



## SETOR DE PETRÓLEO E GAS NO BRASIL: UMA ANÁLISE DA ATIVIDADE RECENTE A PARTIR DO MODELO ECD

**Álvaro Alves de Moura Jr.** – Professor do Programa de Mestrado Profissional em Economia e Mercados da Universidade Presbiteriana Mackenzie. E-mail: [alvaro.moura@mackenzie.br](mailto:alvaro.moura@mackenzie.br)

**Vitória Batista Santos Silva** – Mestranda do Programa de Mestrado Profissional em Economia e Mercados da Universidade Presbiteriana Mackenzie. E-mail: [vitoriabatista.silva@mackenzie.br](mailto:vitoriabatista.silva@mackenzie.br)

### RESUMO

A descoberta de novas jazidas de petróleo na camada do pré-sal, em 2005 na Bacia de Santos, mudou de forma significativa as perspectivas para o setor de petróleo e gás no Brasil. Vultuosos investimentos foram realizados pela Petrobras para a exploração dessas jazidas a partir de 2012, além de importantes mudanças no marco regulatório, que passou a permitir a exploração do setor por empresas privadas nacionais e estrangeiras. Neste sentido, o objetivo deste trabalho é analisar o setor à luz do modelo Estrutura-Condução-Desempenho (ECD), levando em consideração todas essas mudanças observadas, bem como os problemas vividos pela Petrobras, inclusive os escândalos de corrupção expostos pela operação Lava Jato.

**Palavras-chave:** Petróleo; Gás; Petrobras; Modelo ECD, Pré-sal

### INTRODUÇÃO

Segundo a ANP (2018), em 2017 o Brasil era o décimo maior produtor de petróleo do mundo, e o vigésimo maior produtor de gás natural. Há uma previsão de ascensão nessas posições, tendo em vista as novas perspectivas do setor dada pelo pré-sal, fato que tem contribuído para a reversão de um quadro histórico de dependência das importações de petróleo e alguns derivados.



Quando da descoberta dessas novas jazidas na camada do pré-sal, em 2005 na Bacia de Santos, vultuosos investimentos foram realizados para a exploração, que se iniciou em 2012. Ademais, uma importante mudança no marco regulatório também trouxe impactos sobre o setor, uma vez que passou a permitir a exploração por empresas privadas (nacionais e estrangeiras), por meio de leilões realizados por períodos pré-determinados em edital.

A produção de petróleo e gás no Brasil está concentrada em nove bacias petrolíferas, das quais quatro merecem destaque: as bacias de Campos, de Santos, do Espírito Santo e do Recôncavo Baiano.

Não obstante tais resultados, o setor, e mais especificamente a Petrobras, amargou uma forte crise a partir da exposição dos escândalos envolvendo a empresa e diversos agentes privados e políticos, que comprometeram os resultados financeiros da empresa, além de ter contribuído para a eclosão de uma grande crise política, econômica e social no país.

Neste sentido, o objetivo do artigo é realizar uma análise setorial da atividade de petróleo e gás brasileira. Para tanto, será feita uma avaliação da sua atividade recente, tendo como referencial teórico para a sua abordagem o chamado modelo Estrutura Conduta Desempenho (ECD).

Para a realização do trabalho serão utilizadas diversas fontes de informações, avaliações técnicas e estudos setoriais, boa parte delas baseadas em bases de dados e pesquisas, com destaque para aquelas que são realizadas pelo Ministério de Minas e Energia, pela Agência Nacional do Petróleo e a pela Empresa de Pesquisa Energética.

O artigo está dividido em três seções, além dessa introdução e das considerações finais. Na primeira seção será apresentado o Referencial Teórico que sustenta a presente pesquisa, o modelo Estrutura Conduta Desempenho (ECD). Na segunda será realizada uma breve descrição da indústria petrolífera brasileira, a partir da criação da Petrobras até a exploração e produção a partir do pré-sal. Por fim, será feita a análise do setor a partir de alguns dos elementos do modelo ECD.

## **1. REFERENCIAL TEÓRICO: MODELO ESTRUTURA CONDUTA DESEMPENHO (ECD)**

Dentro da Organização Industrial existem diferentes abordagens que estão sendo elaboradas e aperfeiçoadas ao longo dos anos como resultados das evoluções tecnológicas computacionais, o que tem facilitado o desenvolvimento de modelos de interpretação das indústrias (de bens e serviços), que antes seriam inviáveis. O modelo Estrutura Conduta Desempenho (ECD) constitui uma dessas vertentes, que visa compreender de maneira linear como a estrutura de um setor, que



depende de condições básicas como tecnologia e demanda, afeta sua conduta e como essa, por sua vez, influencia o seu desempenho (CARLTON e PERLOFF, 1999).

Joe Bain (1956 *apud* FAGUNDES; PONDE, 1998), que é considerado o precursor dos estudos sobre a atividade industrial, partiu da hipótese básica (do paradigma ECD) de que a estrutura de um mercado determina os padrões de conduta das firmas e esta, por sua vez, afeta o seu desempenho.

Segundo Farina (1997), o modelo ECD permite identificar as forças responsáveis pela organização da indústria e das firmas e como estas têm se alterado ao longo do tempo. Segundo Scherer e Ross (1990), o objetivo principal do modelo ECD é compreender as variáveis que podem interferir no desempenho econômico de um determinado setor de atividade. Cabral (1994), por sua vez, afirma que o modelo é um paradigma que fornece um esquema para análise de mercados que permite a elaboração de um sistema ou esquema com diversos pontos relevantes para uma análise setorial.

A estrutura de mercado do modelo ECD é baseada na análise de diversas variáveis. Segundo Carlton; Perloff (1994), as principais são: o número de compradores e vendedores, as barreiras à entrada, a diferenciação do produto, a integração vertical, diversificação da produção etc.

De acordo com as teorias relacionadas à Barreira à Entrada de Novos Concorrentes (FAGUNDES; PONDE, 1998), com destaque para o modelo Preço Limite, uma estrutura de mercado deve ser avaliada tanto pela atuação das empresas já estabelecidas quanto pelos potenciais concorrentes. A rivalidade entre concorrentes já existentes em uma indústria está condicionada a diversos fatores, com destaque para o grau de concentração que ocasiona em diversas condutas que mantêm ou elevam as vantagens das maiores empresas em relação ao mercado.

Por outro lado, a concorrência pode ser afetada pelos potenciais entrantes, que representam ameaças constantes para as empresas já estabelecidas num setor, pois trazem capacidade adicional de produção, desejo de conquista de *market share* e, frequentemente, recursos para investimento. Vale ressaltar que a intensidade da ameaça de empresas entrantes geralmente está inversamente relacionada às barreiras existentes e à reatividade das empresas já estabelecidas no setor.

Uma vez discutido brevemente o elemento Estrutura, segue-se com a introdução do Modelo ECD a partir da conceituação da conduta, que são as ações adotadas pelas empresas para operar no setor, razão pela qual pode ser tratada como sinônimo de estratégia competitiva. Trata-se do processo de escolha entre diferentes alternativas de decisão quanto a variáveis que estão sob controle da empresa. De acordo com Kupfer (1992), a conduta das empresas foi deixada de lado nas primeiras versões do ECD, isso porque os elementos estruturais, sobretudo a concentração de



mercado, eram vistos como os principais responsáveis pelo desempenho. Contudo, as versões mais atuais consideram a importância da conduta, pois admitem que a mesma, além de influenciar no desempenho, pode alterar a própria estrutura industrial.

Sendo assim, é possível afirmar que as estratégias empresariais podem influenciar na maneira como ocorre a concorrência entre as empresas, indicando que as firmas possuem um papel ativo nas transformações ocorridas no ambiente concorrencial. Dependendo do contexto, as empresas podem ser responsáveis até mesmo pelas alterações no padrão concorrencial, uma vez que ao invés de simplesmente se adaptarem ao mercado em que operam, também podem estabelecer ações capazes de modificá-lo.

Dessa forma, a atuação das empresas em questões como sua relação com as políticas de preços, investimentos em pesquisas e desenvolvimento (P&D) ou até mesmo a diferenciação de seus produtos dentro de uma mesma categoria tem como objetivo principal elevar o seu *market share*. Além dessas, também são recorrentes outras decisões empresariais, tais como fusões, aquisições e investimentos em propaganda etc.

Por fim, o desempenho, em uma análise simples, pode ser visto como o resultado dos elementos anteriores. Porém, o modelo atual prevê um ciclo no qual os resultados observados de “Desempenho” funcionarão como insumo para tomadas de decisão que influenciarão a “Conduta” e a “Estrutura”, realimentando o modelo. Ademais, este modelo revisado também inclui uma atuação exógena às empresas, que é a dada pela relação governamental com o setor, por meio de diversas políticas, com destaque para a regulação.

Vale reforçar que a revisão do modelo ECD original pressupõe que tanto a estrutura de uma determinada indústria (de bens e serviços) pode influenciar o desempenho das empresas que fazem parte dela, como também o próprio desempenho das firmas pode ocasionar mudanças na variável estrutura.

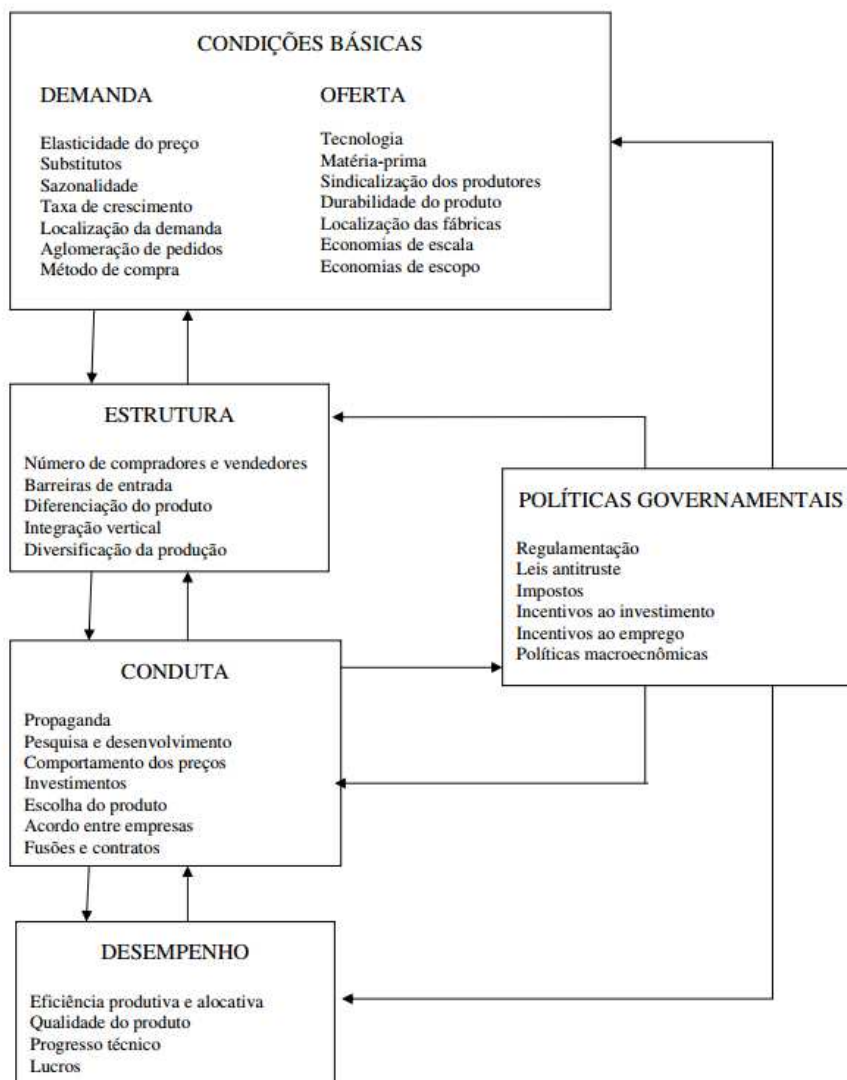
Portanto, a ideia tradicional do modelo, que considerava o sentido de causalidade como unidirecional (Estrutura → Conduta → Desempenho) foi adaptado no decorrer dos anos por versões mais modernas e condizentes com a realidade das firmas, em que se abandona a rigidez em se pensar neste sentido único de causalidade, e se assume que a estrutura pode ser sim determinada por fatores exógenos, mas realimentada ou modificada por elementos do próprio modelo, ou seja, endogenamente.

Esse foi um passo de grande importância para o modelo em questão, uma vez que eliminou a possibilidade de interpretações erradas e de parte das críticas feita anteriormente. Dessa forma, os



efeitos de *feedback* ou retorno são igualmente importantes para a análise dos setores (SCHERER; ROSS, 1990), cujo esquema analítico pode ser avaliado na figura que segue.

Figura 3 - Esquema analítico do Modelo ECD revisado



**Fonte:** Carlton e Perloff, 1994.

Parte dos elementos do modelo ECD será utilizada para a elaboração do presente estudo setorial da Indústria Petróleo e Gás Brasileira.



## **2. A INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO E GÁS**

### **2.1. Uma breve descrição da estruturação da indústria petrolífera brasileira**

Ao longo do governo de Getúlio Vargas, que se inicia com Governo Provisório (1930/1934), é sucedido pelo Governo Constitucional (1934/1937) e, na sequência, pelo Estado Novo (1937/1945), quando passou a ser uma ditadura, a questão petrolífera estava no centro da discussão política nacional, tanto que em 1934, em consonância com a Constituição promulgada no mesmo ano, foi instituído o Código de Minas com o objetivo de impedir que outros países pudessem exercer qualquer influência sobre os recursos minerais nacionais.

Em 1938 foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que foi responsável por coordenar as atividades de pesquisas, exploração, refino, além da parte comercial e de distribuição de petróleo, o que é considerada a primeira tentativa efetiva de regulação do setor (NUNES, 1980). Após a deposição de Vargas em 1945, o então presidente eleito Eurico Gaspar Dutra tentou aprovar uma lei que abriria para o capital privado, tanto nacional quanto estrangeiro, a exploração do setor petrolífero. Indo de encontro à perspectiva nacionalista de Vargas, o governo Dutra argumentou que o Estado brasileiro era incapaz de arcar financeira e tecnicamente com o projeto petrolífero nacional. Todavia, uma forte oposição ao projeto fez com que este fosse rejeitado pelo parlamento (PAULA, 2013).

Foi então que a oposição ao governo Dutra lançou a campanha “*o petróleo é nosso*”, com a finalidade de defender o monopólio estatal integral das atividades concernentes ao setor. É nesse cenário que Vargas, que estava do lado dos nacionalistas, volta ao cenário político se elegendendo presidente em 1951. No mesmo ano envia para avaliação do parlamento o projeto que criou a Petrobras, que foi aprovado e sancionado pela Lei nº 2.004/53 (LEITE, 2009).

A Petrobras começou a operar em 1954, com exceção da distribuição a empresa exerceu o monopólio das atividades de exploração, produção, refino, transporte e comercialização (PINTO JR., 2016).

Posteriormente, o Plano de Metas, lançado pelo governo Juscelino Kubistchek (1956/1961), enfatizou os setores de energia e transportes, atividades que concentraram 71,3% dos recursos totais dos investimentos previstos pelo plano, e tinham no Estado um dos principais pilares para o seu desenvolvimento, inclusive enfatizando que Petrobras deveria ser o símbolo do desenvolvimento nacional almejado (ALVEAL, 1994, p. 71).

Como resultado dos investimentos nestes segmentos, o consumo de gasolina no país triplicou em apenas dez anos, passando de 2,1 milhões de m<sup>3</sup> em 1955 para 6,1 milhões de m<sup>3</sup> em 1965, ocasionado pelo atingimento das metas dos setores petrolífero e automobilístico (IBGE, 2017).



Em 1963, o presidente João Goulart criou um centro de pesquisa da Petrobras, denominado Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES). O CENPES tinha o objetivo de ampliar o conhecimento tecnológico do setor, através das atividades de pesquisa e desenvolvimento e engenharia básica, que até então eram desenvolvidas no exterior. É nesse período que a Petrobras enfatiza a importância da exploração das bacias sedimentares do Espírito Santo e de Sergipe-Alagoas. E no início dos anos 1970, com a primeira perfuração na Bacia de Campos (CASTRO, 2013, LUCCHESI, 1998).

Como resultado de todos esses esforços, a partir da década de 1970 a Petrobras se tornou a maior empresa estatal do Brasil e da América Latina, apesar da crise internacional que acometera o setor, cabendo lembrar que nesse período o país já era governado pelo regime militar (PINTO JR., 2016, p. 100).

Após 1975, os equipamentos e plataformas que antes eram quase todos comprados no exterior, começaram a ser fabricados no país. E a partir dos anos 1980, descobrir novas fontes de petróleo passou a ser a maior meta do governo militar, tanto em razão dos choques do petróleo, quanto em função dos elevados encargos com a dívida externa brasileira à época. A partir de 1985, a empresa ganha proeminência em termos mundiais pelas atividades de exploração em águas profundas, com destaque para a exploração da Bacia de Campos (MORAIS, 2013).

No início dos anos 1990, após o processo de abertura comercial e aprofundamento das relações financeiras, o governo Collor implementou o Programa Nacional de Desestatização (PND), que promoveu a extinção da Petromisa (empresa de mineração) e da Interbras (empresa de comércio), ambas controladas pela Petrobras, e a desestatização de ativos da Petroquisa (empresa petroquímica) e da Petrofértil (empresa de fertilizantes) (PINTO JR., 2016).

Em 1997, durante o Governo Fernando Henrique Cardoso, foi promulgada a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97), que permitiu que outras empresas pudessem explorar, produzir, fazer o refino e o transporte do petróleo, o que na prática instituiu o fim do monopólio estatal da Petrobras<sup>210</sup>. Essa lei também criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP)<sup>211</sup>, com a função de regular o setor, e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que é um órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia.

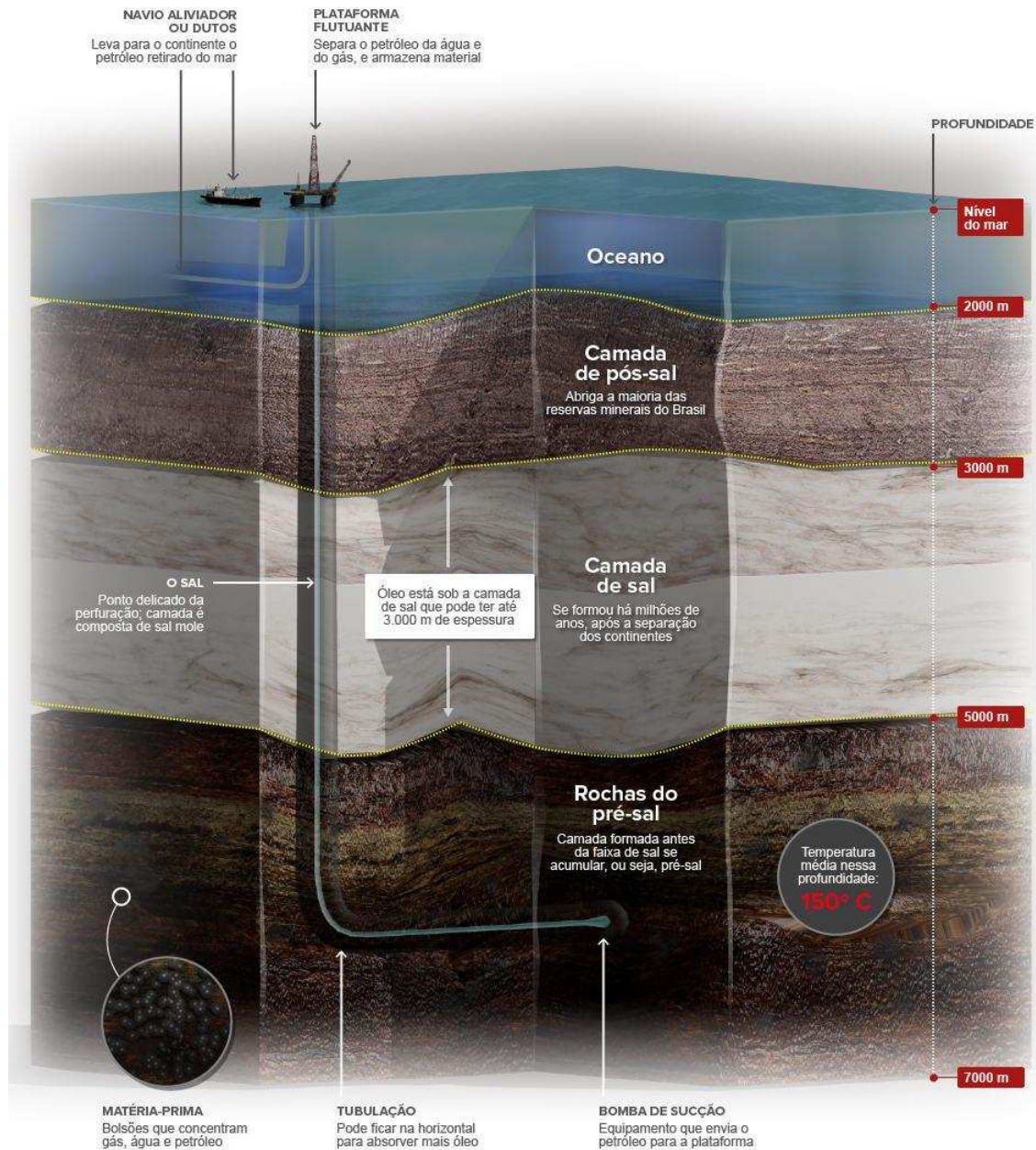
<sup>210</sup> Até 1998 apenas a Petrobras realizava as atividades de exploração do petróleo no Brasil. Em 2015 mais de 80 concessionárias, de capital nacional e estrangeiro, estavam atuando na atividade (PINTO JR., 2016).

<sup>211</sup> A implantação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis se dá a partir do decreto Nº 2.455 de 1998. Para maiores detalhes ver: <http://www.anp.gov.br/institucional/linha-do-tempo-anp>. A ANP tem a atribuição de regular e fiscalizar a indústria petrolífera, a fim de garantir as melhores condições de acesso e de qualidade, bem como incentivar novos investimentos para a viabilização dos projetos.

## 2.1.A Descoberta do pré-sal

Um dos principais eventos ocorridos no Governo Lula, que fez importantes aportes de investimento na Petrobras, foi a descoberta, em 2006, da camada do pré-sal, que é uma jazida de petróleo e de gás natural que se estende na faixa litorânea do Espírito Santo até Santa Catarina, cujas características se encontram destacadas na figura a seguir.

Figura 2 - Raio X da Exploração de Petróleo e Gás das Reservas do Pré-sal no Brasil



Fontes: Eduardo Sansone e Ricardo Azevedo, do Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, Poli-USP

Fonte: <http://g1.globo.com/economia/pre-sal/leilao-de-libra/platb>.

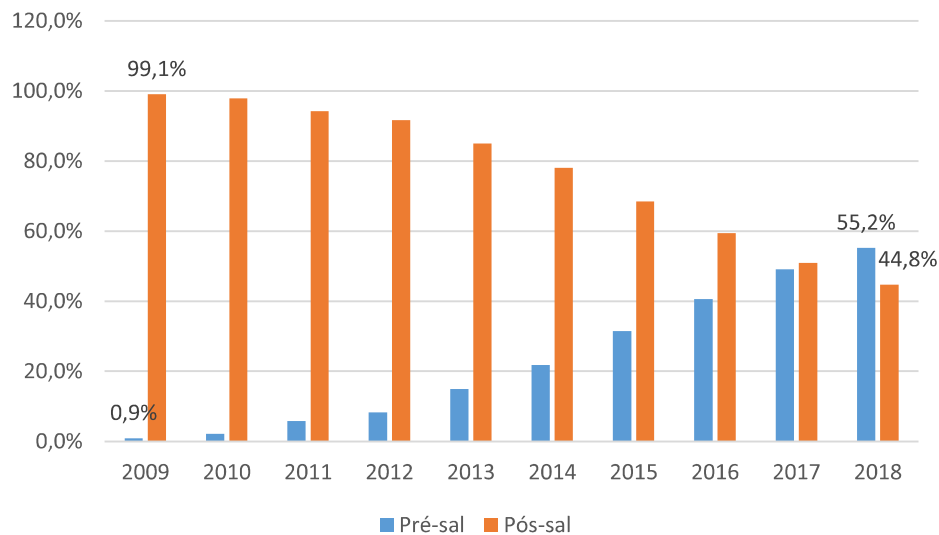




A Bacia de Campos (RJ) concentra 70,2% dos recursos petrolíferos do pré-sal, seguida pela Bacia do Espírito Santo (13%), de Santos (12,3%), entre outras (ANP, 2019). Em termos econômicos, pode-se afirmar que a exploração do pré-sal exige elevados investimentos em tecnologia, o que eleva sobremaneira o seu custo de produção.

Por outro lado, a dependência externa do petróleo tem apresentado uma trajetória declinante há algumas décadas<sup>212</sup>, mas teve no pré-sal um fator determinante para obtenção desses resultados, devido ao expressivo aumento da sua produção a partir de 2009, sendo que a partir de 2018 o petróleo extraído do pré-sal passou a ser predominante, conforme mostra a figura abaixo.

Figura 3 - Evolução da participação da produção do pré-sal no total brasileiro, de 2009 a 2018



**Fonte:** Anuário Estatístico da ANP (2019).

Não obstante os seus resultados econômicos e sociais, o pré-sal também traz impactos ambientais provenientes, com destaque para os efeitos deletérios sobre os ecossistemas marinhos das áreas envolvidas, além da emissão de poluentes que ocorre durante o processo de produção, e dos riscos de acidentes e vazamentos (ROCHA *et al.*, 2013).

Uma vez feitas essas breves considerações que contribuíram para caracterizar parte das condições básicas do setor, a seção a seguir avaliará, à luz do modelo ECD, a atividade de petróleo e gás nacional.

## 2. ANÁLISE DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS DE À LUZ DO MODELO ECD

<sup>212</sup> Em 2015, atingiu -8,7%, segundo o Anuário Estatístico divulgado pela ANP em 2016.



O referencial teórico trouxe à tona uma das possibilidades de avaliar as diferentes estruturas de mercado, com uma lógica que seus elementos (estrutura, conduta e desempenho) estão interligados, porém de forma não linear. Ademais, as políticas governamentais, com especial atenção para as políticas regulatórias conduzidas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), têm uma performance ativa para compreensão do setor de Petróleo e Gás no Brasil. Neste sentido, este capítulo deverá elencar aqueles que são considerados os principais componentes de cada elemento do modelo ECD, de tal modo que se possa atender aos objetivos deste trabalho, que é analisar setorialmente o setor.

Para tanto, as subseções a seguir buscarão fazer uma avaliação de cada elemento, tendo sempre a interligação com a política regulatória do setor, bem como as condições básicas apresentadas na seção anterior.

Vale destacar que a presente análise será feita apenas para a extração e produção de petróleo e gás, e não para outros elos da cadeia, uma vez que essas cadeias são bastante extensas e complexas, o que requer estudos específicos sobre cada uma delas.

## **2.1. Estrutura da Indústria de Petróleo e Gás**

Conforme se discutiu na seção 1, o diagnóstico da “Estrutura” do modelo ECD é realizado a partir dos componentes que o refletem, com destaque para o grau de concorrência existente no setor. Tais características tendem a não sofrer alterações expressivas em curto espaço de tempo. Todavia, as mudanças recentes no marco regulatório do setor de petróleo e gás no Brasil (Lei 9.478/97) quebrou o monopólio da Petrobras e têm permitido a participação de novos *players* nacionais e estrangeiros na atividade.

Para analisar esse componente, são avaliados o grau de concentração para os dois produtos no ano de 2018, ano em que tais alterações elevaram a participação de outras empresas no setor, não obstante a manutenção da forte presença da Petrobras.

Na tabela abaixo estão listados todos os concessionários que atuam na exploração de petróleo e gás no Brasil em 2018, onde se pode observar que a Petrobras ainda detém a maior parte do processo de produção de petróleo, sendo responsável por 73,5% do total, seguida pela empresa multinacional petrolífera anglo-holandesa Shell, que produziu 12,6% do petróleo nacional. Na produção de gás a participação da Petrobras na oferta é muito semelhante à de petróleo, concentrando 73,4% do total no mesmo período, sendo seguida, novamente, pela Shell que produziu 11,6% da oferta total. Todos os *players* do setor, bem como a participação de cada um, encontram-se na tabela a seguir.



Tabela 1- Produção de petróleo e gás natural, por Concessionário – 2018

Concessionário	Petróleo <sup>1</sup> (barris)	Dis tr. %	Produção de gás natural (mil m <sup>3</sup> )	Dis tr. %
<b>Total</b>	<b>944.117.414,20</b>	<b>100</b>	<b>40.857.207,10</b>	<b>100</b>
Petrobras	694.079.928,40	73,52%	29.994.473,70	73,41%
Shell Brasil	119.282.108,20	12,63%	4.758.989,10	11,65%
Petrogal Brasil	3.1840.112,80	3,37%	1.365.946,10	3,34%
Repsol Sinopec	27.331.057,60	2,89%	1.042.633,70	2,55%
Equinor Energy	18.194.422,10	1,93%	444.087,80	1,09%
Equinor Brasil	13.518.658,20	1,43%	23.862,40	0,06%
Sinochem Petróleo	9.012.438,80	0,95%	15.908,30	0,04%
Total E&P do Brasil	7.155.339,50	0,76%	294.846,80	0,72%
ONGC Campos	3.556.834,50	0,38%	33.573,90	0,08%
Dommo Energia	3.550.221,60	0,38%	14.499,70	0,04%
Chevron Frade	3.362.847,00	0,36%	43.022,80	0,11%
PetroRio O&G	3.148.635,70	0,33%	8.529,00	0,02%
QPI Brasil	3.029.896,10	0,32%	28.600,00	0,07%
Frade	1.186.889,80	0,13%	15.184,60	0,04%
Queiroz Galvão	945.574,10	0,10%	810.528,60	1,98%
CNODC Brasil	927.425,50	0,10%	61.527,30	0,15%
CNOOC Petróleo	927.425,50	0,10%	61.527,30	0,15%
Chevron Brasil	907.337,50	0,10%	5.552,10	0,01%
Barra Energia	877.021,40	0,09%	5.883,50	0,01%
Maha Energy	586.053,70	0,06%	10.936,00	0,03%
Petro synergy	160.589,30	0,02%	2.907,90	0,01%
SHB	126.422,50	0,01%	2.276,20	0,01%
Nova Petróleo Rec	93.050,80	0,01%	1.304,20	0,00%
Partex Brasil	53.999,00	0,01%	77,3	0,00%
Imetame	53.489,90	0,01%	5.403,40	0,01%
OP Pescada	38.413,80	0,00%	29.406,60	0,07%
Recôncavo E&P	34.150,10	0,00%	426,7	0,00%
Parnaíba Gás Natural	15.406,00	0,00%	1410.914,50	3,45%
Bras oil Manati	15.233,90	0,00%	178.810,00	0,44%
Geopark Brasil	15.233,90	0,00%	178.810,00	0,44%
Santana	15.121,40	0,00%	417,5	0,00%
Petro Vista	9.329,50	0,00%	108,4	0,00%
UP Petróleo	9.329,50	0,00%	108,4	0,00%
Alvo petro	9.052,10	0,00%	102,8	0,00%
Perícia	8.350,20	0,00%	26,6	0,00%
Vipetro	8.053,60	0,00%	19,5	0,00%
Phoenix	7.369,70	0,00%	3.897,90	0,01%
Guto & Cacal	4.867,00	0,00%	15,5	0,00%
Sonango Guanambi	3.544,70	0,00%	32,2	0,00%
IP I	3.326,20	0,00%	109,9	0,00%
Great Oil	2.837,10	0,00%	5,9	0,00%
EPG Brasil	2.321,20	0,00%	40,9	0,00%
Central Resources	2.214,50	0,00%	2	0,00%
Aurizônia Petróleo	1.946,80	0,00%	20	0,00%
Norteoleum	1.946,80	0,00%	20	0,00%
Nord	513,2	0,00%	345,6	0,00%
Leros	495,3	0,00%	0,8	0,00%
Newo	207,4	0,00%	-	0,00%
Ubuntu Engenharia	134,2	0,00%	0,2	0,00%
Petro il	130,6	0,00%	-	0,00%
Energizzi Energias	73,2	0,00%	0,4	0,00%
Orteng Óleo e Gás	33	0,00%	1447,80	0,00%
Petrobom	-	-	35,8	0,00%

Fonte: Anuário Estatístico ANP (2019).

<sup>1</sup>Inclui condensado.



Para medir essa característica estrutural geralmente são calculadas duas medidas de concentração, a Razão de Concentração ( $CR_K$ ) e o Índice de *Herfindahl-Hirschman* ( $IHH$ ). A Razão de Concentração é uma medida simples de avaliação, que leva em consideração a participação relativa ( $S_i$ ) das  $K$  maiores empresas do setor analisado para um determinado atributo previamente escolhido. Apesar de sua praticidade, a  $CR_K$  pode apresentar uma grave falha de avaliação do grau de concorrência, por não detectar qualquer movimento de aumento ou redução do grau de concorrência, quando ocorrem entrada, a saída ou um ato de concentração no segmento  $n - K$  empresas. Diante disso, optou-se por utilizar um segundo indicador o  $IHH$ , cuja detalhamento será feito a seguir.

Os resultados do  $CR_K$  e do  $IHH$  foram obtidos a partir dos atributos barris para produção de petróleo e mil  $m^3$  para a produção de gás natural, cuja fórmula é a seguinte:

$$CR_K = \sum_{i=1}^K S_i$$

Sendo que,

$$S_i = \frac{x_i}{\sum_{i=1}^n x_i}$$

Sendo que  $x_i$  corresponde ao atributo produção em barris para o petróleo e em mil metros cúbicos para o gás natural.

De acordo com esse indicador, as cinco maiores empresas do setor detêm 93,34% da produção de petróleo no país, o que reflete uma elevada concentração, sendo que deste indicador apenas a Petrobras detêm 73,5% da atividade. Para o setor de gás o  $CR_5$  é igual a 0,92, ou seja, as 5 maiores empresas do setor detêm 92% da produção total do recurso, resultado que também reflete uma elevada concentração do setor, cujo resultado mais uma vez decorre da majoritária participação da Petrobras de 73,4%.

O  $IHH$ , que permite avaliar as características do segmento como um todo, uma vez que não leva em consideração apenas os indicadores das  $k$  maiores empresas, e sim todas as empresas do setor, como mostra a fórmula a seguir:

$$IHH = \sum_{i=1}^n S_i^2 \quad (3)$$

O  $IHH$  não é um indicador tão objetivo quanto o  $CR_K$ , uma vez que os seus resultados devem ser avaliados sempre de forma comparativa, ou seja, ao longo do tempo e dentro de determinados padrões que não são rígidos, uma vez que para cada setor a análise da concentração deve ser avaliada de acordo com suas especificidades.



Partindo dos mesmos atributos para calcular *IHH*, ou seja, barris para produção de petróleo e mil m<sup>3</sup> para a produção de gás natural, os resultados obtidos foram os seguintes: para o petróleo o *IHH*=5.592 e para o gás o *IHH*=5.561. Tais resultados descrevem setores com elevada concentração, motivo pelo qual qualquer fusão ou aquisição acima de 50 pontos seria considerada crítica para o processo de concorrencial. Todavia, vale observar que a participação da Petrobras é que ocasiona tais resultados. Portanto, qualquer ato de concentração, que não envolva a Petrobras precisa ser ponderado levando em conta outros elementos.

Outro importante componente da estrutura comumente utilizado para avaliar o setor estudado são as barreiras à entrada de novos concorrentes, que evidencia uma condição estrutural que pode permitir às empresas já estabelecidas praticar preços superiores ao competitivo sem atrair novos concorrentes.

Em geral, são considerados os principais fatores determinantes das barreiras à entrada as vantagens decorrentes da diferenciação de produto, das vantagens absolutas de custo e de escala, e os custos irrecuperáveis (POSSAS, 1990). Todavia, é importante, seguindo o próprio modelo ECD, relacionar este aspecto estrutural do setor não apenas essas possíveis vantagens que podem ser associadas à Petrobras, mas a própria legislação que regula o setor.

Neste sentido, as principais barreiras à entrada enfrentadas no setor de petróleo e gás são as seguintes: 1) os elevados custos de entrada, que faz com que poucas empresas tentem se estabelecer no setor; 2) a tecnologia desenvolvida - que no caso brasileiro deve ser ressaltada, tendo em vista o padrão de excelência da Petrobras para a exploração do pré-sal – que leva, mesmo às empresas com alto capital inicial, a enfrentar uma desvantagem operacional imediata ao entrar no setor; 3) os elevados custos operacionais fixos; e, 4) os governos locais e estrangeiros, cuja legislação obriga às empresas da indústria a cumprir rigorosamente as normas ambientais.

Para o caso brasileiro, especificamente, cabe destacar, apesar da quebra do monopólio da Petrobras em 1997, que vigora no país desde 2010 um regime regulador misto para a exploração e produção de petróleo e gás natural, regido pela Lei nº 12.351/1997, que estabelece no país o regime de partilha da produção para as áreas do polígono do pré-sal e outras áreas que sejam consideradas estratégicas. Para todo o restante do território, cerca de 98% da área total das bacias sedimentares brasileiras, vigora o regime de concessão estabelecido pela Lei nº 9.478, de 6/8/1997. Outras duas leis que complementam a regulação do setor também devem ser sopesadas., a Lei 12.276/2010, que autoriza a União a ceder onerosamente à Petrobras uma área com o equivalente a 5 bilhões de barris de petróleo e, em contrapartida, a União obter mais ações da



Petrobras, e a Lei 12.304/2010 que criou a empresa estatal Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), para atuar nas decisões sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural no regime de partilha. Apesar das mudanças geradas pela atual legislação do setor, ainda prevalece o regime de partilha para o pré-sal, que para muitas empresas pode representar uma possível barreira, apesar dos leilões, cuja análise será ainda será feita no elemento Desempenho, que vêm ocorrendo desde 2013 evidenciar um forte interesse por empresas privadas/estatais e nacionais/estrangeiras por participar desse sistema.

Em suma, as barreiras à entrada no setor de petróleo e gás são extremamente fortes e incluem alta propriedade de recursos, altos custos de inicialização, patentes e direitos autorais em associação com tecnologia proprietária, regulamentos governamentais e ambientais e alta custos operacionais fixos.

## 2.2. Conduta da Indústria de Petróleo e Gás

Considera-se que um dos principais componentes do elemento conduta para o setor de petróleo e gás, bem como para qualquer outra atividade produtiva, é o componente investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Mauro de Moraes (2013) divide esse processo, que afetam os resultados da exploração (as descobertas de campos de petróleo) e da produção (a implantação de sistemas de produção inovadores em campos de petróleo), em seis fases, conforme mostra o quadro a seguir.

Quadro 1 - Fases do desenvolvimento tecnológico da Petrobras

Fases	Período	Descrição
I	1955-1973	Atividades pioneiras em P&D e na exploração de petróleo offshore;
II	1974-1985	Descobertas de petróleo na Bacia de Campos e primeiros experimentos tecnológicos offshore;
III	1986-1991	Desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas marítimas com até 1.000 metros de profundidade;
IV	1992-1999	Desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas marítimas entre 1.000 a 2.000 metros;
V	2000-2006	Desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas marítimas entre 2.000 a 3.000 metros; início das explorações no Pré-sal; alcance da autossuficiência na produção de petróleo;
VI	2006-2012	Início da era do Pré-sal.

Fonte:

Mauro de Moraes (2013)

Analisando o contexto atual do setor no que tange à Pesquisa, desenvolvimento e Inovação (P&DI), a ANP<sup>213</sup> aponta, no que se refere à exploração, ao desenvolvimento e à produção em campos terrestres de áreas convencionais, as novas tecnologias já estão devidamente

<sup>213</sup> Para maiores detalhes ver: <http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao>.



disseminadas. No entanto, ainda há a necessidade de aprofundamento nos estudos e na perfuração de poços exploratórios com vistas a ampliar o conhecimento geológico acerca das jazidas denominadas não convencionais. Os principais desafios do setor referem-se às atividades *offshore* (estruturas localizadas em alto mar), sobretudo em águas profundas e ultra profundas.

Diante das novas diretrizes regulatórias apontadas, que permite que outras empresas, além da Petrobras, atuar no segmento, de tal modo que estas também são responsáveis por importantes aportes de investimentos em P&DI. Dentre elas destacam a construtora a Queiroz Galvão, além das estrangeiras Shell, British Petroleum (BP), Total, Statoil, Chevron e ExxonMobil.

Segundo o IEL (2018), há uma tendência *offshore* de crescente expansão do número de equipamentos instalados no leito submarino, que fazem crescer significativamente as *subsea factories*, que são unidades que visam desenvolver instalações cada vez mais complexas a centenas de metros abaixo do nível do mar.

Ademais, o Governo Federal criou, em 2016, o Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor), que é um programa de estímulo ao investimento em P&DI, que visa melhorar as complexas condições tecnológicas da cadeia (ALMEIDA et al., 2016).

Outro importante ponto a ser destacado é que ANP incluiu uma cláusula dos contratos de concessão e de partilha, que determina a destinação de um percentual da receita bruta da produção de um campo de alta produtividade em atividades de P&DI para fomentar o desenvolvimento científico e tecnológico do setor de petróleo e gás natural, além de outros ligados ao setor de energia<sup>214</sup>.

Nos contratos de concessão, a cláusula de P&DI estabelece que os concessionários devem realizar investimentos de 1% (um por cento) da receita bruta da produção dos campos que pagam Participação Especial<sup>215</sup>, sendo que cabe à ANP analisar, aprovar, acompanhar e fiscalizar a devida aplicação desses recursos. O valor total acumulado para investimentos em P&DI no período de 1998 até o 1º trimestre de 2019 foi de R\$15,8 bilhões.

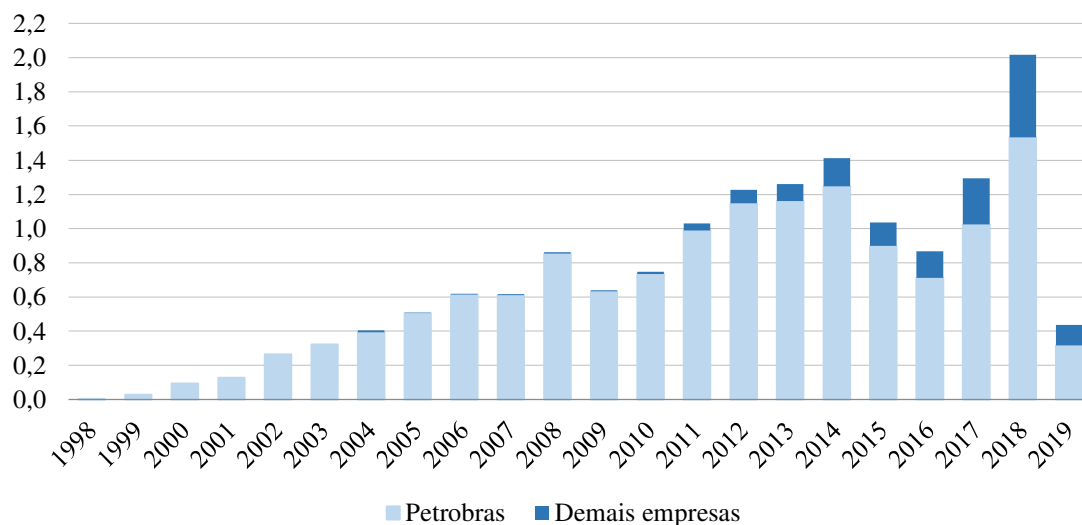
<sup>214</sup> Resolução nº 50/2015. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=310611>.

<sup>215</sup> A participação especial é uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção. Para apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural, alíquotas progressivas, que variam de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada, são aplicadas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do Art. 50 da Lei nº 9.478/1997 (royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos). Para maiores detalhes ver: <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>.



Os investimentos a partir das obrigações geradas apresentam uma tendência de crescimento ao longo dos últimos anos, que apesar de ter apresentado uma reversão nos anos de 2015 e 2016, por conta dos problemas expostos pela operação lava jato e pela crise econômica no país. Em 2018 o setor registrou o maior volume de recursos destinados a esse fim, sendo que a Petrobras foi responsável por 90% do montante total, conforme mostra a figura a seguir.

Figura 4 - Obrigações Geradas Consolidadas por ano (Concessão + CO + PART) até 1º Trim./2019 (Em R\$ bilhões)



**Fonte:** Anuário Estatístico ANP (2019)

Outro importante elemento a ser destacado quanto à Conduta está relacionado à entrada de novos *players* no setor, que a partir da Lei 9.478/97 criou o regime de concessão no Brasil. No entanto, vale lembrar que as condições que o país apresentava em termos de reservas de petróleo à época da sua promulgação eram diferentes das encontradas a partir do descobrimento do pré-sal. Por isso, é importante ressaltar que essas novas proposições estão vinculadas às questões regulatórias, também previstas no modelo ECD revisado.

Inicialmente, o conhecimento sobre as reservas de petróleo apontava para reservas pouco significativas, com elevado risco de exploração (DALLA COSTA & SOUZA-SANTOS, 2009). Além disso, havia à época baixa capacidade de financiamento do governo, devido ao contexto de tentativa de controle dos gastos públicos. Mas com a descoberta do pré-sal, há uma inversão de prioridades por parte do Governo Lula, o que elevou o potencial brasileiro de fornecedor de energia.

Esse novo contexto exigiu uma readequação do marco regulatório, feita em 2010 com a promulgação da Lei nº 12.276, que autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras o





exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos. Ainda no mesmo ano, foi promulgada a Lei nº 12.351, conhecida como a Lei de Partilha da Produção, que institui no Brasil o Regime de Partilha de Produção em áreas estratégicas e áreas do pré-sal (ZEITUONE, 2016).

Atualmente o país possui três tipos de regimes de exploração do petróleo e gás: a concessão, a cessão onerosa e a partilha de produção. Ademais, esta última lei criou o Fundo Social do Pré-sal, que se constitui em depósitos realizados com as receitas oriundas das atividades no setor petrolífero, a fim de utilizar como reserva para lidar com possíveis impactos econômicos gerados pelas atividades no setor de petróleo e também para investir em educação, ciência e tecnologia, e outros segmentos do desenvolvimento (MACHADO & SILVA, 2015).

O novo marco regulatório também criou a “Petro-Sal”, Pré-sal Petróleo S.A., fato que só se concretizou em 2013, sendo esta empresa totalmente controlada pelo governo, cuja função é gerenciar os contratos de partilha de produção, a fim de garantir os interesses da União. A empresa foi viabilizada através da Lei nº 12.304/10, e é vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME, 2014).

A partir de 2015, no entanto, foi possível observar o crescimento de opiniões favoráveis à modificação de algumas características do marco regulatório do pré-sal, para reduzir os “poderes” dados à Petrobras através do novo marco de 2007. Assim sendo, foram feitas algumas alterações no marco regulatório, que incluíram a desobrigação da participação da Petrobras em todos os blocos de exploração do pré-sal – antes, a empresa era obrigada a participar de ao menos 30% de todos os blocos negociados em regime de partilha de produção, tendo ou não recursos para fazê-lo – embora ainda receba do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) a preferência da participação.

Essa mudança foi sancionada após o impeachment da Presidente Dilma Rousseff, com a promulgação da Lei nº 13.365/16, que abriu mais espaço ao capital privado e estrangeiro na exploração do pré-sal. A avaliação dessas alterações será apresentada com base no elemento Desempenho, a partir resultados dos leilões para exploração do pré-sal.

O preço do petróleo também é um dos mais representativos componentes da Condição do petróleo e do gás natural. Essa discussão se faz ainda mais relevante dentro da análise do setor no Brasil, sobretudo por conta das discussões acerca da política de controle de preços adotada pelo governo da Presidente Dilma Rousseff.

A prática de controle e atraso no repasse dos preços internacionais aos combustíveis no mercado interno visava, durante o governo de Rousseff, influenciar os índices de inflação por meio da



gasolina e do diesel, obrigando a Petrobras a vender o petróleo a preços que eram considerados abaixo dos praticados no mercado internacional, o que para alguns analistas contribuiu para gerar parte dos prejuízos da Petrobras, conforme se avaliará mais à frente.

Com o impeachment de Dilma Rousseff e a posse do vice Michel Temer, assume a Petrobras em junho de 2016 o ex-ministro do governo Fernando Henrique, Pedro Parente, que adotou uma política de preços “guiada pelos interesses da empresa”, de tal modo que as interferências políticas não mais deveriam ocorrer, nem mesmo para atender aos interesses de política econômica<sup>216</sup>.

Diante dessa nova diretriz, os preços do petróleo produzidos e comercializados pela Petrobras passaram a ser precificados de acordo com as variações cambiais (sem defasagem) e com base na cotação de preços definida pelo mercado internacional. Essa cotação passou a se basear no *West Texas Intermediate* (WTI), no Bruto do Mar do Norte (Brent) e no *Arabian Light*.

Assim sendo, a partir da nova gestão, o valor dos combustíveis passou a acompanhar as oscilações do mercado internacional do preço do petróleo bruto, mas também levou em consideração os custos com frete, custos internos de transporte e taxas portuárias, bem como uma margem de remuneração de riscos inerentes à operação, tais como a volatilidade da taxa de câmbio e dos preços, taxas portuárias, lucro e tributos<sup>217</sup>. A nova prática coincidiu com a elevação dos preços do petróleo no mercado internacional, em junho de 2017, conforme mostra a tabela abaixo.

Tabela 16 – Preços, Brent, WTI e médios de referência do petróleo, segundo Unidades da Federação em US\$/barril – 2009/2018

Petróleo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Brent</b>	<b>61,67</b>	<b>79,50</b>	<b>111,26</b>	<b>111,67</b>	<b>108,66</b>	<b>98,95</b>	<b>52,39</b>	<b>43,73</b>	<b>54,19</b>	<b>71,31</b>
<b>WTI</b>	<b>61,92</b>	<b>79,45</b>	<b>95,04</b>	<b>94,13</b>	<b>97,99</b>	<b>93,28</b>	<b>48,71</b>	<b>43,34</b>	<b>50,79</b>	<b>65,20</b>
<b>Brasil</b>	<b>50,21</b>	<b>70,97</b>	<b>96,90</b>	<b>102,53</b>	<b>97,91</b>	<b>93,84</b>	<b>47,13</b>	<b>34,21</b>	<b>45,01</b>	<b>64,55</b>
<b>Diferença Brent/Brasil</b>	<b>22,8%</b>	<b>12,0%</b>	<b>14,8%</b>	<b>8,9%</b>	<b>11,0%</b>	<b>5,4%</b>	<b>11,2%</b>	<b>27,9%</b>	<b>20,4%</b>	<b>10,5%</b>
<b>Diferença WTI/Brasil</b>	<b>23,3%</b>	<b>11,9%</b>	<b>-1,9%</b>	<b>-8,2%</b>	<b>0,1%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>3,3%</b>	<b>26,7%</b>	<b>12,8%</b>	<b>1,0%</b>
Alagoas	57,22	77,19	108,05	111,40	108,63	105,35	55,30	40,08	50,42	69,79
Amazonas	65,96	105,04	108,20	111,66	109,26	105,59	56,98	42,64	52,45	72,36
Bahia	64,08	81,22	104,43	109,21	105,83	102,52	52,91	37,68	48,86	68,85
Ceará	48,50	71,14	98,75	99,97	97,95	94,24	46,01	32,48	45,78	66,00
Espírito Santo	49,66	69,79	95,88	103,28	97,51	98,72	50,20	31,69	43,57	62,67
Maranhão	-	-	-	-	117,98	107,92	60,73	46,73	50,44	70,30
Paraná	49,60	-	-	-	94,64	90,79	43,47	26,04	36,27	49,06
Rio de Janeiro	48,55	70,01	96,23	101,74	97,10	93,28	46,29	28,02	38,54	55,26
Rio Grande do Norte	51,47	72,61	101,12	105,49	101,32	98,77	47,52	26,58	36,51	54,15
Sergipe	47,97	69,79	97,03	100,49	97,53	95,52	46,95	28,89	38,35	55,49
São Paulo	57,10	75,67	104,93	111,80	107,33	101,93	50,58	31,31	39,84	57,07

**Fonte:** Anuário Estatístico ANP (2019).

<sup>216</sup> <https://www.valor.com.br/empresas/4581539/pedro-parente-assume-presidencia-da-petrobras-partir-desta-terca>.

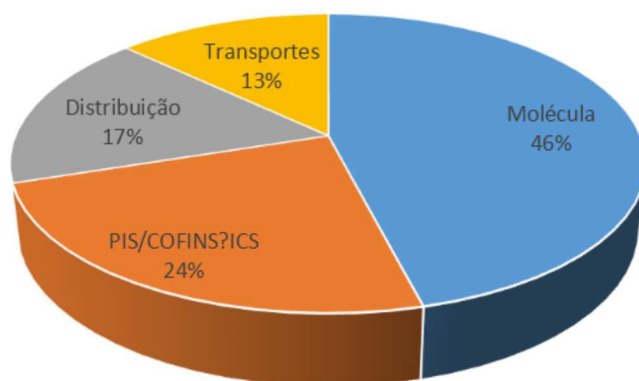
<sup>217</sup> Para maiores detalhes ver: <https://www.estrategia-bolsa.pt/preco-barril-petroleo.html>.



Em relação ao preço do gás, este é considerado elevado, quando comparado internacionalmente. Segundo a EPE (2019), tal fato decorre da elevada presença de teores de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), que torna o custo de produção do gás natural muito elevado, principalmente para campos muito distantes do litoral.

Ainda de acordo EPE (2019), as margens de distribuição variam entre as companhias distribuidoras locais e os tipos de consumo. No caso da tarifa de transporte, os contratos vigentes incluem reajustes trimestrais baseados no IGP-M. Incidem, ainda, sobre a comercialização do gás natural os tributos PIS/COFINS e ICMS. A alíquota de PIS/COFINS é de 9,25% e a alíquota de ICMS varia de 12% a 25%, conforme o estado. A figura a seguir apresenta a composição do preço do gás natural para o consumidor final.

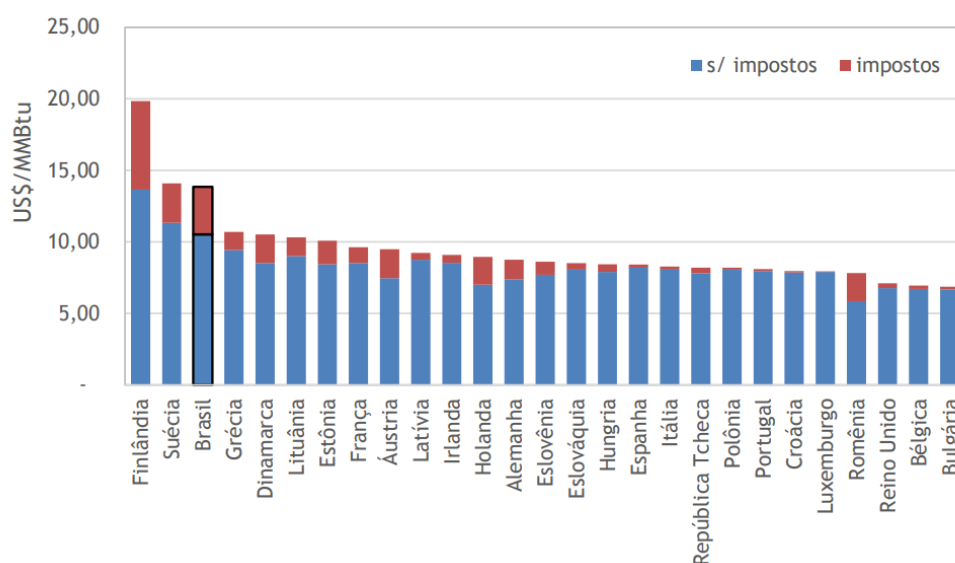
Figura 5 - Composição média do preço ao consumidor final (média 2018)



**Fonte:** Informe Comparações de Preços de Gás Natural – MME (2019)

Diante dessa composição, e da política adotada, os preços de referência do gás natural brasileiro é um dos mais caros do mundo, sobretudo quando incluídos os impostos, conforme mostra a figura a seguir.

Figura 4 - Comparação dos preços de gás natural para o consumidor industrial



**Fonte:** Eurostat (2019), MME (2019) *apud* EPE (2019).

Portanto, os preços do gás natural (molécula) no Brasil são comparáveis aos praticados no Reino Unido e na Ásia, enquanto nos EUA o preço da molécula é expressivamente menor. Todavia, os preços do gás natural no Brasil para a indústria, quando adicionados impostos, se tornam um dos mais elevados do mundo.

Com a justificativa de reverter esse quadro, em junho de 2019 foram aprovadas, CNPE, as diretrizes para a liberalização do mercado de gás natural. Essas diretrizes resultaram dos trabalhos realizados pelo Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil<sup>218</sup>.

As diretrizes elaboradas pelo comitê visam atuar sobre a estrutura e a conduta do setor, e estão baseadas em quatro pontos: 1) promoção da concorrência; 2) integração do gás natural com os setores elétrico e industrial; 3) harmonização das regulações estaduais e federal; e, 4) remoção das barreiras tributárias.

O principal objetivo dessa Resolução do CNPE é tornar o preço do gás competitivo no Brasil, sendo que caberá à EPE monitorar a implementação dessas novas diretrizes, avaliar os resultados, além de apoiar os estados no aperfeiçoamento dos mercados na esfera das Companhias Distribuidoras Locais (CDL's) de gás natural.

<sup>218</sup> Fazem parte do comitê a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Economia (ME), a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). Para maiores detalhes ver a Resolução nº 4 do CNPE em 09 de abril de 2019: [http://www.mme.gov.br/documents/10584/126063519/Resolu%C3%A7%C3%A3o\\_CNPE\\_4\\_2019.pdf/229ba7d8-4c7d-411d-893a-84b45e83f1fa](http://www.mme.gov.br/documents/10584/126063519/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_4_2019.pdf/229ba7d8-4c7d-411d-893a-84b45e83f1fa).



Por fim, supõe-se que o recente escândalo de corrupção envolvendo a diretoria da Petrobras, grandes empreiteiras, agentes políticos e operadores financeiros também é um dos componentes de conduta do modelo ECD, uma vez que está associado, mesmo que de forma ilegal, aos diversos acordos entre as empresas e os agentes. Também se parte da hipótese de que tal conduta decorre da estrutura concentrada da Petrobras, bem como de sua ligação com o governo federal, que permite o seu uso político nas negociações entre os poderes executivo e legislativo. Em decorrência dessa conduta (delituosa), a Petrobras registrou fortes prejuízos, inclusive com o pagamento pela perda por desvalorização de ativos (*impairment*) decorrente dos atos delituosos, cuja avaliação se feita a partir da próxima subseção, que analisará o desempenho o setor.

O escândalo, investigado desde 2014 pela Operação Lava Jato, que já condenou vários agentes - inclusive o ex-presidente Luis Inácio Lula da Silva - envolvia o pagamento de propina aos executivos da Petrobras e outros agentes públicos. Esse pagamento era efetuado pelas grandes empreiteiras, que se organizaram em cartéis para a obtenção de contratos bilionários superfaturados. Segundo o Ministério Público Federal (MPF), a propina era distribuída por meio de operadores financeiros do esquema<sup>219</sup>.

Ainda segundo o MPF, as empreiteiras formaram cartéis que substituíram a concorrência real por uma concorrência aparente, o que permitiu a cobrança de preços, pelos serviços prestados, que eram calculados em reuniões secretas, nas quais se definia quem seriam os ganhadores dos contratos e quais seriam os sobre preços.

Neste esquema, os funcionários da Petrobras participavam permitindo a inclusão de aditivos de contratos desnecessários e preços excessivos. Também faziam parte desse esquema os chamados “operadores financeiros”, que eram as pessoas responsáveis por intermediar o pagamento da propina, bem como fazer com que essa propina fosse disfarçada de dinheiro limpo. Por fim, os Agentes políticos que integravam ou estavam relacionados aos partidos políticos que formavam a base dos governos dos governos Lula e Rousseff. As consequências do esquema, bem como dos outros elementos de conduta discutidos na presente subseção, serão avaliadas a partir da próxima subseção.

### 2.3. Desempenho da Indústria de Petróleo e Gás

Um dos principais componentes do Desempenho, que decorre da conduta de inovação avaliada na subseção anterior, são os avanços no desenvolvimento da produção decorrentes do progresso técnico alcançado a partir das atividades relacionadas ao pré-sal, que tornaram o Brasil a principal

<sup>219</sup> Para maiores detalhes ver: <http://www.mpf.mp.br/grandes-casos/caso-lava-jato/entenda-o-caso>.

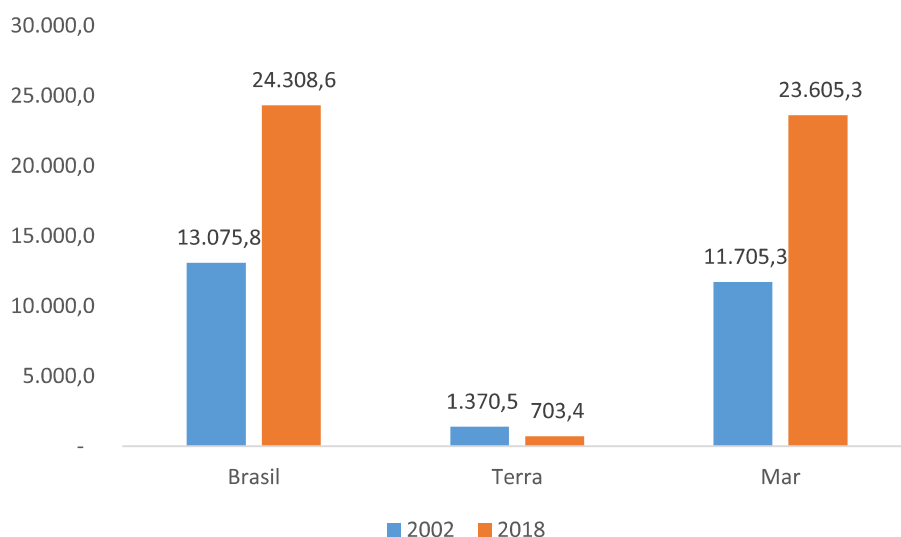


liderança na prospecção de petróleo em águas profundas. Para tanto, foram desenvolvidas diversas soluções tecnológicas, com destaque para a robotização de parte do processo produtivo; o uso de novos materiais tais como fibras de carbono, nanomateriais, compósitos, nanopolímeros e mecatrônica. Também cabe destacar o aperfeiçoamento das tecnologias utilizadas para o tratamento do gás natural, bem como da separação de dióxido de carbono.

Segundo o IEL (2018), tais resultados, dentre tantos outros, foram possíveis a partir da política de acumulação de conhecimentos da Petrobras, que podem ser resumidos em três pontos: 1) ações de formação e capacitação de recursos humanos, acompanhadas do crescimento das equipes operacionais de geólogos, geofísicos, químicos, engenheiros de diversas especializações, e de pesquisadores no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES); 2) ampliação de laboratórios e instalações do CENPES; e, 3) políticas de realização de pesquisas colaborativas com instituições científicas, reforçando as redes de pesquisa para o desenvolvimento de inovações, além de desenvolvimentos cooperativos com empresas fornecedoras.

Como principal resultado em termos de desempenho gerado por esses avanços, se destaca o crescimento de 85,9% das reservas provadas de Petróleo, quando comparados os anos de 2002 e 2018, sendo que as reservas no mar registraram um crescimento de 101,7% para o mesmo período, conforme mostra a figura a seguir.

Figura 6 - Reservas totais de petróleo no Brasil em milhões de barris, por localização (terra e mar) – 2002 e 2018

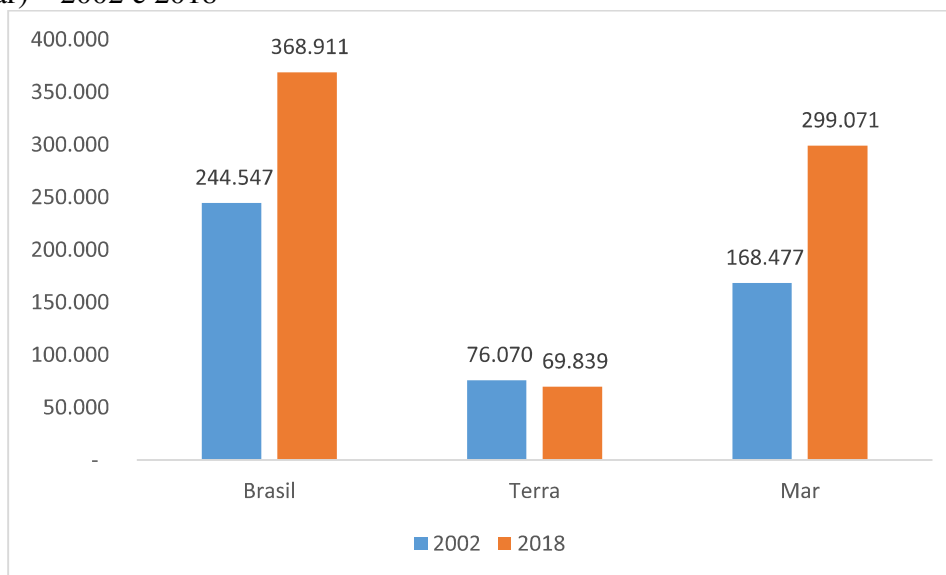


**Fonte:** Anuários da ANP (2012 e 2018)



Quanto às reservas provadas de gás natural, o crescimento registrado para o Brasil no mesmo período foi de 50,8%, motivado pela queda de 8,2% das reservas em terra e crescimento de 77,5% das reservas em mar. Vale destacar que tais avanços em mar estão vinculados às reservas do pré-sal. Para maiores detalhes ver a figura que segue.

Figura 7 - Reservas totais de gás natural no Brasil em milhões de metros cúbicos, por localização (terra e mar) – 2002 e 2018



Fonte: Anuários da ANP (2012 e 2018)

Como se discutiu, dadas pressões para um novo marco regulatório do setor a partir de 2015, que levaram à desobrigação da participação da Petrobras em todos os blocos de exploração do pré-sal, várias licitações de partilha foram realizadas, sendo que neste regime as empresas vencedoras são as que oferecem ao Estado brasileiro, a partir de um percentual mínimo fixado, o maior percentual de petróleo e gás natural produzido (ou seja, o maior percentual de excedente em óleo). Diante dessa nova perspectiva regulatória, uma parte expressiva das áreas de exploração do petróleo do pré-sal vem sendo leiloada, conforme ilustra a tabela a seguir.

Tabela 17- Resultados das licitações em regime de partilha de produção do pré-sal

Rodadas	Bacia	Bloco	Empresas (operadoras representadas por *)	Percentual	Excedente de Óleo para a União
<b>1<sup>a</sup></b> <b>(21/10/2013)</b>	Santos	Libra	Petrobras Shell Brasil	10% <sup>I</sup> 20%	



			Total E&P Brasil	20%	41,65%	
			CNPC	10%		
			CNOOC Petroleum	10%		
		Sul de Gato do Mato	Shell Brasil*	80%		
			Total E&P Brasil	20%	11,53%	
<b>2<sup>a</sup></b> <b>(27/10/2017)</b>	Santos	Entorno de Sapinhoá	Petrobras*	45%	80%	
			Shell Brasil	30%		
		Norte de Carcará	Repsol Sinopec	25%	67,12%	
			Statoil Brasil*	40%		
			Petrogal Brasil	20%		
			Exxon Mobil Brasil	40%		
<b>3<sup>a</sup></b> <b>(27/10/2017)</b>	Santos	Peroba	Petrobras*	40%	79,96%	
			CNODC Brasil	20%		
			BP Energy	40%		
	Alto de Cabo Frio Oeste	Shell Brasil*	55%	22,87%		
		CNOOC Petroleum	20%			
		QPI Brasil	25%			
Campos	Alto de Cabo Frio Central	Petrobras*	50%	75,80%		
		BP Energy	50%			
<b>4<sup>a</sup></b> <b>(07/06/2018)</b>	Santos	Três Marias	Petrobras *	30%	49,95%	
			Chevron Brazil	30%		
			Shell Brasil	40%		
			Petrobras*	30%		
	Uirapuru		Petrogal Brasil	14%	75,49%	
			Statoil Brasil O&G	28%		
			ExxonMobil Brasil	28%		
	Campos	Dois Irmãos	Petrobras*	45%	16,43%	
Statoil Brasil O&G			25%			
BP Energy			30%			
<b>5<sup>a</sup></b> <b>(28/09/2018)</b>	Santos	Saturno	Shell Brasil*	50%	70,20%	
			Chevron Brasil Óleo	50%		
		Titã		ExxonMobil Brasil*	64%	23,49%





		QPI Brasil	36%	
		BP Energy*	50%	
	Pau-Brasil	Ecopetrol	20%	63,79%
		CNOOC		
		Petroleum	30%	
	Sudoeste de			
Campos	Tartaruga	Petrobras*	100%	10,01%
	Verde			

**Fonte:** Anuário Estatístico ANP (2019)

No regime de concessão, no qual o risco de investir e encontrar (ou não) petróleo ou gás natural é da empresa concessionária, que passa a ter propriedade de todo o óleo e gás que venha a ser descoberto e produzido na área concedida. Por esse modelo de contrato, a concessionária paga participações governamentais, tais como: bônus de assinatura, pagamento pela ocupação ou retenção de área (no caso dos blocos terrestres), *royalties* e, em caso de campos de grande produção, a participação especial.

Nestas licitações, as empresas interessadas oferecem, individualmente, ou em consórcio, um valor em bônus de assinatura e propõem um Programa Exploratório Mínimo (PEM), ou seja, se comprometem a executar determinadas atividades, tais como pesquisas sísmicas, perfuração de poços exploratórios, entre outras, naquela área. A empresa ou consórcio que apresenta a proposta mais vantajosa, de acordo com os critérios previstos em cada edital de licitação, recebe o direito de explorar aquela área para verificar a existência de jazidas comerciais de petróleo e/ou gás natural. Os resultados das 15 rodadas já realizadas de licitações para concessão de blocos, que expressam parte do desempenho do setor, se encontram dispostos na tabela a seguir.

Tabela 18 - Principais Resultado das Rodadas de Licitações para Concessão de Blocos, por Rodada – 1999-2018



**Fonte:** Anuário Estatístico ANP (2019)

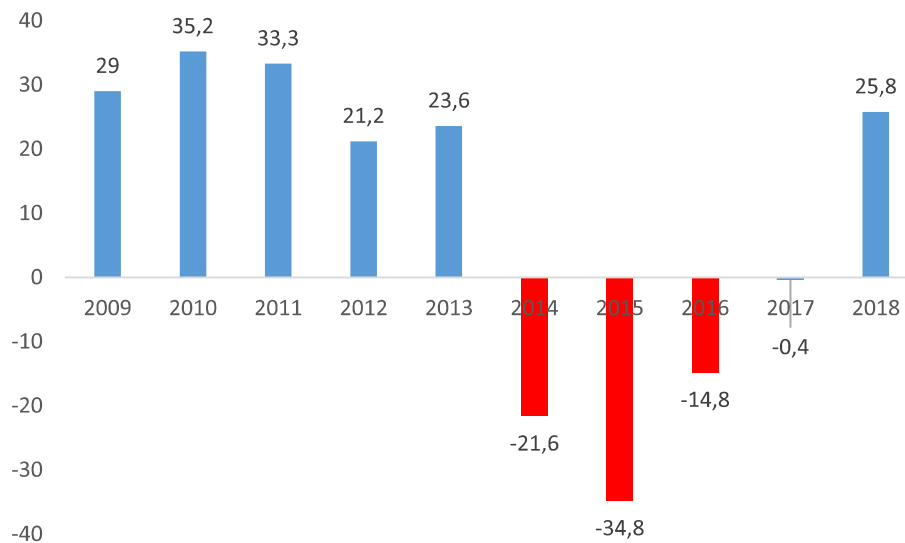
Analisando os resultados dos leilões e as empresas adquirentes dos lotes de exploração do pré-sal, é

Rodadas de licitações	Blocos concedidos <sup>3</sup>	Área onshore concedida <sup>3</sup>	Área offshore concedida <sup>3</sup>	Empresas vencedoras nacionais	Empresas vencedoras estrangeiras	Novos operadores	Bônus de assinatura (milhões R\$)	Bônus de assinatura arrecadado (milhões R\$) <sup>3</sup>	PEM <sup>2</sup> (UT)	PEM <sup>2</sup> (UT) após assinatura <sup>3</sup>	PEM (milhões R\$)	PEM (milhões R\$) após assinatura	
1	1999	12	-	54.660	1	10	6	322	322	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
2	2000	21	10.227	37.847	4	12	6	468	468	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
3	2001	34	2.363	46.266	4	18	8	595	595	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
4	2002	21	10.620	14.669	4	10	5	92	92	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
5	2003	101	697	21.254	2	4	1	27	27	33.671	33.671	364	364
6	2004	154	2.846	36.811	7	12	1	665	665	131.137	131.137	2.047	2.047
7	2005	242	163.272	7.735	14	16	6	1.086	1.085	195.741	162.591	1.797	1.698
8	2007	108	31.910	13.419	20	16	11	2.109	2.102	169.436	158.036	1.367	1.333
9	2008	40	44.954	-	12	5	2	89	80	128.707	100.101	611	554
10	2013	120	29.085	32.173	12	18	6	2.823	2.480	400.088	236.060	6.902	5.800
11	2013	62	20.371	-	8	4	1	165	154	129.761	99.481	504	388
12	2015	36	32.000	1.513	11	6	3	121	120	40.176	38.901	216	210
13	2017	32	16.734	-	10	7	4	3.843	3.841	13.786	12.958	846	841
14	2018	22	-	-	2	10	-	8.015	8.015	8.045	8.045	1.223	1.223

possível afirmar que há elevado interesse no setor. Mas, uma questão que se coloca é quais as consequências para o país desses interesses das companhias estrangeiras nas áreas do pré-sal. De um lado as parcerias com outras empresas geram mais recursos que podem ser investidos no projeto e na ampliação das inovações no setor via transferência tecnológica, mas do outro há o questionamento da apropriação do que foi conquistado pela Petrobras nos últimos anos em termos de exploração em águas ultra profundas, que a tornou uma das principais referências mundiais no segmento, em decorrência dos avanços tecnológicos desenvolvidos a partir de sua conduta de elevados investimentos.

Outra questão que chama a atenção, quando ponderado o desempenho do setor, é que a má gestão e a corrupção envolvendo a Petrobras prejudicaram substancialmente os resultados esperados na exploração do pré-sal, arranhando a imagem da empresa, e comprometendo seus resultados econômicos e financeiros. Depois de alcançar o maior lucro da história da Petrobras, em 2010, foram registradas fortes quedas do resultado financeiro, não obstante o ano de 2011 ainda expressar um resultado bastante positivo para a realidade das empresas no Brasil. Uma das principais justificativas para tais resultados foram os elevados preços do petróleo no mercado internacional os anos de 2011 e 2014, condição que só foi revertida em 2018. Na figura abaixo estão dispostos os lucros líquidos da empresa entre 2009 e 2018.

Figura 8 - Lucro Líquido da Petrobras - 2009/2018 - em R\$ bilhões



**Fonte:** Petrobras (2019).

Considerando a conduta associada à conduta delituosa discutida na subseção anterior, em termos de desempenho o destaque a ser feito foi o prejuízo bilionário entre os anos de 2014 e 2017. Especificamente para o ano de 2014, tal resultado se explica pelo pagamento da desvalorização de ativos (*impairment*) de R\$44,6 bilhões, que corresponde à baixa de gastos capitalizados indevidamente no ativo imobilizado oriundos do esquema de pagamentos indevidos descoberto pelas investigações da Operação Lava Jato<sup>220</sup>.

No ano de 2015 a Petrobras registrou o maior prejuízo líquido de sua história, R\$ 34,8 bilhões. Mais uma vez o pagamento de *impairment* explicou tais resultados, sendo que o ajuste em questão foi de R\$33,7 bilhões<sup>221</sup>. Todavia, a queda dos preços do petróleo e o aumento nas taxas de desconto, reflexo do aumento do risco Brasil pela perda do grau de investimento neste ano também pesaram nestes resultados. Deve ser destacada, além disso, a expressiva desvalorização cambial no ano, decorrente da forte crise política e econômica em que se encontrava o país à época.

Em 2016 a empresa registrou seu terceiro ano consecutivo com prejuízo, de R\$14,8 bilhões. Mais uma vez, boa parte do prejuízo foi atribuída ao *impairment*, que totalizou R\$20,9 bilhões<sup>222</sup>.

Em 2017 a Petrobras começa a reverter os resultados dos três anos anteriores, não obstante ainda registrar um prejuízo de R\$446 milhões. A empresa manteve a tendência de recuperação dos

<sup>220</sup> Para maiores detalhes ver: <https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/central-de-resultados/4t14.htm>.

<sup>221</sup> Para maiores detalhes ver: <https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding#topo>.

<sup>222</sup> Para maiores detalhes ver: <https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding#topo>.



resultados operacionais, mas a elevadas despesas extraordinárias, com destaque para o acordo de R\$ 11,2 bilhões com investidores nos Estados Unidos para encerramento da ação coletiva e a adesão a programas de regularização de débitos federais que somaram R\$ 10,433 bilhões, não permitiu à empresa ter lucro líquido de R\$7,1 bilhões. Também contribuíram para o resultado neste ano o empenho dos novos gestores indicados pelo Governo Temer para reduzir a dívida líquida da empresa, o quarto ano seguido o recorde de produção no Brasil de petróleo e gás natural, o aumento de 32% no volume de exportações de petróleo e derivados, concomitantemente à alta do preço *Brent* no mercado internacional, e a redução de 18% nas importações<sup>223</sup>.

Já em 2018 a empresa volta a registrar lucro positivo, resultado bastante expressivo dada a tendência apontada a partir da crise eclodida pela operação lava jato. O lucro líquido registrado neste último ano analisado pela presente pesquisa foi de R\$ 25,8 bilhões. Cabendo destacar que o Ebitda ajustado neste ano foi de R\$ 114,9 bilhões, o que representou um recorde para o indicador da companhia. Segundo o relatório financeiro divulgado pela Petrobras, o resultado decorre da elevação nas margens das vendas de derivados no Brasil e das exportações de petróleo, além do aumento do preço do petróleo (cotação do *Brent*) concomitantemente à valorização do dólar, fato que é consequência da nova política de precificação que passou a seguir o mercado internacional. Mais uma vez a queda do endividamento, fruto das políticas gerenciais adotadas pela empresa também colaborou para este resultado.

Cabe destacar que o resultado obtido neste ano não foi maior porque a empresa ainda fez ajustes do seu patrimônio, em função dos acordos fechados a partir da operação lava jato. Além dos acordos firmados com autoridades dos Estados Unidos para o encerrar as investigações no *Department of Justice* e na *Securities and Exchange Commission (SEC)*, o que implicou no dispêndio de R\$ 3,5 bilhões. Por fim, destaca-se a entrada em caixa de cerca de US\$ 6,1 bilhões com desinvestimentos, bem como novas parcerias com Equinor, Total e Murphy para o desenvolvimento de negócios nas áreas de exploração e produção de petróleo e gás e de energias renováveis<sup>224</sup>.

Apesar do cenário negativo da Petrobrás nos últimos anos, deve-se enfatizar que o resultado dos leilões tem evidenciado a viabilidade do pré-sal, uma vez foram pagos ágios significativos nos leilões, e a transferência de importantes volumes de excedente de óleo para União.

<sup>223</sup> Para maiores detalhes ver: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados-1/petrobras-melhora-resultado-em-2017.htm>.

<sup>224</sup> Para maiores detalhes ver: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/registramos-lucro-liquido-de-r-25-8-bilhoes-em-2018.htm>.



### 3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Considerando que o objetivo do artigo é realizar uma análise setorial da atividade de petróleo e gás do Brasil, a presente pesquisa se alicerçou no Modelo Estrutura Conduta Desempenho (ECD) para avaliar, sobretudo, as recentes mudanças ocorridas no setor a partir da descoberta de novas jazidas de petróleo na camada do pré-sal, e as sucessivas mudanças nos marcos regulatórios, que quebrou o monopólio da Petrobras na exploração e produção de petróleo e gás, e permitiu a exploração da atividade por empresas privadas nacionais e estrangeiras.

Neste sentido, analisando as condições básicas de oferta, que afetam diretamente a estrutura do setor, observou que, diferente do que acontecia em 1998 quando apenas a Petrobras realizava as atividades de exploração do petróleo, em 2018 foram mais de 80 concessionárias trabalhando na mesma atividade, sendo estas empresas tanto de capital nacional quanto estrangeiro.

Com relação ao gás natural, a Petrobras ainda detém o controle absoluto sobre a produção, transporte e distribuição de gás natural no Brasil. Porém, os governos mais recentes (Temer e Bolsonaro) têm atuado para abrir o setor para a exploração privada de todas as etapas da cadeia do setor.

Em termos de estrutura, chama atenção o elevado grau de concentração para os dois produtos no ano de 2018, com a manutenção do predomínio da Petrobras. E com relação às barreiras à entrada no setor, essas ainda são bastante elevadas, mesmo com as mudanças nos marcos regulatórios e abertura do setor, dado que demanda elevados investimentos tecnológicos, elevados custos operacionais fixos, e política de regulação para a exploração e produção de petróleo e gás natural, que ainda estabelece no país o regime de partilha da produção para as áreas do polígono do pré-sal e outras áreas que sejam consideradas estratégicas.

Em termos de condutas, ressaltou-se que os investimentos em P&DI, apesar de já disseminadas, ainda expressa a necessidade de aprofundamento nos estudos e na perfuração de poços exploratórios com vistas a ampliar o conhecimento geológico acerca das jazidas denominadas não convencionais relacionadas às atividades *offshore*.

Outro componente da Conduta do setor analisado, o preço praticado do petróleo e do gás natural contou com uma mudança na política de preços, encerrando a prática de controle e atraso no repasse dos preços internacionais aos combustíveis no mercado interno durante o governo Dilma, para uma política de precificação que passou a seguir as variações cambiais (sem defasagem) e os preços definidos pelo mercado internacional. Com relação ao gás, a ANP e EPE passaram a



atuar a fim de monitorar a implementação de novas diretrizes, com o objetivo tornar o preço do gás natural, um dos mais caros do mundo, mais competitivos.

Por fim, o escândalo de corrupção da Petrobrás desvendado pela operação Lava Jato resultou não apenas em reveses para a empresa, em termos econômicos e financeiros, mas também contribuiu para o aprofundamento da crise econômica e social do Brasil.