de iniciativa como um de seus alicerces, conforme previsto em seu artigo 1º, IV. O seu artigo 173, por sua vez, limitava a exploração direta da atividade econômica pelo Estado aos casos que envolvam segurança nacional ou relevante interesse coletivo, ressalvadas as exceções previstas na própria CF/88. Portanto, podemos observar que a CF/88 buscou restringir a intervenção direta do Estado na economia.

Assim, nos termos de seu artigo 174, a principal função a ser exercida pelo Estado é a de agente normativo e regulador, sendo o responsável pela fiscalização, incentivo e planejamento da atividade econômica.

2.1.3 A EMENDA CONSTITUCIONAL Nº 9 DE 1995

A Emenda Constitucional nº 9 de 1995 (“EC 9/95”) pode ser entendida como uma consequência desse movimento global de desestatização e abertura de mercados, tendo em vista que a nova redação dada ao artigo 177 da CF/88, por meio da inclusão de seu parágrafo primeiro, representou uma quebra do monopólio até então exercido pela União, por meio da Petrobras, no que se refere às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em território brasileiro.

A partir da EC 9/95, portanto, a União passou a ser autorizada a contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV do artigo 177, que englobam, entre outras, a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

Em linhas gerais, a EC 9/95 pôs fim à exclusividade até então exercida pelo Estado com relação às atividades descritas nos incisos I a IV do artigo 177 da CF/88, incluindo a faculdade da União para contratar a realização destas atividades com empresas privadas ou estatais. No entanto, o Estado, por meio da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, órgão regulador competente para o assunto, é quem decide quais os concessionários que estão aptos a exercer as referidas atividades e em que circunstâncias. Trata-se, portanto, do chamado monopólio de escolha do Poder Público.⁴⁸

2.1.4 A LEI DO PETRÓLEO

A fim de regular as disposições incluídas na CF/88 por meio da EC 9/95, foi promulgada, em 6 de agosto de 1997, a Lei 9.478, que estabeleceu um novo regime jurídico para o setor de petróleo e gás no Brasil. No entendimento de Marilda Rosado de Sá Ribeiro, essa lei “tornou o monopólio *flexível*”⁴⁹, pois, apesar da propriedade dos recursos do subsolo permanecer sob titularidade da União Federal, as empresas privadas também passaram a ser autorizadas a celebrar contratos de concessão ou receber autorizações para a realização das atividades inerentes à indústria do petróleo.

Muito importante destacar que a redação da CF/88 em nenhum momento determinou se a flexibilização na realização de tais atividades da indústria deveria ser feita via concessão ou autorização, de modo que não existe um comando constitucional para a utilização de um ou outro instituto. Coube ao legislador ordinário optar pelo modelo de concessão para as atividades de E&P e autorização, em regra, para o elo *midstream* e *dowstream* de competência da União. Esta observação será de suma relevância no momento de analisar a possível aderência jurídica de propostas regulatórias alternativas de instrumento de outorga.

De fato, na edição da Lei do Petróleo fez-se a opção por um modelo de concessão e os artigos 176 da CF/88 c/c artigos 3º, 21 e 26 da Lei do Petróleo trouxeram a previsão de que o concessionário passaria a ser o titular do direito de propriedade sobre esses recursos após sua extração, arcando, em contrapartida, com os tributos devidos e as participações legais ou contratuais correspondentes.

⁴⁸ MORAES, Alexandre de. “Regime Jurídico da Concessão para Exploração de Petróleo e Gás Natural”. In Revista de Direito Constitucional e Internacional, São Paulo, 2001, pp. 162-176.

⁴⁹ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. **Direito do Petróleo – As Joint Ventures na Indústria do Petróleo**, 2. ed., Rio de Janeiro: Editora Renovar, 2003, p. 321.

Além disso, a Lei do Petróleo não criou qualquer distinção na exploração do petróleo ou do gás natural a partir dos instrumentos jurídicos ali previstos. Tampouco parecia o governo federal ter tido qualquer preocupação neste sentido. A exposição de motivos nº 23 ao anteprojeto de lei que viria a ser promulgada como a Lei do Petróleo⁵⁰, apresentada pelo então ministro de energia Raimundo Brito, elenca os objetivos regulatórios vislumbrados à época, do qual se pode destacar a intenção de abrir o mercado e possibilitar novos investimentos, proporcionar a Petrobras condições de plena atuação, a instituição da ANP como órgão executor direto do monopólio e encarregado da regulação e fiscalização das atividades econômicas a ele relacionadas. Talvez pela pouca maturidade da indústria, não compôs o rol dos objetivos da Lei do Petróleo o estabelecimento de um mercado consolidado de gás natural, mediante iniciativas próprias a esse hidrocarboneto.

No mais, a Lei do Petróleo trouxe várias outras disposições para detalhar a regulamentação da atividade, tendo criado, por exemplo, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República as políticas nacionais e medidas específicas relacionadas à indústria do petróleo; e a ANP, órgão regulador da indústria, vinculado ao Ministério de Minas e Energia.

Em seguida, foi publicado o Decreto 2.705/98, que regulamentou a Lei do Petróleo, estabelecendo os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais, definindo, por exemplo, os critérios aplicáveis aos bônus de assinatura e aos *royalties*.

Em mais de uma década de existência da Lei do Petróleo, a ANP já realizou 13 (treze) Rodadas de Licitações, sendo que a última delas ocorreu em 02 de outubro de 2015. Foram realizadas ainda 3 Rodadas específicas para acumulações marginais, e nesse período, as reservas provadas brasileiras de petróleo e gás natural tiveram um crescimento bastante significativo, especialmente após a realização da Primeira Rodada de Licitações para o Pré-sal sob o regime de partilha⁵¹ e em outubro de 2016 o governo federal anunciou que está planejando mais uma rodada para a região do pré-sal.

2.1.5 OUTROS ASPECTOS CONSTITUCIONAIS E LEGAIS

⁵⁰ Disponível em <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1997/lei-9478-6-agosto-1997-365401-exposicaodemotivos-149897-pl.html>>

⁵¹ Sobre o regime de partilha, ver breve explicação no item 3.1.6.3 abaixo.

Conforme exposto acima, a Constituição Federal, em seu artigo 177, dispõe sobre o monopólio da União em todas as atividades relacionadas com a indústria do petróleo, autorizando-a a “contratar com empresas estatais ou privadas” a realização de tais atividades, condicionada à observância das condições que vierem a ser estabelecidas na legislação infra-constitucional.

O legislador, ao utilizar o termo “contratar”, transferiu para a lei ordinária a competência para estabelecer quais os regimes poderiam ser adotados no país, desde que observados certos princípios constitucionais. Nesse sentido, esse dispositivo, embora garanta flexibilidade para a adoção de qualquer modelo regulatório, está inserido dentro do Título VII - Da Ordem Econômica e Financeira, que, em seu Capítulo I, estabelece os princípios gerais da atividade econômica, dentre eles o de a soberania nacional; livre concorrência; a defesa do meio ambiente; a redução das desigualdades regionais e sociais; e a busca do pleno emprego.

Por sua vez, o §1º do art. 176 estabelece que a pesquisa e a lavra de recursos minerais somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão por brasileiros ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenham sua sede e administração no país. Aqui se revela a opção do legislador pela autorização ou concessão.

Conforme disposto no art. 23 da referida Lei, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação.

Saliente-se que, historicamente, a União, sempre que resolveu atuar na atividade econômica ou em infraestrutura, o fez através das entidades da administração pública federal indireta, mesmo quando decorrente de monopólio constitucionalmente garantido à União. Nesse sentido, o Capítulo I, o art. 173 estabelece que a exploração direta de atividade econômica pelo Estado somente será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei. Além disso, tal exploração, conforme se depreende do §1º do supracitado artigo, somente poderá ocorrer por meio de empresa pública ou sociedade de economia mista e suas subsidiárias.

2.1.6 OS REGIMES JURÍDICO-REGULATÓRIOS APLICÁVEIS À EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

2.1.6.1 Caracterização conceitual dos regimes existentes

O regime jurídico-regulatório de exploração e produção de hidrocarbonetos consiste no modo como o Estado ordena as atividades petrolíferas e como se envolve e se relaciona com os diferentes agentes dessa indústria. O regime jurídico-regulatório determina também a relação e o envolvimento entre o Estado e as *Oil Companies* (“OCs”).

O regime jurídico-regulatório é composto por diversos elementos e características presentes na estrutura político-econômica do Estado, e cada regime depende da estrutura político-econômica do Estado, ou seja, de seu arcabouço legal — constitucional e infraconstitucional — e de seu nível de envolvimento e participação na atividade de extração e produção de petróleo e gás natural.

Sob essa ótica, o regime jurídico-regulatório adotado por determinado país produtor é, sobretudo, um reflexo de suas instituições políticas, do nível de abertura econômica, da importância do petróleo em sua economia e do contexto exploratório. No caso do Brasil, tais fatores determinaram os atuais regimes regulatórios vigentes, sobretudo pela necessidade de criação de um molde de outorga que refletisse toda a complexidade na exploração em águas ultraprofundas, ao passo que pudesse acomodar a norma basilar de que propriedade dos recursos *in situ* pertencerem à União até a sua extração pelo concessionário.

Portanto, no Brasil temos dois principais regimes jurídico-regulatórios adotados para a exploração e produção de petróleo e gás: a Concessão e o Contrato de Partilha de Produção (*Production Sharing Contracts – PSC* ou *Product Sharing Agreement*)⁵². Por serem aqueles modelos experimentados pelo Brasil, é pertinente fazer breve descrição dos mesmos.

2.1.6.2 O Regime de Concessão

A concessão é o regime jurídico-regulatório por meio do qual o titular originário dos direitos sobre os hidrocarbonetos — via de regra o Estado — concede a uma ou mais OCs nacionais ou estrangeiras exclusividade na exploração e produção de hidrocarbonetos, por sua conta e risco, em determinada área. As OCs, então, se tornam proprietárias da produção e podem dela dispor livremente, observando as regras do contrato e da legislação aplicável.

⁵² Podemos citar ainda um terceiro regime no Brasil, mais conhecido como “cessão onerosa”, relativo aos blocos de Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará, Entorno de Iara e Peroba. Através de autorização legislativa, a União cedeu à Petrobras o direito de exercer, por meio de contratação direta, 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 de petróleo e gás natural. A Petrobrás é responsável nessas áreas por todos os custos e assume os riscos de produção e negociou com a União o valor dos direitos de produção com base em laudos técnicos emitidos por entidades certificadoras independentes.

O regime da concessão é também referido como *Tax & Royalties System*, alusão ao modo pelo qual o Estado (ou titular dos direitos sobre os hidrocarbonetos) é remunerado pela atividade de exploração e produção é realizada pela OC. Nesse sentido, na Concessão, via de regra o Estado hospedeiro não participa diretamente da atividade e, portanto, não recebe os recursos advindos diretamente da venda da produção. Como mencionado, sua contrapartida é o pagamento de tributos e participações governamentais (geralmente royalties) pelas OCs.

Há casos também em que royalties não são pagos pelas OCs. Como exemplo, podemos citar a Noruega, em que ambas as características estão presentes.

Dessa forma, o contrato de concessão (que vem anexado ao edital dos processos licitatórios promovidos pela ANP) constitui o instrumento por meio do qual as empresas adquirem o direito exclusivo de explorar o petróleo e gás.

Assim, um dos motivos pela escolha do regime de concessão pelo Brasil reside no fato de este ser um modelo no qual os riscos e custos das atividades de exploração, desenvolvimento e produção são arcados unicamente pela empresa, que possui total responsabilidade pela aquisição e instalação dos equipamentos necessários para a condução das atividades, cuja propriedade ou a posse lhes pertence.

2.1.6.3 As etapas e características do certame licitatório no Regime de Concessão

A condução das rodadas de licitação para exploração seja de petróleo ou gás natural constitui atribuição da ANP, seguindo as regras adotadas pela Lei do Petróleo e as resoluções editadas pela ANP, em especial a Resolução ANP nº 18 de 18 de março de 2015⁵³, que estabelece o “Regulamento sobre os Procedimentos a Serem adotados nas Licitações de Blocos para a Concessão das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural”. Uma visão geral das etapas e características do processo revela o quão dispendioso e burocrático o mesmo se impõe aos participantes e como as falhas de mercado na indústria emergem ou são subjacentes ao procedimento licitatório, como a assimetria de informação e barreiras à entrada, causando especial ineficiência quando se trata de áreas menos complexas, porém igualmente sujeitas ao mesmo rito⁵⁴.

⁵³ Disponível em <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>

⁵⁴ A licitação em si é promovida e coordenada pela Superintendência de Promoção de Licitações (“SPL”), encarregada de elaborar o edital e o contrato de concessão, submetendo-os à aprovação da Diretoria Colegiada da ANP e realizar a qualificação das licitantes vencedoras da sessão pública de apresentação de ofertas e das indicadas para assinar os contratos de concessão. A fase externa do procedimento de licitação é conduzido por uma Comissão Especial de Licitação (“CEL”), designada pela Diretoria Colegiada da ANP.

As rodadas de licitação da ANP possuem diversas etapas e os interessados devem incorrer em altos custos de transação e lidar com burocracias para participação no certame. Inicialmente é publicado um pré-edital sobre a licitação, contendo informações sobre os blocos objeto da licitação, o cronograma indicativo da licitação, os documentos necessários para a inscrição na licitação, e valores que devem ser pagos para participação e os valores que devem ser aportados como garantia de oferta. Outro ônus financeiro está no chamado “bônus de assinatura” mínimo a ser ofertado por bloco pelos interessados.

O pré-edital define também os critérios, os parâmetros e os documentos necessários para a qualificação das licitantes vencedoras da sessão pública de apresentação de ofertas e traz a minuta do contrato de concessão com a fixação de um programa exploratório mínimo que o licitante deverá cumprir caso venha ser outorgado o contrato e declarado o vencedor.

Neste ponto, deve-se destacar que a decisão dos participantes quanto ao conhecimento geológico dos blocos ofertados, no momento da decisão de participar do certame, é eivada de incertezas, o que já demonstra uma primeira grande falha de mercado inerente ao processo, pois a assimetria de informação quanto ao que se pretende ofertar é elevada. Muito embora o participante receba como contrapartida à taxa de participação um pacote de dados, relativo aos blocos ofertados pela ANP, tais dados muitas vezes são estimativas superficiais e não são suficientes para oferecer qualquer garantia de sucesso, o que em parte é uma decorrência natural da indústria de petróleo e gás, como destacado no Capítulo 2 deste trabalho⁵⁵. De posse dos dados técnicos preliminares, os interessados se submetem ao processo de qualificação técnica, jurídica e econômico-financeira.

Após a publicação do pré-edital, a ANP ainda realiza uma audiência pública preliminar, podendo ser precedida de consulta pública, para dar conhecimento das áreas a serem licitadas e apresentar as normas constantes do pré-edital. Somente depois da audiência é publicado no Diário Oficial a íntegra do edital, indicando o objeto da licitação a data e o local da sessão pública de apresentação de ofertas. As ofertas das licitantes são então apresentadas na sessão pública e, após o julgamento das ofertas, os vencedores devem ainda passar por um complexo e burocrático processo de qualificação pela agência.

A qualificação compreende a análise de documentação para comprovação da regularidade jurídica, fiscal e trabalhista, capacidade econômico-financeira e capacidade

⁵⁵ Interessante destacar que ciente do fato de que a assimetria de informação quanto aos blocos já constitui, por si, um óbice na atratividade de empresas interessadas, outras jurisdições, como a do Reino Unido, optam por não cobrar bônus de assinatura, taxa de participação ou obrigações imediatas para não gerar desincentivo aos participantes, objetivo precípuo do certame licitatório.

técnica das sociedades empresárias, segundo os critérios estabelecidos no edital. Ainda que a melhor oferta seja apresentada por um consórcio, todas as licitantes que o integrem são qualificadas individualmente, devendo a licitante indicada como operadora do consórcio ser qualificada na categoria mínima exigida para o setor onde se localizam os blocos objeto de oferta. Ou seja, não há uma simplificação do procedimento para as empresas que participam em parceria.

A qualificação econômico-financeira e técnica talvez represente uma das maiores barreiras à entrada de pequenos e médios *players*, agentes que são fundamentais para o desenvolvimento do gás natural no Brasil. Isto porque as licitantes são qualificadas como operadoras, classificadas em níveis distintos, de acordo com sua capacidade técnica e situação econômico-financeira, ou como não operadoras.

Para obtenção da qualificação econômico-financeira, as licitantes vencedoras da sessão pública de apresentação de ofertas devem apresentar demonstrações financeiras consolidadas dos três últimos anos, na forma da Lei 6.404/1976, parecer de auditor independente, conforme previsto no edital, comprovação de possuir patrimônio líquido mínimo igual ou superior ao estabelecido no edital e outros documentos constantes do edital ou que venham a ser solicitados pela ANP.

Observa-se que muito embora seja realizada sob regras claras e transparentes, o que gera um incentivo à entrada de novos agentes no setor de E&P de petróleo e gás natural, os custos e exigências não são adequados à um cenário de blocos menos complexos, de reduzida atratividade para grandes empresas, mas que constitui o segmento de atuação de pequenas e médias empresas, que buscam operações menos complexas e mais dinâmicas.

Esse sub-mercado não se desenvolveu com propriedade no Brasil muito por conta do arcabouço regulatório que rege os instrumentos de outorga. São essas falhas que se pretende endereçar no Capítulo 4, através de propostas que flexibilizem o regime de concessão e o processo licitatório descrito acima para um regime de autorização, que contaria com graus de abertura em maior ou menor escala para a outorga dos direitos de exploração e produção.

2.1.6.4 O Regime de Partilha de Produção (*Product Sharing Agreement* - PSA)

Deve-se fazer breve menção ao regime de partilha de produção, que apesar de não constituir o escopo deste trabalho, é um dos regimes jurídico-regulatórios presentes em nosso ordenamento. O PSA é um contrato firmado entre o Estado, via de regra, através de alguma

companhia estatal, e a OC, por meio do qual a primeira contribui primordialmente com a área territorial a ser explorada, e a OC, geralmente, conduz as atividades de exploração e produção a seu próprio risco e custo.

Uma vez encontradas reservas comercializáveis, a OC recebe sua parte dos hidrocarbonetos produzidos como compensação, conforme definida contratualmente. Entre as principais diferenças em relação à Concessão, podemos apontar, conforme mencionado anteriormente, a propriedade dos hidrocarbonetos extraídos, que permanece sob propriedade do Estado. Este ainda participa diretamente das atividades de exploração e produção, geralmente por meio de sua estatal, podendo atuar como operador ou não.

Em termos de compensação financeira, pode-se afirmar que o modelo brasileiro é híbrido, e tentou conciliar a forma de remuneração do modelo de concessão com o PSA. Assim sendo, atipicamente, no Brasil, os titulares dos direitos recebem suas parcelas da produção definida no contrato de partilha da produção, e ainda são retribuídos por meio de royalties e tributos pelas OCs.

É importante frisar que a contrapartida para ambas as partes ocorre apenas em caso de sucesso das operações e da descoberta de reservas comercializáveis. Após o início da produção, a OC recupera os custos incorridos e investimentos realizados na exploração, desenvolvimento e produção, por meio do recebimento de uma porcentagem da produção, normalmente denominada “petróleo-custo” (*cost oil*). O petróleo remanescente, denominado “petróleo-lucro” (*profit oil*), corresponde à parcela da produção que será partilhada entre o país produtor e a OC, de acordo com os termos previamente estabelecidos no PSA. Essa partilha do resultado dos trabalhos (produção) realizados pela OC é que dá nome ao contrato.

CAPÍTULO 3. ANÁLISE DE UM NOVO MODELO REGULATÓRIO NO REGIME DE OUTORGA.

3.1 Alternativas ao regime de concessão: Um novo modelo de Autorização para outorga de direitos de exploração e produção *onshore*

A partir da compreensão de que (i) o modelo de concessão é fruto de uma escolha do legislador, que optou por tal regime jurídico-regulatório para exploração e produção de hidrocarbonetos como forma de ordenar as suas atividades petrolíferas caracterizadas essencialmente pelas campanhas *offshore*, (ii) o petróleo e gás natural sempre estiveram sujeito ao mesmo regime legal de outorga de direitos, não havendo distinção conforme o tipo de hidrocarboneto ou suas especificidades geológicas, volumes e outros componentes que diferem na forma de exploração, (iii) que o contexto energético verificado há décadas atrás mudou substancialmente e o gás natural exerce hoje papel fundamental na oferta interna de energia para indústria e, principalmente, para a geração elétrica, (iv) dados demonstram que a oferta de gás e sua disponibilidade são afetadas não por ausência de reservas no Brasil, mas por barreiras regulatórias “*above the ground*” e (v) dentre as barreiras regulatórias, se destaca a complexa burocracia e elevados custos de transação associados ao processo de outorga dos direitos e no licenciamento para exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, incluindo indistintamente as áreas em terra; cumpre finalmente discutir alternativas regulatórias para outorga dos direitos de exploração e produção em regiões *onshore* que, em nosso entender, podem oferecer incentivos positivos à sua exploração e produção.

Desde já deve-se reforçar que existe um leque extenso de opções que poderiam ser utilizadas para alcançar o mesmo objetivo regulatório. O feixe de propostas que se pretende ora abordar reside na flexibilização do atual regime de concessão⁵⁶ precedido de licitação e sua substituição por um novo mecanismo de outorga que possa imprimir maior pressão de competição no mercado.

Já foram identificadas contribuições por parte da indústria no mesmo sentido, com destaque para a proposta do Conselho Nacional da Indústria, segundo o qual “*é fundamental estabelecer uma política de concessão de blocos exploratórios capaz de atrair um maior*

⁵⁶ Considerando que o regime de partilha de produção somente se aplica à exploração e produção na área do pré-sal e em áreas consideradas “estratégicas”, na forma da Lei Federal 12.351/2013, não interessa ao presente trabalho propor mudanças neste regime, tendo em vista que o escopo do mesmo é o fomento em bacias sedimentares, campos marginais e áreas em terra.

*número de operadores e aumentar o volume de investimentos para o E&P em terra. Uma nova política de concessões deve ter como diretriz a redução dos riscos associados ao atual processo licitatório*⁵⁷. Para tanto, o CNI identificou a necessidade de mudança do processo de licitação de áreas exploratórias a partir de três orientações básicas:

- a) organização de um processo de licitações com regularidade e previsibilidade;
- b) consideração das diferenças entre bacias maduras e bacias de fronteira geológica na política de concessões; e
- c) consideração da demanda das concessionárias na política de determinação das ofertas de blocos exploratórios.

Tais propostas guardam objetivos similares com os identificados nos capítulos anteriores, quais sejam, criar um arcabouço específico para o gás natural dotado de maior segurança jurídica e ajustado à exploração *onshore*. No entanto, ousamos ir além e afirmar que a partir de uma mudança mais radical no regime jurídico, suprimindo a realização das rodadas de licitação na forma como são conduzidas hoje, seria possível reduzir barreiras regulatórias de forma mais eficaz, contribuindo com a entrada de investimentos no setor.

Com efeito, a premissa a ser ora adotada é extraída de reflexões travadas entre o CERI e o mencionado prof. Luiz Gustavo Kaercher, no sentido de que, respeitadas determinadas circunstâncias, principalmente o atendimento às questões ambientais, o gás natural *onshore* poderia contar com um regime jurídico-regulatório de **autorização**. Dessa forma, caberia ao CNPE, ANP e os órgãos estaduais de meio ambiente, no exercício de suas atribuições de controle das atividades reguladas, fazer uma análise prévia do conjunto de áreas que seriam postas à disposição para outorga às empresas interessadas ou realizar tal análise para pedidos formulados pelos particulares, sendo certo que as licenças seriam oportunamente obtidas, mas já contando com a aprovação preliminar.⁵⁸

⁵⁷ Confederação Nacional da Indústria. Gás Natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor. Brasília: CNI, 2015, p. 70.

⁵⁸ A Resolução Conama nº 23, de 7.12.1994 institui os procedimentos específicos para o licenciamento das atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural. Para se ter uma ideia da extensão da burocracia enfrentada para licenciamento ambiental, cumpre destacar as licenças ali previstas e seu propósito:

I- Licença Prévia para Perfuração (“LPper”), autoriza a atividade de perfuração e apresentado conforme apresentado o Relatório de Controle Ambiental - RCA, das atividades e a delimitação da área de atuação pretendida;

Sendo o racional por trás da mudança a atração de um maior número de operadores capaz de aumentar os investimentos na exploração e produção *onshore*, a ideia é a eliminação das barreiras indevidas impostas pela concessão, mediante sua substituição por **um regime de outorga bifásico**, que contaria com uma etapa para a pesquisa e outra para a lavra de hidrocarbonetos.

Esta proposta (que, inclusive, reflete o racional do marco regulatório do direito mineral) parte de um regime jurídico-regulatório diferenciado de outorga, em que o direito de realizar atividades de pesquisa de hidrocarbonetos em terra é transferido por meio de autorização, seguido da eventual celebração de contrato inominado ou mesmo de concessão para a produção, que pode ser atribuído a todo e qualquer agente interessado que demonstre capacidade técnica, econômica e jurídica para tanto, através de procedimento a ser estabelecido pela ANP em observância às certas diretrizes a serem estabelecidas por lei.

Em linhas gerais, a ideia é que, em se tratando de reservas situadas *onshore*, as etapas definidas hoje para a concessão (e destacadas no item 3.1.6.3 acima) seriam substituídas por um mecanismo bifásico de requerimento de outorga de autorização para pesquisa (exploração) e lavra (produção). Tal mecanismo se iniciaria mediante provocação do agente interessado em realizar a pesquisa de hidrocarbonetos em determinadas regiões ou pelo próprio MME (ouvido o CNPE), de modo que o referido agente seguiria para a fase de produção ou lavra do produto em regime de exclusividade ou não (“Novo Regime de Outorga”).

II- Licença Prévia de Produção Para Pesquisa - LPpro, autoriza a produção para pesquisa da viabilidade econômica de jazidas, apresentando, o empreendedor, para a concessão deste ato, o Estudo de Viabilidade Ambiental - EVA;

III- Licença de Instalação - LI, autoriza, a instalação das unidades e sistemas necessários à produção e ao escoamento;

I - Licença de Operação - LO, autoriza, após a aprovação do Projeto de Controle Ambiental - PCA, o início da operação do empreendimento ou das unidades, instalações e sistemas integrantes da atividade, na área de interesse.

Além disso, existem as obrigações de envio de relatórios e instrumentos similares para o exercício de controle pelos órgãos ambientais:

I- Estudo de Impacto Ambiental - EIA e respectivo RIMA, de acordo com as diretrizes gerais fixadas pela Resolução/CONAMA/nº 001, de 23 de janeiro de 1986;

II- Relatório de Controle Ambiental - RCA, elaborado pelo empreendedor, contendo a descrição da atividade de perfuração, riscos ambientais, identificação dos impactos e medidas mitigadoras;

III- Estudo de Viabilidade Ambiental - EVA, elaborado pelo empreendedor, contendo plano de desenvolvimento da produção para a pesquisa pretendida, com avaliação ambiental e indicação das medidas de controle a serem adotadas;

IV- Relatório de Avaliação Ambiental - RAA, elaborado pelo empreendedor, contendo diagnóstico ambiental da área onde já se encontra implantada a atividade, descrição dos novos empreendimentos ou ampliações, identificação e avaliação do impacto ambiental e medidas mitigadoras a serem adotadas, considerando a introdução de outros empreendimentos;

V- Projeto de Controle Ambiental - PCA, elaborado pelo empreendedor, contendo os projetos executivos de minimização dos impactos ambientais avaliados nas fases da LPper, LPpro e LI, com seus respectivos documentos.

3.1.1 PROCEDIMENTOS E TRÂMITES SUGERIDOS AO NOVO REGIME DE OUTORGA

À luz do conceito geral apresentado acima e dos questionamentos suscitados pelo CERI e pelo prof. Luiz Gustavo Kaercher Loureiro, cumpre abordar certos procedimentos e trâmites básicos pensados para o Novo Regime de Outorga então proposto. Como mencionado, o direito de realizar as atividades de pesquisa de hidrocarbonetos em terra seria constituído por meio de autorização ou um contrato inominado, atribuído a todo o agente que demonstrasse capacidade técnica, econômica e jurídica adequada à complexidade da campanha exploratória proposta. Os mecanismos para tanto seriam estabelecidos pelas normas da ANP, mediante prévia consulta pública à indústria, garantindo, portanto, publicidade, transparência e acesso isonômico a todos os interessados.

Caberia à ANP fazer um pré-cadastro dos agentes exploradores de hidrocarbonetos em região *onshore*, bacias sedimentares e acumulações marginais. Tal cadastro seguiria o exemplo da ficha cadastral de distribuidores para o segmento *downstream* – FCD – que seria atualizada de tempos em tempos e disponibilizada no sítio virtual da ANP para consulta pública.

Como dito, o procedimento administrativo de outorga da autorização proposta poderia ter início por provocação de qualquer interessado ou por iniciativa da União, por intermédio do MME. Dessa forma, os agentes estariam dispensados de participar dos extensos processos inerentes às rodadas de licitação conduzidas pela ANP para as áreas *offshore*, o que reduziria os custos de transação do processo de outorga, conferindo dinamismo para exploração de regiões que possuam reservas provadas (porém desinteressantes para as petroleiras de maior porte) ou mesmo servindo como um incentivo para a pesquisa em locais de novas fronteiras no quais, no entender do agente autorizado, possui potenciais reservas.

No âmbito do procedimento administrativo que culminaria na outorga da autorização, caberia a ANP, em cada caso, analisar uma proposta de Programa Exploratório Mínimo (PEM), incluindo as técnicas de pesquisa a serem empregados, um cronograma de execução das atividades e o Conteúdo Local pretendido, previamente identificado.

Considerando que mais de um agente pode manifestar interesse em determinada área, caberia à ANP tornar pública a existência de todo requerimento de pesquisa, e organizar um procedimento simplificado de manifestação de terceiros eventualmente interessados em uma

mesma área de interesse e, caso a consulta fosse positiva, a ANP iria realizar um certame simplificado utilizando os critérios mencionados no parágrafo anterior.

Apesar da intenção de simplificação do procedimento de outorga, é muito importante que ao longo do período de pesquisa, o autorizatário forneça à ANP, em dada forma e periodicidade definidas pela Agência, relatórios de andamento das atividades de pesquisa, com atualização dos cronogramas, dos investimentos realizados e resultados obtidos. Estes em linhas gerais seriam os procedimentos inerentes à outorga. Ao final do período estabelecido na autorização expedida pela ANP (e sem prejuízo de extensões concedidas no curso do mesmo) o autorizatário iria apresentar:

- a) Um instrumento semelhante ao Plano de Desenvolvimento utilizado para campanhas exploratórias no âmbito de E&P, quando a conclusão das atividades de pesquisa for pela viabilidade da lavra (produção) em bases comerciais; ou
- b) Um relatório detalhado das atividades realizadas, contendo os estudos geológicos, tecnológicos e econômicos realizados, os quais passarão à propriedade da ANP, quando a conclusão das atividades de pesquisa for pela inexistência de jazidas ou pela sua inviabilidade técnico-econômica.

Caso o autorizatário viesse a ter sucesso na etapa de pesquisa, a ANP, após análise dos resultados apresentados decidiria pela celebração de um “Contrato de Lavra” (um contrato inominado ou mesmo um contrato de concessão) que iria regular os termos e condições para a fase de “produção” cujo processo de outorga seria notadamente mais simples do que as atuais regras de exploração e produção de petróleo e gás natural. A assinatura de tal contrato estaria condicionada à manifestação do agente autorizado ou por terceiros no desenvolvimento e produção nos campos.

O procedimento proposto para essa fase é inspirado no mecanismo aplicável ao carregamento de gás natural estabelecido pela Resolução ANP 51/2013, sendo realizada uma chamada pública, com garantia de acesso a todos os interessados, que tem por finalidade a identificação destes agentes interessados e a publicização dos dados obtidos pelo agente autorizado na fase de pesquisa.

Em havendo manifestação de interesse de outros agentes, a ANP iria consultar o agente que originalmente realizou a campanha exploratória exitosa sobre seu interesse em exercer um direito de preferência a ele conferido para aderir à fase de produção e lavra nos

termos e condições mínimos definidos pela ANP. Caso o mesmo decida por não exercer o seu direito de preferência, a ANP iria organizar um certame simplificado, para decidir entre os pretendentes. Em tal certame, poderia ser utilizado como critério um montante mínimo a ser investido na produção, combinado com um percentual de participações no resultado e índice de conteúdo local. Em caso de empate, o agente responsável pela pesquisa teria a preferência na adjudicação do Contrato de Lavra e em caso de sua desclassificação o mesmo deveria ser indenizado pelos investimentos realizados na etapa de pesquisa, sob pena de inviabilizar a atratividade ao Novo Regime de Outorga.

Um ponto crucial que deve ser levantado de imediato é a importância de se garantir o ao autorizatário que atuou na pesquisa o direito de preferência total ou parcial proposto. Este é um tema sensível, e não se pretende apontar se a ANP deveria, no caso concreto, gozar desta faculdade de estabelecer previamente se eventual resultado positivo na campanha exploratória geraria o direito de preferência do pesquisador de assinar o “Contrato de Lavra”, ou se em qualquer caso o mesmo deveria participar de um certame licitatório simplificado, aberto a demais interessados, para outorga dos direitos de produção. De toda forma, o objetivo regulatório que se pretende alcançar é a eliminação do desincentivo que se criaria aos agentes que atuassem na pesquisa e, que posteriormente, não pudessem usufruir do direito de produzir com prioridade.

Isto porque um dos principais intuitos do regime regulatório proposto está em compensar o autorizatário pelo desconhecimento geológico quando o mesmo se propõe a realizar a pesquisa nas áreas em terra e de proporções inferiores apontadas pela ANP. Sem o direito de preferência, é possível que um número inferior de empresas decida por realizar pesquisas, estimulando um risco de seleção adversa⁵⁹, na medida em que outros *players* poderiam aguardar o resultado da autorização de pesquisa outorgada a um requerente, para, então, participar do certame para o Contrato de Lavra, fazendo uso de típico comportamento *free rider*⁶⁰.

⁵⁹ “Seleção adversa: é o que se dá quando uma companhia de seguros aumenta seu preço e os que cancelam o seguro são precisamente os de menor risco (os que têm a menor probabilidade de fazer uso do seguro), de modo que a composição dos que fazem o seguro muda de modo adverso para a seguradora; agora é usado de modo mais geral para designar os efeitos da composição de trabalhadores, de devedores, de produtos sendo vendidos, e assim por diante, que resultam de alterações de salários, taxas de juros, preços ou outras variáveis.” STIGLITZ, Joseph E. Introdução à Microeconomia. Rio de Janeiro: Campus, 2003. P. 373.

⁶⁰ Comportamento *free rider* é definido como “quando alguém desfruta do benefício de um bem (público) sem pagar por ele; como é difícil excluir alguém de usar um bem público puro, os que desfrutam dele têm um incentivo para evitar pagar por ele (isto é, ir de carona)”. STIGLITZ, Joseph E. Introdução à Microeconomia. Rio de Janeiro: Campus, 2003. P. 366.

Assim, deve ser garantido algum nível de compensação ao autorizatário que participou na pesquisa de poder produzir em bases exclusivas. Naturalmente, considerando a premissa deste modelo de que a autorização pode não ser precedida de processo licitatório (quando não houver manifestação de terceiros), diversas implicações jurídicas que surgem a partir daí devem ser analisadas, principalmente relacionadas à possibilidade de transferência do direito de exploração e produção ocorrer a partir de um instrumento que, pelo menos em tese, é mais precário do que o atual regime de concessão. A análise jurídica de alguns desses aspectos será feita no Capítulo 4.

3.1.2 PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NO NOVO REGIME DE OUTORGA

Conforme a lei vigente, os royalties incidem sobre o valor da produção do campo e são recolhidos mensalmente pelas empresas concessionárias por meio de pagamentos efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional (“STN”) até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção. A STN repassa os royalties aos beneficiários com base nos cálculos efetuados pela ANP, de acordo com o estabelecido pela Lei do Petróleo e pela lei federal nº 7.990/1989, regulamentadas, respectivamente, pelos Decretos nº 2.705/1998 e nº 1/1991.

Os royalties incidem sobre a produção mensal do campo produtor e o valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três fatores:

- a) Alíquota dos royalties do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%;
- b) Produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo; e
- c) Preço de referência destes hidrocarbonetos no mês (artigos 7º e 8º do Decreto nº 2.705/1998, que regulamentou a Lei nº 9.478/1997).

Pelas metodologias legais de cálculo, considerando que campos de maior produção apresentam custos menores devido à escala, seu fluxo de caixa é menos afetado pelo pagamento dos royalties. Ao revés, em campos de menor produção, como é o mencionado caso de campos de gás natural não-associado no Brasil – via de regra –, os royalties têm maior impacto, caracterizando, portanto, efeito regressivo. Logo, a atual mecânica de recolhimento de royalties, via de regra, desestimula o desenvolvimento do gás natural em terra, em menor produção e ANP deve estabelecer o mínimo legal para a áreas outorgada sob o Novo Regime de Outorga.

Isto porque a forma mais comum de cálculo de royalties, chamado *ad valorem*, adotada no Brasil, recolhe receitas com base em percentual do valor do recurso extraído⁶¹. Esta porcentagem é aplicada ao valor bruto da produção, sem levar em conta os custos de produção. Desta forma, a maior parte dos royalties são regressivos, pois resultam em uma carga maior para as empresas em um contexto de receita menor.

Por outro lado, alguns países utilizam escalas progressivas para royalties (*sliding scale*⁶²), que ajustam a percentagem de participações governamentais com base na rentabilidade do projeto, de sorte que tal modelo corrige a carga de royalties aos campos de menor custo/produção.

As normas contidas no §1º do artigo 47 da Lei do Petróleo e no §1º do artigo 12 do Decreto nº 2.705/1998 autorizaram a ANP a estabelecer nos editais de licitação percentuais de royalties inferiores a 10% (dez por cento) para determinados blocos, de maneira a incentivar a exploração de área com riscos geológicos maiores ou de notória baixa rentabilidade, como é o caso das reservas que o Novo Regime de Outorga pretende ser aplicado. Entendemos também que a ANP possui autorização legal para reduzir as alíquotas de royalties a serem definidas no contrato de lavra ao mínimo definido em lei, caso seja verificado, *a posteriori*, que a comercialidade do projeto tornou-se inviável.

Vale destacar que diversos campos *onshore*, principalmente localizados em bacias do nordeste brasileiro, foram licitados com royalties de 5% (cinco por cento). Citamos, como exemplo, os campos de Araçás Leste, Bom Lugar, Crejoá e Fazenda Santo Estevão. Além deles, alguns blocos offshore também já foram licitados pela ANP com royalties abaixo de 10% (dez por cento), como os campos de Caioba (9,29%), Camorim (8,49%), Lagosta (8,40%) e Manati (7,50%).

Não somente a questão dos royalties, mas a cobrança de participação especial afeta diretamente o estímulo que se pretende assegurar ao Novo Regime de Outorga, já que a mecânica atual de cobrança de participações governamentais onera proporcionalmente mais as reservas de gás não-associado *onshore* na medida em que o marco regulatório brasileiro foi

⁶¹ De fato, diversos instrumentos governamentais de captura de renda foram analisados por Johnston (JOHNSTON, D. (2004): Higher prices lower government take? Petroleum Accounting and Financial Management Journal. Vol. 23, No. 3, pp 98-104), que considera o pagamento de bônus e royalties (cobrados sobre a receita bruta) como instrumentos de taxaço regressiva, isto é, quanto menor a rentabilidade do projeto, maior a taxaço efetiva.

⁶² WRIGHT, Charlotte J., GALLUN, Rebecca A. Fundamentals of Oil & Gas Accounting. “A *sliding scale royalty* provides for a lower royalty amount when production is lower and increases as production increases (...) By using a sliding scale, when production is low, there is more cash available to the parties for additional exploration and development”.

elaborado pensando principalmente no óleo *offshore* (como foi demonstrado no capítulo anterior). Com efeito, o recolhimento de participação especial – cujos volumes mínimos de referência para pagamento desta compensação são menores do que os volumes mínimos previstos para campos offshore, (art. 22, parágrafos 1º, 2º e 3º do Decreto nº 2.705/1998), impacta justamente os campos de produção reduzida, agravando a sua comercialidade.

As acumulações de óleo normalmente apresentam uma curva de produção com pico e declínio (curva log normal), enquanto a curva de produção de gás não-associado segue um padrão de platô (volume de produção constante ao longo dos primeiros anos), seguido de declínio. A fórmula do cálculo da Participação Especial (PE) vigente incentiva os produtores de óleo a anteciparem seu pico de produção, pois a tabela de volumes mínimos para pagamento de PE é decrescente, tendo o maior volume mínimo no primeiro ano, e diminuindo até o quarto ano de produção em diante.

3.2 A inspiração no direito minerário e regulação aplicável

Conforme delineado no item 3.1.1 acima, o Novo Regime de Outorga transfere ao interessado a possibilidade de fazer a delimitação inicial da área a ser explorada, cabendo à ANP decidir pela homologação total ou parcial da área requerida, nos casos em que não se tratar de manifestação de interesse sobre uma área já definida.

Para a pesquisa, a área devidamente homologada pela ANP estaria reservada ao primeiro requerente durante determinado prazo, em uma modalidade “*first come first served*”, ou ao vencedor de certame licitatório, caso terceiros manifestem interesse para uma mesma área requerida. Ou seja, transferir-se-ia ao interessado a possibilidade de fazer a delimitação inicial da área a ser explorada. Já na fase de lavra/produção, o agente autorizado iria dispor de um período de exclusividade limitado no tempo.

Deve-se destacar que o modelo proposto para o Novo Regime de Outorga encontra no marco regulatório do direito minerário a sua inspiração. O atual modelo regulatório vigente para E&P é voltado à exploração *offshore* e não contribui para a criação de um mercado secundário de exploração *onshore*. Assim, a simplificação e a desburocratização do processo de outorga ora proposto guardam semelhanças com a dinâmica existente no setor de mineração.

Dentre as principais normas que compõe o atual marco legal do setor mineral⁶³, além da Constituição Federal de 1988, está o Decreto-Lei nº 227, de 28 de fevereiro de 1967, que altera o Decreto-lei nº 1.985, de 29 de janeiro de 1940 (Código de Minas) e a Lei nº 6.567, de 24 de setembro de 1978, que dispõe sobre o regime de licenciamento para exploração e o aproveitamento de substâncias minerais (Lei 6.567/1978).

Conforme dispõe o art. 176 da CF/88, as jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra e que a pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, na forma da lei.

O Código de Minas, por sua vez, prevê cinco tipos de regimes regulatórios para os recursos minerais – concessão, autorização, licenciamento, permissão e monopólio – aplicáveis a depender do tipo de recurso, seu valor comercial e a complexidade na sua extração. Assim, o legislador estabeleceu, por exemplo, que a lavra garimpeira, por dispensar prévia atividade de pesquisa, será outorgado via permissão⁶⁴ e que materiais utilizados na construção civil, como areia e brita, podem ser extraídos por aquele que for o detentor da terra ou que tenha autorização para tanto.

Por outro lado, o Código de Minas optou pelo regime de autorização e concessão para bens metálicos, em que é necessário a realização de um estudo preliminar para estabelecer a viabilidade técnica de sua extração e cuja comercialidade está sujeita à uma precificação viável e em quantidades que justifiquem o investimento a ser realizado (tal como ocorre com hidrocarbonetos). Por isso, as extrações de minerais metálicos demandam duas fases distintas, sendo a primeira de pesquisa, sujeita ao regime de autorização e a segunda de lavra, sujeita ao regime de concessão.

É este modelo de outorga bifásica que se pretende emprestar do modelo do direito minerário, principalmente o princípio da prioridade para pesquisa. Tal princípio consiste, justamente, no direito de prioridade conferido ao primeiro interessado que requerer os direitos

⁶³ Incluindo, ainda, a Lei nº 7.805, de 18 de julho de 1989, que altera o Decreto-Lei nº 227/1967, que cria o regime de permissão de lavra garimpeira e extingue o regime de matrícula, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, que institui a compensação financeira, e a Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que define as alíquotas e os percentuais da distribuição da compensação financeira pela exploração de recursos minerais. O Código de Minas ainda passou por alterações conferidas pela Lei 9.314/1996 e sua regulamentação se dá pelo Decreto nº 62.934 de 1968.

⁶⁴ Art. 73 do Código de Minas.

de lavra para determinada área livre, na forma do art. 11 do Código de Minas⁶⁵. O racional por trás deste dispositivo é que a atividade de exploração de minerais possui elevado grau de assimetria de informação quanto à geologia das áreas a serem exploradas, o que reduz o interesse dos *players* em se lançarem para a atividade, principalmente os menores e com menos lastro financeiro para suportar o risco geológico.

Dessa forma, não faria sentido estabelecer a concorrência e celebrar um certame para a fase de pesquisa, de certo que eventual interesse em bases competitivas surgiria somente após verificado o potencial mineral de dada área. Em outras palavras, a assimetria de informação quanto ao subsolo brasileiro e sua comercialidade justificaria o princípio da prioridade para pesquisa para o primeiro agente que se dispusesse a realizar tal atividade.

Assim, esta mesma lógica poderia ser aplicada ao Novo Regime de Outorga, uma vez que o princípio da prioridade para a lavra, muito embora outorgue a um único interessado o direito de pesquisa de recursos minerais em bases exclusivas, dispensado o procedimento de licitação, cria incentivos importantes ao eliminar barreiras de entrada inerentes à atividade de E&P.

Tais barreiras envolvem, principalmente os mencionados custos burocráticos e financeiros para participação nas rodadas de licitação para outorga dos direitos, que favorecem empresas já consolidadas e com lastro financeiro. O princípio da prioridade também favorece a criação de um sub-mercado de exploração e produção *onshore*, composto por pequenos *players* interessados em se lançar na pesquisa de áreas com menor potencial de reservas e que podem não interessar aos grandes produtores.

Do ponto de vista jurídico, vale ressaltar que por mais de 70 anos o nosso ordenamento e Tribunais jamais questionaram tal regime, que atualmente possui a mesma raiz constitucional das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, qual seja, o art. 176 e art. 177 da Constituição Federal.

No entanto, como se sabe, o modelo do direito minerário está sendo questionado para uma mudança sensível, cujo objetivo é justamente fazer o movimento “contrário” do que ora se propõe com o Novo Regime de Outorga. O PL nº 5.807/2013 discute a migração do atual modelo de outorga da pesquisa com direito de preferência, para o modelo de concessão, em

⁶⁵ Art. 11. Serão respeitados na aplicação dos regimes de Autorização, Licenciamento e Concessão:

a) o direito de prioridade à obtenção da autorização de pesquisa ou de registro de licença, **atribuído ao interessado cujo requerimento tenha por objeto área considerada livre, para a finalidade pretendida**, à data da protocolização do pedido no Departamento Nacional da Produção Mineral (D.N.P.M), atendidos os demais requisitos cabíveis, estabelecidos neste Código; e

que ambas as fases seriam licitadas em conjunto, quando se tratar de áreas tidas como estratégicas, ou outorgadas via chamada pública, para as demais áreas. Este modelo de licitação para concessão simultânea é muito próximo do modelo que se pretende justamente alterar com o Novo Regime de Outorga.

Ocorre que passados 3 (três) anos da sua propositura, este modelo mais interventivo de regulação do setor parece ainda caminhar a passos lentos, sendo que sequer está claro os objetivos regulatórios e o racional por trás da mudança proposta. De fato, o PL em questão não apresenta um estudo de impacto regulatório, devidamente fundamentado com o “*objetivo de evitar a adoção de políticas públicas cujos custos superem os benefícios sociais esperados*”⁶⁶.

É possível que a mudança em questão tenha como objetivo combater distorções geradas por mineradoras, que se utilizam do princípio da prioridade para solicitar a pesquisa em certas áreas sem a intenção de realizá-la, mas somente com o intuito de especular sobre o valor da mesma para a posterior venda dos direitos a terceiros, em uma espécie de mercado de compra e venda de direitos de pesquisa. Esta prática, por outro lado, contribui para a formação de burocracias na aprovação das autorizações, por conta dos inúmeros pedidos requeridos que se acumulam para apreciação no DNPM.

Entendemos que o comportamento de certos agentes no desvio do princípio da prioridade não pode ter o condão de justificar a mudança para o regime de concessão, ao menos que se tenha uma visão técnica e clara dos objetivos que seriam alcançados com tal mudança.

Por outro lado, a progressão do atual modelo de concessão de E&P para hidrocarbonetos situados em terra para um modelo similar ao vigente para o direito mineral, como ora se propõe com o Novo Regime de Outorga, poderia (ao menos em tese) contribuir para a mitigação de gargalos regulatórios sensíveis que impedem o desenvolvimento da oferta de gás natural no Brasil.

Portanto, o que se propõe é a elaboração de um marco que possa incorporar as vantagens do modelo do direito de mineração que parecem, de fato, desburocratizar o regime de pesquisa e lavra. A partir da compreensão de que o modelo mineral foi exitoso neste ponto, deve-se sugerir modificações e mecanismos que dão as salvas guardas necessárias para criar incentivos para que os agentes detentores dos direitos de pesquisa, possam exercer da forma mais eficiente e correta possível a fase de lavra com dispensa ou flexibilização da

⁶⁶ SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro. Regulação e Concorrência: a atuação do CADE em setores de infraestrutura. São Paulo: Saraiva, 2013. P.366.

licitação. Assim, as atribuições da ANP devem ser bem definidas e sua função de fiscalização reforçada, de modo a evitar que agentes ajam em interesses diversos daqueles que a atividade de exploração e produção se propõe.

CAPÍTULO 4. PRINCIPAIS ASPECTOS DO NOVO REGIME E ADERÊNCIA AO ORDENAMENTO JURÍDICO BRASILEIRO

4.1 Controvérsias jurídicas surgidas a partir do modelo proposto

Como se percebe, as propostas de mudança regulatória a serem analisadas possuem em comum a premissa de flexibilização do regime de outorga de concessões para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, que mais se aproxima do modelo aplicável à pesquisa e lavra de direitos minerários.

Assim sendo, a análise jurídica em questão deve enfrentar a possibilidade de criação de mecanismos jurídicos que atribuam a agentes autorizados pela ANP os direitos de pesquisa de hidrocarbonetos em regiões *onshore*, através de um regime de credenciamento, seguido da possibilidade jurídica de se garantir o direito de preferência sob a lavra. Trata-se de escolha regulatória que, como dito, parte da proposta de reduzir barreiras burocráticas e regulatórias, mas cuja aplicação prática requer uma análise econômica do mercado, bem como um estudo à parte sobre os efeitos de estímulo ao desenvolvimento de um submercado de exploração *onshore*, voltados à pequenas empresas que podem contribuir para o suprimento de gás natural no Brasil.

Especificamente, o escopo desta análise é avaliar se os seguintes instrumentos jurídicos inerentes ao Novo Regime de Outorga encontram guarida em nosso ordenamento jurídico-constitucional:

- (i) Criação de mecanismo jurídico de outorga de autorização para pesquisa e lavra de hidrocarbonetos em terra (similar ao existente para o carvão mineral) distinto do atual modelo de concessão vigente e voltado à regiões *onshore*, de modo a criar um mercado para exploração de áreas pouco atrativas às grandes empresas, alcançando os objetivos regulatórios traçados no problema de pesquisa;

- (ii) Eliminação ou mitigação de barreiras legais à entrada de agentes econômicos, através da simplificação dos requisitos de capacidade técnica e econômica impostos aos agentes que desejarem explorar, por conta e risco, as etapas de pesquisa de hidrocarbonetos em bacias sedimentares terrestres, campos marginais e campos maduros da indústria do gás natural de forma independente (desde que em conformidade com a regulação ambiental e normas de segurança no trabalho); e
- (iii) Possibilidade de realização de leilão ou procedimentos licitatórios periódicos e menos burocráticos ou mesmo a eliminação da necessidade de prévia licitação para outorga dos direitos de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, independente das características das áreas a serem concedidas e que garantam a proteção ao interesse público dentro desta proposta.

Diante da modelagem jurídico-regulatória proposta para o Novo regime de Outorga, o primeiro questionamento a ser enfrentado tem relação com a possibilidade jurídica de se substituir o modelo de outorga de concessão pelo de autorização. Ora, trata-se de uma imposição contida na Constituição Federal, ou teria o legislador infraconstitucional liberdade para definir a forma como a atividades econômicas da indústria de E&P objeto deste estudo seriam outorgadas ao particular?

Para responder a tal pergunta, inicialmente deve-se enquadrar conceitualmente o Novo Regime de Outorga na respectiva segmentação constitucional imposta às atividades econômicas monopolizadas, atividades econômicas *stricto sensu* e aos serviços públicos.

4.2 Atividades de E&P enquanto atividade econômica monopolizada

Eros Grau, em *A Ordem Econômica na Constituição de 1988*⁶⁷, procura diferenciar a intervenção estatal no campo da atividade econômica em sentido estrito e atuação estatal no campo da atividade econômica em sentido amplo. Nessa linha, o autor entende a atividade econômica como gênero (atividade econômica em sentido amplo) que compreende as espécies serviço público e atividade econômica em sentido estrito, além das atividades ilícitas.

⁶⁷ GRAU, Eros Roberto. *A Ordem Econômica na Constituição de 1988 (Interpretação e Crítica)*. 15ª ed. Revisada. Atualizada. São Paulo: Malheiros, 2012. p. 131-132

Acerca da caracterização dos serviços públicos e das atividades econômicas em sentido estrito, o autor destaca que determinada atividade fica sujeita a regime jurídico de serviço público porque é serviço público (não o inverso, como sustentam diversos autores) e o define como sendo “a atividade explícita ou supostamente definida pela Constituição como indispensável, em determinado momento histórico, à realização e ao desenvolvimento da coesão e da interdependência social (Duguit) – ou, em outros termos, atividade explícita ou supostamente definida pela constituição como serviço existencial relativamente à sociedade em um determinado momento histórico (Cirne Lima)”⁶⁸.

A matriz constitucional de prestação dos serviços públicos está expressamente prevista no art. 175 da CF-88, ao passo que determinadas atividades econômicas podem ser encontradas no âmbito dos art. 176 (atividades econômicas em sentido estrito) e, também, no 177 da CF-88. Sobre o rol de atividades dispostas no art. 177, Eros Grau esclarece que: “a atuação do Estado no campo da atividade econômica em sentido estrito, como agente econômico, é prevista, pelo texto constitucional, no seu art. 177. Cuida-se, aí, de atuação em regime de monopólio”⁶⁹.

Eros Grau também procura distinguir os regimes de serviço público e de atividade econômica em sentido estrito exercida em caráter monopolístico, destacando “*a necessidade de apartarmos o regime de privilégio, de que se reveste a prestação dos serviços públicos, do regime de monopólio sob o qual, algumas vezes, a exploração de atividade econômica em sentido estrito é empreendida pelo Estado. Um e outro são distintos entre si*”⁷⁰.

Assim, os monopólios legais⁷¹ representam uma, dentre várias, formas de intervenção estatal na ordem econômica⁷² e são impostos à determinadas atividades econômicas com dois

⁶⁸ GRAU, Eros Roberto. op. cit., p. 131-132.

⁶⁹ GRAU, Eros Roberto. op. cit., p. 123.

⁷⁰ GRAU, Eros Roberto. op. cit., p. 135.

⁷¹ Quando o Estado exerce uma opção política, em razão da qual o sistema jurídico atribui a determinado agente a faculdade do exercício, com exclusividade, de uma certa atividade econômica em sentido estrito.

⁷² Sérgio Guerra (*Regulação e Serviços Públicos*, FGV, 2013) explica que o desenvolvimento do atual papel pelo Estado (regulador) possui formas distintas definidas por diversos autores: “Marcos Juruena Villela Souto (SOUTO, Marcos Juruena Villela. Desestatização: privatização, concessões, terceirizações e regulação. 4. ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2001. p. 22) por exemplo, destaca as intervenções de natureza normativa, repressiva, tributária, regulatória e exploração direta da atividade econômica. Celso Antônio Bandeira de Mello aponta três formas de interferência do Estado na ordem econômica: poder de polícia, incentivos e atuação direta empresarial (BANDEIRA DE MELLO, Celso Antônio. Curso de direito administrativo. 14. ed. São Paulo: Malheiros, 2002. p. 619). Diogo de Figueiredo Moreira Neto, sem considerar o fomento público por não ter natureza impositiva, as classifica em quatro tipos: regulatória, concorrencial, monopolista e sancionatória (MOREIRA NETO. Direito regulatório, op. cit., p. 129). Por sua vez, Diogenes Gasparini apresenta as seguintes formas de intervenção no domínio econômico: controle de preços, controle de abastecimento, repressão ao abuso do poder econômico, monopólio, fi scalização, incentivo e planejamento (GASPARINI, Diogenes. Direito administrativo. 7. ed. São Paulo: Saraiva, 2002. p. 605)”.

objetivos precípuos: (i) impelir o agente econômico ao investimento --- a propriedade industrial, monopólio privado; e (ii) instrumentalizar a atuação do Estado na economia.

A disposição acima das atividades que constituem serviço público, atividade econômica em sentido estrito e atividade econômica monopolizada refletem escolhas políticas adotadas no texto constitucional de 1988 e a forma de atuação do Estado em setores regulados.

As atividades econômicas monopolizadas de petróleo e gás natural e de outros hidrocarbonetos fluídos pode ser atribuída a terceiros pela União, sem qualquer ofensa à reserva de monopólio— sendo este o posicionamento do STF⁷³. Isto porque a redação conferida pela EC/09 ao §1º do artigo 177 flexibilizou o monopólio sobre as atividades de exploração de jazidas de gás natural, autorizando a União a contratar empresas estatais ou privadas a realização das atividades elencadas no *caput* deste artigo. O dispositivo em questão determina a possibilidade de contratação, outorgando ao legislador a competência para definir como se daria tal forma de contratação.

Dessa forma, de um lado o artigo 176 cuida de atividades econômicas para lavra de recursos minerais que o constituinte alocou à condição de atividade econômica em sentido estrito:

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

§ 1º A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o "caput" deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e administração no País, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 6, de 1995)

§ 2º - É assegurada participação ao proprietário do solo nos resultados da lavra, na forma e no valor que dispuser a lei.

§ 3º A autorização de pesquisa será sempre por prazo determinado, e as autorizações e concessões previstas neste artigo não poderão ser cedidas ou transferidas, total ou parcialmente, sem prévia anuência do poder concedente.

§ 4º Não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida.”

⁷³ STF. ADI 3.273, rel. p/ o ac. min. Eros Grau, julgamento em 16-3-2005, Plenário, DJ de 2-3-2007.

Por outro lado, o art. 177 traça o rol específico de atividades que o constituinte alçou à condição de atividade monopolizada pela União:

“Art. 177. Constituem monopólio da União:

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

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

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

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

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas b e c do inciso XXIII do caput do art. 21 desta Constituição Federal. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 49, de 2006).

§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei. (Redação dada pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995).

§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre: (Incluído pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995).

I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional; (Incluído pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995)

II - as condições de contratação; (Incluído pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995)

III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União; (Incluído pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995)”

A interpretação sistemática de tais dispositivos sugere que a Constituição Federal não criou qualquer distinção sobre a forma instrumental como a contratação será feita em **ambas** modalidades, desde que o exercício da atividade monopolizada pela União, por parte do particular, seja feita via **autorização** ou **contratação**. Neste sentido, a própria ementa da ADI 3.273/DF destaca que “(...) *No entanto, conforme disposto no §1º do art. 176, a forma com que tal contratação realizar-se-á somente poderá ser feita mediante autorização ou concessão da União*”.

Com efeito, a constatação preliminar seria de que apesar de se tratar de atividade econômica monopolizada a opção do constituinte em relação à exploração e produção de hidrocarbonetos foi, de fato, pela outorga ao legislador da liberdade de contratar o particular

via concessão ou autorização, sendo certo que a Constituição Federal forneceu os limites e subsídios elementares como tal atividade seria explorada.

Considerando que o Novo Regime de Outorga tem como característica fundamental a outorga de direitos de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos via autorização, o exame de sua aderência ao nosso ordenamento jurídico passa pela análise de sua conformidade com a matriz constitucional que rege o exercício de tal atividade. Assim, deve-se questionar qual a extensão de alterações no arcabouço jurídico brasileiro que rege a exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil seria necessário para inserção do Novo Regime de Outorga?

4.3 A aderência constitucional do Novo Regime de Outorga e a opção do legislador pelo modelo de concessão para o setor de E&P

Conforme exposto acima, a Constituição Federal, em seu artigo 177, dispõe sobre o monopólio da União em todas as atividades relacionadas com a indústria do petróleo, autorizando-a a “**contratar** com empresas estatais ou privadas” a realização de tais atividades, condicionada à observância das condições que vierem a ser estabelecidas na legislação infraconstitucional – no caso, a Lei do Petróleo.

Com efeito, o nosso sistema de direito constitucional positivo vigente no Brasil — fiel à tradição republicana iniciada com a Constituição de 1934 instituiu verdadeira separação jurídica entre a propriedade do solo e a propriedade mineral (que incide sobre as jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais existentes no imóvel) e atribuiu, à União, a titularidade da propriedade mineral, para o específico efeito de exploração econômica e/ou de aproveitamento industrial⁷⁴.

Parece que a Constituinte, ao editar a Emenda Constitucional nº 9/1995, que deu nova redação ao art. 177 da CF, ao utilizar o termo “contratar”, transferiu para a lei ordinária a decisão quanto à forma com que a União, no exercício da faculdade de contratar com a iniciativa privada, iria realizar a outorga de tais direitos, seja ele via uma regulação mais ou menos interventiva.

Assim, cumpre investigar se o emprego deste termo se deu à luz de uma opção política ou se houve uma motivação técnica, de modo a determinar se a pesquisa e lavra de gás natural poderia se dar pela via da autorização, conforme conclusão preliminar adotada até este ponto e que serve de pressuposto legal ao Novo Regime de Outorga.

⁷⁴ STF. RE 140.254-AgR, rel. min. Celso de Mello, julgamento em 5-12-1995, Primeira Turma, DJ de 6-6-1997.

Os anais da referida Emenda Constitucional nº 9/95 não revelam se o Congresso Nacional se engajou nesta discussão terminológica quando de sua edição, de modo que resta verificar o posicionamento dos nossos tribunais nas ocasiões em que a constitucionalidade da matéria foi desafiada, principalmente a mencionada ADI 3.237/2007, impetrada pelo Governador do Estado do Paraná em que se discutiu a constitucionalidade de alguns dispositivos da Lei do Petróleo, principalmente aqueles que garantem a propriedade dos bens extraídos no âmbito da atividade de produção de petróleo e gás natural em determinado bloco.

Na ocasião do julgamento da ADI 3.237/2007 a Corte decidiu que as alterações promovidas pela EC 9/95 permitiam que o domínio do resultado da lavra das jazidas de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluídos fossem atribuídos a terceiros pela União, sem qualquer ofensa ao monopólio legal definido no art. 177 da CF-88.

No entanto, nos interessa para este trabalho outros entendimentos acessórios que foram firmados pelo STF durante as discussões havidas sobre a distinção entre a atividade e a propriedade dos recursos minerais, especialmente a interpretação da Corte sobre os limites e modalidades impostos pela CF-88 para contratação do particular.

No âmbito da referida ação de inconstitucionalidade, o voto vencedor do ex-ministro Eros Grau parece inicialmente indicar que a contratação contida no parágrafo primeiro do Artigo 177 da Carta Maior se daria somente via concessão, atrelando a propriedade do produto explorado à qualidade de concessionário do agente. É o que se depreende do emprego repetitivo do termo “concessionário” verificado em diversos momentos como no seguinte trecho ora transcrito⁷⁵:

“A propriedade do produto da lavra das jazidas minerais atribuídas ao concessionário pelo preceito do art. 176 da Constituição do Brasil é inerente ao modo de produção capitalista. **A propriedade sobre o produto da exploração é plena, desde que exista concessão de lavra regularmente outorgada.** Embora o art. 20, IX, da CF/1988 estabeleça que os recursos minerais, inclusive os do subsolo, são bens da União, **o art. 176 garante ao concessionário da lavra a propriedade do produto de sua exploração.** Tanto as atividades previstas no art. 176 quanto as contratações de empresas estatais ou privadas, nos termos do disposto no § 1º do art. 177 da Constituição, seriam materialmente impossíveis se os concessionários e contratados, respectivamente, não pudessem apropriar-se, direta ou indiretamente, do produto da exploração das jazidas. A EC 9/1995 permite que a União transfira ao seu contratado os riscos e resultados da atividade e a propriedade do produto da exploração de jazidas de petróleo e de gás natural, observadas as normais legais.”

⁷⁵ STF. ADI 3.273, rel. p/ o ac. min. Eros Grau, julgamento em 16-3-2005, Plenário, DJ de 2-3-2007.

Segundo o excerto acima, a garantia ao direito de propriedade sobre o produto da exploração é plena desde que exista *concessão* de lavra regularmente outorgada, na medida em que o *caput* do art. 176 garante ao concessionário da lavra a propriedade do produto de sua exploração.

No entanto, o mesmo art. 176, em seu parágrafo primeiro, dispõe que “*A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o caput deste artigo somente poderão ser efetuados mediante **autorização** ou **concessão** da União*”. Ao nosso ver, quisesse o legislador restringir a outorga da pesquisa e lavra de recursos minerais (incluindo em tal definição os hidrocarbonetos⁷⁶) a uma modalidade em particular, não teria este inserido a possibilidade expressa da mesma ocorrer sob o regime de autorização ou concessão.

Com efeito, cumpre voltar aos exímios votos prolatados nos autos da ADI 3.237 para verificar se o entendimento da Corte naquela ocasião foi no sentido de que hidrocarbonetos deveriam ser explorados por terceiros necessariamente via concessão, ou se o comando do §1º do artigo 176, ao se referir à “lavra de recursos minerais” se aplicaria também às atividades de petróleo e gás natural, o que autorizaria a sua outorga via autorização.

Não parece haver dúvida de que a interpretação do STF se deu a favor do segundo caso já que a “*a Lei Republicana, num primeiro instante, dispõe sobre o gênero “recursos minerais” e desse gênero não exclui os hidrocarbonetos fluidos e gasos*”.

Ainda no âmbito do julgamento da citada ADI 3.237/DF a Corte estabeleceu a seguinte hermenêutica a ser adotada para a leitura conjunta dos artigos 176 e 177 da Constituição:

“Ora bem, se é da técnica da Magna Lei de 1988 avançar comandos gerais sobre todo e qualquer tipo de recurso mineral, para depois lançar disposições especiais sobre “dois deles” (petróleo e gás natural), o cânone hermenêutico a observar só pode ser este: **aplica-se toda a parte geral dos dispositivos da Constituição, mas somente naquilo que não conflitar com sua parte especial.**” (grifo nosso).

Dessa forma, à luz de uma interpretação sistemática do art. 176 e art. 177, nos parece que o emprego da expressão “concessionário” no julgamento da ADI 3.237/2007 se deu de

⁷⁶ “[...] Penso de boa metodologia enfrentar a matéria com o juízo mais abrangente de que, na Constituição Federal de 1988, petróleo e gás natural são versados como espécies de recursos naturais. É dizer: a Carta-cidadã, fiel à proposição kelseniana de que o Direito constrói suas próprias realidades, optou por ignorar as discussões geológicas e geofísicas sobre a distinção entre hidrocarbonetos fluidos e gasosos (que seria substâncias orgânicas) e os recursos minerais propriamente ditos [...]. **As duas tipologias fundindo-se, a princípio, numa única realidade normativa ou figura de Direito, sob o nome abrangente de “recursos minerais”.** STF ADI 3.273, voto do Min. Carlos Brito, julgamento em 16-3-2005, Plenário, DJ de 2-3-2007.

forma atécnica, sendo empregada somente devido ao regime em vigor estabelecido pela Lei do Petróleo. Em outras palavras, não teria o julgamento da ADI 3.237/2007 determinado (ou pelo menos revelado) que a pesquisa e lavra de petróleo e gás natural estavam restritas ao instituto da concessão tão somente, em oposição ao disposto no §1º do art. 176 da Constituição Federal, inclusive porque tal ADI tinha como escopo discutir somente a (in)constitucionalidade da propriedade sobre o produto obtido pela atividade desempenhada pelo particular, qual fosse a forma de outorga escolhida pelo legislador e que, no caso da Lei do Petróleo, foi o regime de concessão.

Essa interpretação fica ainda mais evidente no julgamento da ADI 3.237/2007, quando o ex-ministro Carlos Ayres Britto aduz que:

“Fácil seria deduzir, então, que para conhecer o regime jurídico do petróleo e gás natural bastaria ao intérprete da Constituição conhecer o regime normativo dos recursos minerais em geral [...].

O regime jurídico em geral inerente ao petróleo e gás natural, segundo o ex-ministro Carlos Ayres Britto :

"[...] decorreria da quase instantânea compreensão de que petróleo e gás natural seriam tidos pela Magna Carta como:
 I– Bens da União (inciso IX do art. 20);
 II– Matéria que submete à competência legislativa que a União ostenta com privatividade (inciso XII do art. 22);
 III– “propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento (caput do art. 176);
 IV– **recursos passíveis de ter a sua pesquisa e lavra, assim como ‘exploração e aproveitamento, realizáveis por via de autorização ou concessão do produto da lavra [...]; e**
 V– setor de atividade que ainda se submete às normas veiculadas pelos três primeiros parágrafos do art. 176, assim redigidos [...]” (grifo nosso).

Comunga desta entendimento o Ministro Marco Aurélio, que em voto proferido também no âmbito da ADI 3.273/DF sustentou que o art. 177 da CF-88 não determina que a União somente poderá contratar com o setor privado por meio de outorga de concessão, sendo esse apenas um dos instrumentos possíveis, como pode ser observado no trecho:

“Neste ponto, destaco o fato de a Constituição Federal apenas mencionar que a União poderá contratar com empresas particulares ou privadas para a realização das atividades previstas – artigo 177, § 1º –, **mas não determina que isso ocorra por meio de contratos de concessão, o que somente foi estabelecido pela Lei nº 9.478/97**” (grifo nosso).

Dessa forma, o STF, por ocasião do julgamento da ADI 3.237/2007 teve a oportunidade de delinear o regime constitucional dos recursos minerais, incluído neste o petróleo e gás natural, sendo certo que, pela hermenêutica estabelecida pela Suprema Corte naquela ocasião, tais recursos são passíveis de ter a sua pesquisa e lavra realizáveis tanto por via de autorização quanto de concessão.

De fato, parece que a terminologia “concessão” deve ser interpretada de forma ampla e não restritiva, afastada da conotação ligada aos serviços públicos, o que reduz a possibilidade de se contestar a oscilação entre o instrumental da concessão e autorização. Ensina ALEXANDRE SANTOS DE ARAGÃO que “ANDRÉ DE LAUBADÉRE, distinguindo as concessões de serviços públicos das concessões industriais, afirmou que, “a despeito desta intervenção do Estado na atividade do particular e da utilização do termo “concessão”, este instituto é totalmente diferente da concessão de serviço público: a atividade sobre a qual incide é uma atividade privada, submetida não ao regime de serviço público, mas àquele do direito privado, sob reserva das infiltrações de direito público”⁷⁷

Por conta disso, é facultado ao Poder Público uma atuação regulatória dinâmica, podendo optar por dado arcabouço regulatório conforme conveniência sócio-econômica e de acordo com a política pública adotada para o setor pela Lei do Petróleo. Isto reforça a hipótese de que é dado ao modelo de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos ser mais ou menos interventivo e que os instrumentos jurídicos que irão reger tal opção estão a cargo do legislador, como de fato ocorreu com a Lei do Petróleo. Contudo, deve-se destacar que o modelo de concessão precedido de licitação para as atividades de E&P decorre de uma opção do legislador conferida pela CF-88, estando o mesmo legislador apto a mudar a modelagem jurídica de outorga desses direitos, como se pretende com o Novo Regime de Outorga.

Em outras palavras, cabe ao legislador escolher os regimes jurídico-regulatórios a serem adotados, desde que observados certos princípios constitucionais inerentes à matéria. Nesse sentido, embora garanta flexibilidade para a adoção do modelo regulatório, o legislador está adstrito aos princípios gerais da atividade econômica inseridos dentro do Título VII - Da Ordem Econômica e Financeira da Constituição Federal, Capítulo I: (i) a soberania nacional; (ii) a livre concorrência; (iii) a defesa do meio ambiente; (iv) a redução das desigualdades regionais e sociais; e (v) a busca do pleno emprego.

⁷⁷ ARAGÃO, Alexandre dos Santos de. As Concessões e Autorizadas Petrolíferas e o Poder Normativo da ANP, integrante do Volume: “Direito das Concessões” da Revista da Associação dos Procuradores do Novo Estado do Rio de Janeiro – APERJ, organizado por Marcos Juruena Villela Souto, Editora Lumen Juris/APERJ, 2002.

4.4 A opção do legislador pela autorização para outros elos da indústria

Pertinente que se destaque que o exercício de outras atividades econômicas monopolizadas relativas a segmentos diversos da indústria de petróleo e gás natural é outorgado ao particular através do regime de autorização. É o que se verifica com o serviço de transporte de gás natural, cuja exercício foi estabelecido inicialmente pela Lei do Petróleo sob a forma de autorização, sendo posteriormente modificado para o regime de concessão.

Isto porque inicialmente adotou-se uma opção política específica e alinhada ao movimento de privatização de diversos setores da economia e o legislador houve por bem manter a concessão para atividades de E&P, ao passo que manteve autorização para todas as demais atividades da indústria de petróleo e gás natural. Posteriormente, com o objetivo de estimular o setor de transporte de gás natural via gasodutos de transporte, bem como exercer o controle sob a capacidade de novos gasodutos e previsibilidade da demanda *vis-a-vis* a expansão da malha de gasodutos, o Ministério de Minas e Energia optou por modificar o regime jurídico inerente aos gasodutos de transporte.

Cumpra destacar que a opção inicial pelo regime de autorização para tais segmentos da indústria nunca foi questionada quanto à sua conformidade com relação aos artigos 176 e 177 da Constituição Federal, o que reforça que a intenção do Constituinte é deixar a cargo do legislador a opção política de transitar entre tais institutos conforme conveniências estratégicas para a indústria.

Além disso, este mesmo regime já é utilizado pela ANP para outras atividades reguladas, a exemplo da atividade de importação de gás natural, sujeita à autorização ao particular por parte da ANP e do MME.

Pode-se citar também o conjunto de atividades previstas na Resolução ANP nº 52/2015, que estabelece o regime de autorização para os agentes interessados na construção, ampliação e operação de instalações de movimentação de petróleo, derivados do petróleo e para o gás natural, inclusive liquefeito (GNL). Terminais de armazenamento e instalações que compõe diversas atividades envolvendo biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP são igualmente sujeitos ao regime de autorização. O mesmo acontece com as autorizações outorgadas para o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional, o seu refino e o transporte e exportação de derivados básicos de petróleo.

No setor de *downstream* não é diferente, já que as autorizações para o exercício das atividades de distribuição, revenda e para construção e operação de tanques de armazenamento e outras instalações correlata são todas feitas na forma do regime de

autorização.

4.5 O direito de propriedade na experiência internacional

Um ponto que merece ser brevemente pontuado é se a experiência internacional poderia oferecer subsídios a serem incorporados para o Novo Regime de Outorga e no debate sobre a política regulatória referente à outorga de direitos de exploração de hidrocarbonetos. Nos EUA, por exemplo, as agências reguladoras aprovam os projetos de E&P de forma muito mais simplificada do que se verifica no Brasil, e tal modelo já está consolidado há décadas. Contudo, diferentemente da maioria dos países, os Estados Unidos adotam a máxima *cujus est solum, ejus est usque ad coelum ad inferos* (“A quem pertencer o solo, também pertence o céu e as profundezas”), que reconhece a propriedade privada de minerais subjacentes. Assim, os direitos de propriedade de petróleo, gás e minerais são geralmente detidos pelo proprietário da superfície, a menos que esses direitos sejam desvinculados e a titularidade seja concedida a outrem. A propriedade do recurso mineral pode ser separada da propriedade da superfície por meio de uma concessão ou uma ressalva. Quando a propriedade mineral não estiver atrelada à propriedade da superfície, aquele que detiver a propriedade mineral detém o que se chama de ‘*dominant estate*’, (“propriedade dominante”) e a propriedade de superfície é chamada de ‘*sevient estate*’ (“propriedade servente”). Em termos gerais, isto significa que o proprietário de recursos minerais tem garantido o direito de acesso razoável e uso da superfície para explorar os minerais.

Na Louisiana — o único estado norte-americano a adotar *Civil Law* — os direitos minerais não podem existir enquanto propriedade separada e perpétua, sendo mantidos separadamente da superfície apenas sob a forma de uma “servidão mineral”. A servidão dá ao seu titular o direito de entrar na propriedade e extrair os minerais, mas pode expirar ou prescrever, após 10 anos de não uso.

É importante ressaltar que a legislação aplicável depende do fato de os recursos estarem localizados em propriedades pertencentes ao poder público, federal ou estadual, ou à particulares e ainda se se referem a localizações *onshore* ou *offshore*. Tanto o Governo Federal quanto diversos estados são titulares de direitos *onshore* e *offshore* de petróleo, gás e minerais.

O *Mineral Leasing Act of 1920* e o *Mineral Leasing Act for Acquired Lands of 1947* regulam as atividades de *upstream* em propriedades *onshore* do governo federal, enquanto o *Outer Continental Shelf Lands Act* trata de áreas *offshore* pertencentes ao governo federal.

As transferências governamentais e privadas frequentemente concedem a totalidade ou reservam uma parte dos direitos aos recursos minerais, de modo que os registros de títulos de terras devem ser cuidadosamente revisados. Os contratos de arrendamento que envolvem propriedades públicas geralmente são registrados junto às agências federais e estaduais competentes e em muitos casos ficam disponíveis para revisão em sites públicos. Arrendamentos de propriedades privadas costumam ser registrados em níveis municipais (no respectivo ‘*county*’ ou ‘*parish*’), mas outros contratos que afetam o arrendamento podem não necessitar arquivamento junto a órgãos públicos.

As práticas dos EUA não apresentam as típicas concessões ou contrato de partilha de produção geralmente associados a uma companhia petrolífera estatal. O direito de conduzir exploração e produção nas terras de outro é obtido através de um arrendamento (‘*lease*’), que concede o direito de explorar e extrair petróleo das instalações arrendadas e a propriedade de petróleo produzido. Os termos do contrato de arrendamento e a lei aplicável limitam as atividades dos arrendatários.

No âmbito do *Department of Interior*, a *Bureau of Land Management* (BLM), a *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) e a *Bureau of Indian Affairs* (BIA) são as agências que regulam a concessão de terras sujeitas à jurisdição federal, estabelecendo os custos administrativos e o prazo para a apresentação de propostas; o valor do lance em si é determinado pelo licitante. Agências estaduais processam analogamente a concessão de terras de propriedade estadual. Os proprietários privados de direitos minerais subjacentes negociam ou convidam os licitantes, que podem seguir formatos comerciais usualmente utilizados ou conter termos e condições específicos para aquela concessão em particular.

As concessões públicas e privadas de petróleo e gás geralmente apresentam um termo primário fixo e um termo secundário condicional. A duração do termo primário varia de um ano em campos maduros a 10 anos para regiões fronteiriças; arrendamentos de terras particulares e pertencentes a indígenas nativo-americanos tendem a ter um termo primário mais curto. Mesmo que não se exija nenhuma produção no termo primário, o arrendamento pode estar sujeito ao término se o locatário falhar em perfurar poços de teste ou empreender ações especificadas previstas contratualmente, ou ainda pode estar sujeito ao pagamento de uma taxa adicional de arrendamento. Em contratos de arrendamento privado, o prazo principal pode ser prorrogado por acordo entre as partes, enquanto os contratos de

arrendamento com entidades governamentais estão sujeitos a processos que geralmente não preveem a prorrogação por acordo.

O termo secundário continua indefinidamente além do termo primário, desde que a área arrendada produza petróleo ou gás em quantidades pagáveis ou o locatário realize outras atividades especificadas nas instalações arrendadas. A arrendamento muitas vezes permite breves interrupções na produção e interrupções mais longas por motivos de força maior.

Quanto a transferência de propriedade, este processo difere de acordos federais para acordos estaduais e privados, e também difere entre áreas *onshore* e *offshore* no caso de propriedades federais. Para arrendamento *onshore* e atividades operacionais em terras federais, análises similares são aprovadas pela BLM. O BLM cobra uma taxa nominal para os pedidos de transferência e não especifica um prazo para aprovação. A aprovação de agências estaduais ou locais, ou ambos, também pode ser necessária para a transferência de interesses em ativos sob sua jurisdição. A transferência ou cessão geralmente não dá origem a direitos de preferência ao governo.

4.6 Possibilidade Jurídica de Garantir ao Pesquisador a Lavra do Recurso Encontrado

Outro ponto fundamental para o novo marco regulatório está no direito do autorizatório em, sendo bem-sucedido na fase de pesquisa, fazer jus à lavra (desenvolvimento e produção) da reserva encontrada. A questão que surge está em saber se um agente poderia produzir petróleo e gás natural sem prévio procedimento licitatório ou se existiria qualquer restrição constitucional ou legal ao Novo Regime de Outorga em conceder direitos de lavra de hidrocarbonetos sem a realização de prévio certame licitatório.

O ponto é relevante, pois, como destacado no Capítulo 1, um dos gargalos do setor de gás natural que se pretende sanar via novo marco regulatório é o *licensing problem*, e, para tanto, é fundamental fornecer incentivos para que a empresa disposta a investir na pesquisa e sísmica seja contemplada com o direito de obter o produto daquela descoberta em bases preferenciais.

Como se sabe a Lei do Petróleo optou pelo regime da concessão, o que impulsionou o desenvolvimento da indústria de exploração e produção. Conforme disposto no art. 23 da referida Lei, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação.

Não se pretende aqui afirmar todos os aspectos do Novo Regime de Outorga, o que merece um trabalho propositivo à parte, mas tão somente analisar a conformidade jurídica dos autorizatários serem contemplados com o direito de preferência em adentrar, em bases exclusivas, à fase de produção ou lavra de hidrocarbonetos em terra caso sejam exitosos na fase de pesquisa ou exploração.

Para tanto, deve-se questionar se nosso ordenamento permite que um agente seja autorizado à produção de hidrocarbonetos e obtenha a propriedade da lavra sem sagrar-se vencedor em certame licitatório prévio. A resposta é positiva.

4.6.1 EXIGÊNCIA DE LICITAÇÃO PRÉVIA PARA OUTORGA DE DIREITOS DE E&P.

Com fundamento na suposta existência de um princípio universal e impositivo da licitação, parte da doutrina administrativista entende que a Administração Pública somente poderia contratar com o setor privado por meio de licitação. Segundo essa corrente (por todos, José Afonso da Silva in *Comentário Contextual à Constituição*. 8ª ed. São Paulo: Malheiros, 2012. P. 350), o art. 37, XXI, da CF-88 instituiria o princípio universal da licitação, aplicável à generalidade dos contratos firmados por toda a Administração Pública, podendo ser pontualmente excepcionado pelo legislador infraconstitucional.

Ao nosso ver, contudo, tal corrente é falha na medida em que a suposta universalidade da licitação não encontra amparo na Constituição, muito menos tem o condão de vincular toda a Administração Pública.

Filiamo-nos à corrente de Carlos Ari Sundfeld que em ensaio intitulado “Onde está o Princípio Universal da Licitação?” dedica-se a análise do referido princípio, destacando que suposta universalidade é equivocada, seja por assumir que a ausência de licitação necessariamente levaria à “barbárie”⁷⁸, seja porque pressupõe que a licitação é a única forma de alcançar os fins públicos⁷⁹, ou ainda porque atribui excessivo peso e importância a palavra licitação, que não mais possui sentido unívoco⁸⁰.

⁷⁸ “O primeiro engano está em imaginar que a ausência de licitação necessariamente dê lugar à barbárie”. SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. “Onde está o Princípio Universal da Licitação?” In *Contratos Públicos e Direito Administrativo*. 1ª ed. São Paulo: Malheiros, 2015. P. 19-38. p. 32;

⁷⁹ “O segundo engano está em pressupor que a única maneira de atender aos princípios constitucionais que preconizam, exemplificativamente, a separação entre o público e o privado, a isonomia entre os interessados e a busca do negócio mais vantajoso para a Administração Pública seja por meio da licitação” ⁷⁹ SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. op. cit., p. 33

⁸⁰ “O terceiro engano está em atribuir excessivo peso e importância à palavra “licitação” quando, hoje, ela não mais possui sentido unívoco” ⁸⁰ SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. op. cit., p. 19-38;

Carlos Ari Sundfeld destaca que a Constituição de 1988, de fato, “foi a primeira a prever o dever de licitar” e que “não é menos verdade que elegeu a licitação como um valor a pautar certas relações entre a administração pública e particulares”; contudo, como bem destaca o autor, isso não faz da licitação um mandamento universal⁸¹:

“Afirmar isso é uma coisa. Outra, completamente diversa, é dizer que o texto constitucional fez da licitação um princípio, um valor maior e universal incidente sobre toda e qualquer situação em que a administração estabeleça relações com privados nas quais a competição em tese fosse viável”, e conclui afirmando que “A avaliação detida das normas constitucionais que expressamente aludiram ao dever de licitar revela que é incorreto afirmar que a constituição teria indistintamente imposto a licitação a todas as contratações levadas a cabo pelo Poder Público”⁸².

Ainda nessa linha, o autor questiona “*afinal, a constituição efetivamente transformou a licitação em um princípio universal? A resposta, extraída do próprio texto constitucional e da realidade, é, definitivamente, “não”. A constituição não transformou – nem sequer cogitou transformar – a licitação em princípio, muito menos em princípio universal*”⁸³ (grifo nosso).

A Constituição, quando quis, determinou expressamente o dever de licitar. Nesse sentido, não se pode presumir que o silêncio do constituinte em impor o dever de licitar em outras hipóteses teria sido, na verdade, omissão. Não é outro o entendimento de Carlos Ari: “*As hipóteses em que há inequívoco dever de licitar, apesar de bastante amplas, foram bem delimitadas pelo texto constitucional. Afora elas não se pode presumir a imposição de dever de licitar pela constituição*”⁸⁴.

Dessa forma, a corrente capitaneada por Carlos Ari assume que “*de fato, o art. 37, XXI, revela que a CF pretendeu obrigar a Administração Pública da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios a licitar.*”

No entanto esclarece com perfeita precisão: “*Mas em que casos? Todos? Não. A Lei diz que obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública a ser estabelecido em lei*”⁸⁵. E, por fim, complementa: “*o art. 175, caput, da*

⁸¹ SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. op. cit., p. 19-38.

⁸² SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. op. cit., p. 30

⁸³ SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. op. cit., p. 24

⁸⁴ SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. op. cit., p. 25

⁸⁵ SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. op. cit., p. 27

*CF, diferentemente do art. 173, estendeu o dever de licitar a objeto distinto daqueles mencionados no art. 37, XXV*⁸⁶.

O referido autor ainda destaca que mesmo nesses casos (art. 175), não seria um dever absoluto⁸⁷, uma vez que a licitação deve ser eficaz aos fins a que se destina, como pode ser observado no trecho:

“Mesmo tratando-se, inequivocamente, de concessões ou permissões de serviços públicos, seria inadequado falar na existência de um dever absoluto de licitar. Isto porque, a depender das peculiaridades do caso concreto, a licitação eventualmente poderá se mostrar inócua, ineficaz ou, simplesmente, desnecessária”⁸⁸.

E complementa:

“É impossível, em abstrato, dizer que licitar seja melhor – ou mais justo, isonômico, correto, eficiente, adequado e etc. – do que não licitar. A comparação entre estes tipos jurídicos ideais e opostos é impertinente, pois são necessárias ou úteis em situações diferentes. Não há que se falar, portanto, em preferência de um em detrimento do outro; ambos são em tese constitucionais, legítimos e talhados para promover o interesse público – em circunstâncias diversas, é verdade”⁸⁹.

Com efeito, no caso de atividades econômicas monopolizadas, como é o caso daquelas pertinentes à indústria de petróleo e gás natural elencadas no art. 177 da CF-88, nos parece ainda mais evidente que não há de se falar em princípio ou dever de licitar, pois o constituinte, quando assim quis, determinou expressamente tal dever no art. 176 do texto constitucional.

Como não se pode presumir que o silêncio do constituinte em impor o dever de licitar em outras hipóteses teria sido, na verdade, omissão, é forçoso reconhecer que o Novo Regime de Outorga não encontra qualquer restrição de raiz constitucional à possibilidade de outorga dos direitos de exploração (e produção) de hidrocarbonetos, ao particular, sem prévia licitação. Logo, o art. 176 da CF-88 não só prevê a possibilidade da outorga destes direitos ocorrer via autorização ou concessão – conforme decisão do legislador infraconstitucional –

⁸⁶ SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. op. cit., p. 29

⁸⁷ Pertinente destacar que, de fato, diversos setores que envolvem a prestação de serviço público ou a utilização de bem público não requerem a licitação para outorga ao particular, tendo em vista alternativas regulatórias que, ao critério do gestor público, melhor alcançam os objetivos regulatórios traçados por este. É o que se verifica, por exemplo, com o setor ferroviário e de portos. No setor portuário, existe uma assimetria regulatória entre os operadores econômicos que se sujeitam à licitação e os terminais privativos de uso misto. A exposição de motivos da Lei n° 8.630/93 revela a importância dada ao mecanismo da autorização e da livre concorrência para alcançar os fins públicos e revela a opção por seguir um regime jurídico para portos privados em que não há a obrigação do dever de licitar.

⁸⁸ SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. op. cit., p. 30

⁸⁹ SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. op. cit., p. 32

como também não estabelece qualquer imposição de submeter tal outorga ao procedimento de licitação já que, se assim quisesse, o teria feito expressamente.

Dessa forma, a mudança normativa necessária para assegurar a aderência legal do Novo Regime de Outorga se limita ao campo infralegal, especificamente aos dispositivos inseridos na Lei do Petróleo que regem a concessão dos direitos de E&P. Assim, é necessário tão somente alteração legislativa na Lei do Petróleo para excepcionar o procedimento ali previsto de rodadas de licitação prévias conduzidas pela ANP, o que se daria pela inserção do Novo Regime de Outorga para as áreas *onshore* voltado à mitigação das barreiras burocráticas e realização do seu objetivo regulatório.

4.6.2 NOVO REGIME DE OUTORGA ENQUANTO ESCOLHA POLÍTICA

Vimos que a realização de licitação, mesmo para os casos mencionados no art. 37, XXI, muitas vezes se revela inócua, ineficaz ou, simplesmente, desnecessária diante das particularidades do caso concreto e que não há princípio universal da licitação ou obrigação de licitar para as atividades da cadeia da indústria do petróleo.

Não obstante tais considerações, é muito importante pontuar que o Novo Regime de Outorga ora analisado cuida também, em última análise, de verdadeira alternativa instrumental para a consecução de uma política pública enquanto fim pretendido. Justamente por isso, a escolha entre licitar (ou não) configura uma escolha regulatória e deve estar em linha com o objetivo regulatório pensado pelo gestor público para dada atividade econômica.

Diogo Coutinho, em artigo⁹⁰ dedicado ao estudo da relação entre o direito e as políticas públicas, destaca quatro dimensões dessa relação: (i) substantiva (direito como objetivo), (ii) estruturante (direito como arranjo institucional), (iii) instrumental (direito como ferramenta) e (iv) participativa (direito como vocalizador de demandas). Na análise da dimensão instrumental, o autor destaca a função do direito como uma caixa de ferramentas, que oferece ao gestor público distintos meios jurídicos adequados para alcançar determinado objetivo.

O autor destaca que tal visão utilitária se aplica também à Constituição Federal, que contém normas programáticas com objetivos a serem alcançados por meio de políticas públicas que explicitam valores a serem perseguidor pelo legislador infraconstitucional, juízes e administradores públicos. E, em seguida, afirma que:

⁹⁰ COUTINHO, Diogo R. “O direito nas políticas públicas” In *A Política Pública como Campo Multidisciplinar*. São Paulo: Editora Unesp, 2013. P. 181 – 200. P. 196.

“praticamente falando, cabe aos juristas envolvidos na gestão de políticas públicas realizar os fins almejados por meio de decisões cotidianas, no nível executivo. (...). O estudo das diferentes possibilidades de modelagem jurídica de políticas públicas, a escolha dos instrumentos de direito administrativo mais adequados (dados os fins a serem perseguidos), o desenho de mecanismos de indução ou recompensa para certos comportamentos, o desenho de sanções, a seleção do tipo de norma a ser utilizada (mais ou menos flexível, mais ou menos estável, mais ou menos genérica) são exemplos de tópicos que surgem quando o direito é instrumentalizado para pôr dada estratégia de ação em marcha”⁹¹ (grifo nosso).

Nessa dimensão do direito enquanto instrumento de realização de política pública, cabe ao gestor público, diante dos arranjos legais impostos à sua atuação, utilizar o direito da forma que melhor atenda a consecução do seu planejamento. Em outros termos, diante de um espectro de soluções jurídicas que buscam, por exemplo, imprimir maior força de competição a um dado setor da economia, o certame licitatório se apresenta somente como um, dentre tantas outras ferramentas, à disposição para a consecução da política pública orquestrada pelo gestor público.

Portanto, a proposta de separar as fases de exploração e produção de hidrocarbonetos, (outorgando ao autorizatários, bem sucedido na exploração, o direito preferencial de produzir), encontra perfeita aderência jurídica, sendo possível a sua contratação direta para lavra de hidrocarbonetos *onshore*.

Ao se adotar o Novo Regime de Outorga como uma ferramenta de consecução de uma nova política pública para a indústria de hidrocarbonetos *onshore*, verifica-se que a simplificação burocrática proposta deve prevalecer enquanto ferramenta mais hábil a atingir o fim que se propõe. Isto porque, diante das circunstâncias peculiares da atividade econômica que se pretende afetar, o nosso ordenamento reconhece que a licitação poderia conduzir à seleção de solução que não traria o maior benefício almejado pelo próprio instituto da licitação.

Em outras palavras, submeter os agentes-alvo do novo marco regulatório ao procedimento hoje vigente para E&P iria impossibilitar a concretização do objetivo regulatório proposto. Neste caso é forçoso reconhecer que a licitação não se impõe como princípio universal, e que o gestor público dispõe de outros mecanismos de fomento à concorrência mais eficientes (ao menos no plano teórico), o que fundamenta a possibilidade

⁹¹ COUTINHO, Diogo R. op. cit., p. 196.

da outorga de direitos de E&P prescindir de licitação para regiões *onshore*, como ora proposto.

Outro ponto que reforça o entendimento acima está no fato de que a exploração mineral e de hidrocarbonetos possuem características em comum, já que se tratam de um bem finito, cuja reserva *in place* pertencem à União, sendo que a exploração de ambas deve respeitar o interesse público. No entanto, curiosamente o regime de exploração e produção desses bens se dá sob regimes regulatórios distintos. Pode se levantar o fato de que, como dito acima, a extração mineral é atividade econômica propriamente dita, enquanto que a de hidrocarbonetos se dá pela flexibilização de um monopólio da União e que tal distinção justificaria a necessidade de um procedimento licitatório.

No entanto, este não parece ser o caso. A licitação prévia ou a outorga de autorização podem alcançar os mesmos efeitos a depender do arcabouço legal, garantias e limites conferidos pelo próprio espectro constitucional à determinada atividade. O regime de lavra de recursos minerais, por exemplo, recepcionado pela Constituição Federal, não impõe necessariamente a realização de licitação para sua outorga ao particular.

Da mesma forma, a própria legislação infraconstitucional sobre exploração e produção de hidrocarbonetos confere uma hipótese legal em que o exercício da atividade se dará dispensada de licitação, o que revela que a sua realização não é condição *sine qua non* para a outorga da atividade. Trata-se do caso do gás metano. O mencionado art. 23 da Lei do Petróleo traz o que se sustenta ser a “opção” do legislador pelo regime de concessão precedido de licitação, dispondo que “*as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação*”. No entanto, de acordo com o §2º do mesmo art. 23, a ANP poderá outorgar diretamente ao titular de direito de lavra ou de autorização de pesquisa de depósito de carvão mineral concessão para o aproveitamento do gás metano que ocorra associado a esse depósito, dispensada a licitação prevista.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como resultado da crescente participação do gás natural na matriz energética brasileira e a necessidade de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas à hidrelétrica, o gás natural entra em evidência como o combustível do futuro para o desenvolvimento do setor de infraestrutura brasileiro. A projeção de crescimento na sua demanda levou ao debate sobre a escassez e dependência do gás natural importado a preços elevados, a expansão da geração termelétrica e a indisponibilidade de gás natural para novos contratos de fornecimento para as distribuidoras locais.

A forte concentração histórica das campanhas exploratórias brasileiras, principalmente por parte da Petrobras, em regiões *offshore* e a evolução do marco regulatório editado a partir daí, contribuíram para o atual cenário de baixa disponibilidade do energético.

Ao longo deste trabalho, foi feita a análise dos motivos que ainda impedem o desenvolvimento da exploração do gás natural no Brasil, para identificação do espectro de propostas que poderiam ser feitas para mudar este cenário. Como resultado, identificou-se que a escassez do recurso não está relacionada ao desconhecimento geológico das bacias sedimentares e jazidas *onshore*. Tampouco está relacionada a ausência de reservas potenciais em volumes comercialmente atraentes para o seu desenvolvimento. Na verdade, os motivos que ainda impedem o desenvolvimento da exploração do gás natural no Brasil para fazer frente à sua escassez estão nos gargalos econômicos, físicos e regulatórios inerentes ao setor e não necessariamente na escassez do recurso em si ou em reservas potenciais. Com efeito, a raiz da indisponibilidade de gás está *above the ground*.

Verificou-se que existe um leque de medidas que podem ser tomadas para endereçar a ausência na oferta de gás natural, seja via política econômica, incentivos fiscais, eliminação de barreiras ou alterações nos regimes legais e no arcabouço regulatório aplicável ao setor. Este trabalho se concentrou em um pequeno conjunto de mudanças no espectro regulatório que rege o regime de outorga de direitos de exploração e produção de gás natural, com vistas a incentivar que pequenas empresas busquem a exploração *onshore* via desburocratização regulatória.

A necessidade de mudança no marco regulatório brasileiro aplicável à exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil está também relacionada ao fato de que nunca se conferiu tratamento jurídico distinto entre as atividades relacionada ao petróleo e ao gás natural. De fato, a modelagem dos institutos jurídicos aplicáveis ao regime de outorga para

exploração e produção de hidrocarbonetos no país não considera elementos como a localização, característica dos reservatórios, custos e investimentos necessários ao escoamento, aplicando indistintamente o mesmo regime de concessão à exploração do petróleo e do gás natural.

No âmbito da ANP, não se vê uma política energética que ofereça incentivos e objetivos regulatórios inerentes a cada tipo de energético, sendo certo que a exploração de petróleo e gás natural, historicamente, sempre se deu com base no mesmo arcabouço legal e matriz constitucional.

Com efeito, a partir do problema de pesquisa identificado no presente trabalho, extraído da interação entre causa e efeito da escassez da oferta de gás natural no Brasil, foi desenhado um conjunto de propostas para o marco regulatório dos direitos de exploração e produção de hidrocarbonetos, especialmente para as atividades realizadas em terra em terra.

A este conjunto de proposta, de inspiração do CERI e das discussões havidas com o professor Luiz Gustavo Kaercher, atribuiu-se a denominação de Novo Regime de Outorga, pensado com o objetivo regulatório de mitigar certas barreiras regulatórias relacionadas ao chamado *licensing problem* identificado pelo professor Ashley Brown, de modo a gerar incentivos próprios que contribuam com o arranjo regulatório inerente ao gás natural no Brasil. Como visto, os principais atributos do Novo Regime de Outorga são:

- a) Criação de mecanismo jurídico de outorga de autorização para pesquisa e lavra de hidrocarbonetos em terra (similar ao existente para o carvão mineral) distinto do atual modelo de concessão vigente e voltado à regiões *onshore*, de modo a criar um mercado secundário para exploração de áreas pouco atrativas às grandes empresas, alcançando os objetivos regulatórios traçados no problema de pesquisa;
- b) Eliminação ou mitigação de barreiras legais à entrada de agentes econômicos, através da simplificação dos requisitos de capacidade técnica e econômica impostos aos agentes que desejarem explorar, por conta e risco, as etapas de pesquisa de hidrocarbonetos em bacias sedimentares terrestres, campos marginais e campos maduros da indústria do gás natural de forma independente; e

- c) Possibilidade de realização de leilão ou procedimentos licitatórios periódicos e menos burocráticos ou mesmo a eliminação da necessidade de prévia licitação para outorga dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, independente das características das áreas a serem concedidas e que garantam a proteção ao interesse público dentro desta proposta.

A inspiração principal do Novo Regime de Outorga advém do marco regulatório em vigor aplicável à atividade de mineração no Brasil, no qual empresas interessadas podem ser autorizadas à atividade de pesquisa e, posteriormente, atuar na lavra de minérios em determinado perímetro. Muito embora o marco regulatório aplicável ao setor de mineração esteja sendo revisto e discussões legislativas estão sendo travadas no sentido de fazer o movimento oposto ao que se pretende com o Novo Regime de Outorga, ou seja, migrar de uma modelo menos interventivo para o de concessão, similar ao existente para petróleo e gás, não restou evidente quais são os objetivos regulatórios pretendidos e tampouco foi verificada uma análise de impacto regulatório em tal mudança.

No Capítulo 3 deste trabalho procurou-se propor, em linhas gerais, procedimentos e trâmites essenciais que o Novo Regime de Outorga deveria contar para garantir os seus objetivos declarados. Dentre eles está a importância de se garantir ao autorizatário que obteve êxito na campanha exploratória o direito de preferência de assinar o “Contrato de Lavra”, de modo a eliminar o desincentivo criado aos agentes que atuam na pesquisa e que posteriormente se encontrem frustrados do direito de produzir. Um dos principais intuitos do Novo Regime de Outorga está em compensar o autorizatário pelos riscos assumidos com o desconhecimento geológico na pesquisa nas áreas em terra. Vimos que, sem o direito de preferência, é possível que um número inferior de empresas decida por realizar pesquisas, estimulando um risco de seleção adversa, na medida em que outros *players* poderiam aguardar o resultado da autorização de pesquisa outorgada a um requerente, para, então, participar do certame para o Contrato de Lavra, fazendo uso de típico comportamento *free rider*.

Com efeito, a análise jurídica de temas sensíveis ao Novo Regime de Outorga foi construída no Capítulo 4 no sentido de defender a hipótese de pesquisa, ou seja, de que o regime constitucional dos recursos minerais, incluído neste o petróleo e gás natural, possibilita a flexibilização do arcabouço jurídico de outorga. Desta forma, a mudança do regime de outorga para a exploração e produção de hidrocarbonetos, de concessão para

autorização, possui plena aderência jurídica ao nosso ordenamento, desde que realizadas certas mudanças legislativas, a fim de lograr êxito na sua proposta idealizada.

Além de delinear o regime constitucional dos recursos minerais, este trabalho buscou estabelecer a hermenêutica adotada pelo STF em relação à leitura conjunta do §1º do artigo 176 e do artigo 177 da Constituição, quando foi fixado o entendimento de que a “lavra de recursos minerais” se aplicaria também às atividades de petróleo e gás natural e, por isso, a sua exploração e produção por empresas privadas e estatais não deve ser realizada, necessariamente via concessão.

Verificou-se também que nossa Suprema Corte, por ocasião do julgamento da ADI 3.237/2007, expressamente entendeu que tais recursos são passíveis de ter a sua pesquisa e lavra realizáveis tanto por via de autorização quanto de concessão. De fato, o texto constitucional outorgou ao legislador espaço para uma atuação regulatória dinâmica, podendo optar por dado arcabouço regulatório conforme conveniência sócio-econômica e de acordo com a política pública adotada para o setor, como ocorreu com a edição da Lei do Petróleo.

Além disso, vimos que o Novo Regime de Outorga possui aderência ao nosso ordenamento na medida em que o exercício de outras atividades econômicas relativas a segmentos diversos da indústria de petróleo e gás natural também são outorgados ao particular através de autorizações. É o que se verifica com o serviço de transporte de gás natural, cuja exercício foi estabelecido inicialmente pela Lei do Petróleo sob a forma de autorização, sendo posteriormente modificado para o regime de concessão.

Como parte da análise de aderência jurídica posta, enfrentou-se a possibilidade de mitigação do procedimento licitatório para o Novo Regime de Outorga, que conta como premissa atribuir a agentes autorizados pela ANP os direitos de lavra e pesquisa de hidrocarbonetos e a sua extração em regiões *onshore*. Em nosso entender, a Constituição, quando quis, determinou expressamente o dever de licitar, o que não constitui um princípio universal absoluto, uma vez que a licitação deve ser eficaz aos fins a que se destina.

Por fim, o Novo Regime de Outorga constitui verdadeira ferramenta de consecução de uma nova política pública para a indústria de hidrocarbonetos *onshore*. Diante das circunstâncias peculiares da atividade econômica que se pretende afetar, o nosso ordenamento reconhece que a licitação poderia conduzir à seleção de solução que não traria o maior benefício almejado de fomento à concorrência e eliminação de barreiras regulatórias pelo gestor público, o que fundamenta a possibilidade da outorga de direitos de E&P prescindir de licitação para regiões *onshore*, como ora proposto.

Logo, o que se pretendeu com este trabalho foi oferecer um modelo regulatório, teórico, e não exaustivo, para contribuir com o crescimento da oferta de gás natural no Brasil, sendo certo que ao longo deste trabalho restou comprovada a compatibilização deste modelo com o nosso ordenamento jurídico, tendo em vista, principalmente a aderência do Novo Regime de Outorga à raiz constitucional das atividades econômicas reguladas conforme previsto na Carta Maior.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Indústria Brasileira de Gás Natural: regulação atual e desafios futuros*. José Cesário Cecchi, coord. - Rio de Janeiro: ANP, 2001. Séries ANP, nº 2.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Janeiro/2016. Boletim da Produção de. Petróleo e Gás Natural. Disponível em < <http://www.anp.gov.br/?dw=79001>>

ALMEIDA, Edmar L. F.; ARAÚJO, Leandro R. “Análise Econômica dos Indicadores Sobre Poços Perfurados”. In Boletim INFOPETRO. Petróleo e Gás Brasil. Rio de Janeiro, RJ. Ano 3, nº 2, pp. 4-5, fev./2002. Disponível em: http://www.gee.ie.ufrj.br/infopetro/pdf/2002_fev_petrogas.pdf

AMUI, Sandoval. **Petróleo e gás para executivos: exploração de áreas, perfuração e completação de poços e produção de hidrocarbonetos**. Rio de Janeiro: Inteciência, 2010.

_____; MELO, Marianne L. R. **Unitization of Oil and Gas Reservoirs**, AIPN Advisor nº 231, 2003.

ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS: 2015 / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. - Rio de Janeiro: ANP, 2015.

ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS: 2016 / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. - Rio de Janeiro: ANP, 2008.

ARAGÃO, Alexandre dos Santos de. As Concessões e Autorizadas Petrolíferas e o Poder Normativo da ANP, integrante do Volume: “Direito das Concessões” da Revista da Associação dos Procuradores do Novo Estado do Rio de Janeiro – APERJ, organizado por Marcos Juruena Villela Souto, Editora Lumen Juris/APERJ, 2002.

_____. “Joint Operating Agreements – JOAs na indústria do petróleo”. In ARAGÃO, Alexandre Santos de (Org.). **Direito do petróleo e de outras fontes de energia**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2011.

ASSOCIATION OF INTERNATIONAL PETROLEUM NEGOTIATORS:
<https://www.aipn.org/>

BAIN & COMPANY. Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil. São Paulo. Tozzini Freire Advogados, 2009

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2015: Ano base 2014 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2015.

BAPTISTA, Luiz Olavo. **Uma Introdução às Joint Ventures**. Vol. 169, São Paulo: Vox Legis, Jan./1983.

BNDES Setorial, Rio de Janeiro, nº 22, pp. 3-28, set. 2005. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set2201.pdf

BÔAS, Gustavo Vilas; TÁVORA, Patrícia Crichigno. “Definição de um novo marco regulatório para a indústria de gás natural no Brasil”. *In Jus Navigandi*, Teresina, ano 11, nº 930, 19/jan./2006. Disponível em: <<http://jus.com.br/revista/texto/7860>>.

Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Edição nº 115, setembro de 2016. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_115_SET_16.pdf/94c1fff8-6586-4bc8-b162-693a2e277e60>

BP ENERGY OUTLOOK 2016 EDITION. Disponível em <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2016.pdf>. Acesso em 25/04/2016.

BRET-ROUZAUT, Nadine; FAVENNEC, Jean-Pierre (Coord.). **Petróleo e Gás Natural: como produzir e a que custo**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

BROWN, Ashley. “Natural Gas in Brazil: opening the bottlenecks”, *In Network Industries Quarterly*, vol. 18, nº 1, 2016.

BUCHEB, José Alberto, ***Direito do Petróleo: A Regulação das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil***. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2007.

Confederação Nacional da Indústria. Gás Natural em terra: uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor. Brasília: CNI, 2015.

COUTINHO, Diogo R. “O direito nas políticas públicas” In *A Política Pública como Campo Multidisciplinar*. São Paulo: Editora Unesp, 2013.

CROOKS, Ed. The US shale revolution. <http://www.ft.com/cms/s/2/2ded7416-e930-11e4-a71a-00144feab7de.html#slide0>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2012 – Ano base 2011: Resultados Preliminares Rio de Janeiro: EPE, 2012

FORGIONI, Paula A. **Teoria Geral dos Contratos Empresarias**. São Paulo. Editora Revista dos Tribunais, 2009.

GOLVALA, Charez. “Upstream joint ventures – bidding and operating agreements”. In PICTON-TURBEVILL, Geoffrey. **Oil and gas: a practical handbook**. Londres: Globe Business Publishing Ltd., 2009.

GRAU, Eros Roberto. *A Ordem Econômica na Constituição de 1988 (Interpretação e Crítica)*. 15ª ed. Revisada. Atualizada. São Paulo: Malheiros, 2012.

International Petroleum Transactions, Third Edition (Rocky Mountain Mineral Law Foundation 2010).

JUSTEN FILHO, Marçal. **Comentários à lei de licitações e contratos administrativos**, 16. ed., revisada, São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2014.

MAGALHÃES, José Carlos de; BAPTISTA, Luiz Olavo. **Arbitragem comercial**. Rio de Janeiro: Freitas Bastos, 1986.

MANNING, Bill. “Some Practical Aspects of Resources Joint Ventures”. In DUNCAN, W.D (Org.). *Joint Ventures Law in Australia*. 2. ed. Sidney: The Federation Press, 2005.

MANO, Gustavo. **Comercialização e Transporte de Óleo e Gás**. 3. ed. Rio de Janeiro; Bibliografia, Editora FGV, Rio de Janeiro. Originada de BALERONI, Rafael Baptista. Aspectos Econômicos e Jurídicos das Cláusulas de Ship-or-Pay e Take-or-Pay nos Contratos

de Transporte e Fornecimento de Gás Natural. *In* Revista Trimestral de Direito Civil – RTDC. Rio de Janeiro, Vol. 27, Jul./Set. 2006.

MARTINS, Daniela Couto. **A Regulação da Indústria do Petróleo Segundo o Modelo Constitucional Brasileiro**. Belo Horizonte: Editora Fórum, 2006, 213p.

MEIRELLES, Hely Lopes. **Direito Administrativo Brasileiro**. 28. ed. São Paulo: Malheiros Editores, 2003, 952p.

MORAES, Alexandre de. “Regime Jurídico da Concessão para Exploração de Petróleo e Gás Natural”. *In* Revista de Direito Constitucional e Internacional, São Paulo, 2001.

Policy Brief: Establishing a Brazilian Gas Market, Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (CERI). FGV. Novembro de 2016. Disponível em: <http://ceri.fgv.br/sites/ceri.fgv.br/files/arquivos/workshopaper-policy-brief-the-construction-of-the-brazilian-gas-market-2016-v2.pdf>.

PANORAMA ENERGÉTICO: PERSPECTIVAS PARA 2040 - Destaques, disponível em <http://exxonmobil.com.br/Brazil-Portuguese/PA/Files/PanoramaEnergetico2014.pdf>. Acesso em 25/04/2016.

PEREIRA, Eduardo, TOSTES, Igor de Souza, DUTRA, Joísa Campanher Dutra. “Unconventional Gas Regulation in Brazil”. *In* Brazilian Upstream Oil and Gas: A Practical Guide to the Law and Regulation, Globe Law and Business Ltd, 2016.

PINTO, Marcos Barbosa. “Repartição de riscos nas Parcerias Público-Privadas”. *In* Revista do BNDES, Vol. 13, nº 25, Rio de Janeiro, Jun/2006.

PIRES, Paulo Valois. **A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2000.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2020. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2011/SUMARIO-PDE2020.pdf>

QUINTAS, Humberto; e QUINTANS, Luiz Cesar P. **A história do petróleo no Brasil e no mundo** / Quintas & Quintans. Rio de Janeiro: Maria Augusta Delgado, 2009.

RAY, Jeffery R. Shale Gas: Evolving Global Issues for the Environment, Regulation, and Energy Security. *LSU Journal of Energy Law and Resources*. Volume 2, Issue 1, 2013. D at < <http://digitalcommons.law.lsu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1026&context=jelr>>

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. **Direito do Petróleo – As Joint Ventures na Indústria do Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Renovar, 2003.

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

_____. **Joint Operating Agreements: a practical guide**. 2. ed. Londres: Global Law and Business. 2010.

SMITH, Ernest et al.. **International Petroleum Transactions**, 2. ed., Denver, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000, 1005 p.

STIGLITZ, Joseph E. **Introdução à Microeconomia**. Rio de Janeiro: Campus, 2003.

SUNDFELD, Carlos Ari; ROSILHO, André. “Onde está o Princípio Universal da Licitação?” In *Contratos Públicos e Direito Administrativo*. 1ª ed. São Paulo: Malheiros, 2015.

SUPERIOR TRIBUNAL DE JUSTIÇA: <http://www.stj.jus.br/portal/site/STJ>

SUPREMO TRIBUNAL FEDERAL: <http://www.stf.jus.br/portal/principal/principal.asp>

_____. **Petroleum, Industry and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum**. 2. ed., The Netherlands: Kluwer Law International, 2008. 428p.

TOLMASQUIM, Mauricio T.; GUERREIRO, Amílcar; GORINI, Ricardo. “Matriz energética brasileira: uma prospectiva”. In *Novos estud. - CEBRAP*, São Paulo, nº 79, p. 47-69, Nov. 2007. Disponível em http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-33002007000300003&lng=en&nrm=iso. Acesso em 06 de Maio de 2016.

TOSTES, Igor de Souza. **Os Regimes Jurídico-Regulatórios das Atividades de Exploração e Produção do Petróleo e Gás Natural no Brasil, Características da Indústria e os Aspectos Instrumentais do Contrato de Concessão**. Niterói, 2012.

Transporte de Gás Natural no Brasil – Aspectos Regulatórios”, Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (CERI). FGV. Junho de 2016. Disponível em: <<http://ceri.fgv.br/sites/ceri.fgv.br/files/arquivos/cartilha-transporte-de-gas-natural-no-brasil-aspectos-regulatorios-fgv-ceri-jun-2016.pdf>>

WORLD SHALE GAS RESOURCES: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, EIA, April 5, 2011. < <http://www.adv-res.com/pdf/ARI%20EIA%20Intl%20Gas%20Shale%20APR%202011.pdf>> Acesso em 27 de Janeiro de 2016.

ZAMITH, Regina; SANTOS, Edmilson Moutinho dos. **Atividades onshore no Brasil – Regulação, políticas públicas e desenvolvimento local**. São Paulo: Annablume; Fapesp, 2007.

_____. **Um novo despertar para os campos terrestres de petróleo e gás natural no Brasil**. São Paulo: Annablume; Fapesp, 2007.