

ANÁLISE SETORIAL DA ATIVIDADE DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

*Álvaro Alves de Moura Júnior¹
Joaquim Carlos Racy²
Pedro Raffy Vartanian³
Vitória Batista Santos Silva⁴*

-
- ¹ Economista pela Universidade Presbiteriana Mackenzie, Mestre em Economia e Doutor em Ciências Sociais (Área de Concentração: Política) pela PUC-SP. É Professor do Mestrado Profissional em Economia e Mercados da Universidade Presbiteriana Mackenzie, da Graduação em Ciências Econômicas da Universidade Presbiteriana Mackenzie e Editor Acadêmico da Revista de Economia Mackenzie (REM). É Pesquisador do Centro Mackenzie de Liberdade Econômica e do Núcleo de Análise de Economia Contemporânea/Mackenzie. Tem experiência profissional em consultoria nas áreas de diagnóstico e avaliação de impactos socioeconômicos e análises setoriais.
- ² Economista pela Universidade Presbiteriana Mackenzie, Mestre e Doutor em História pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, Professor do Mestrado Profissional em Economia e Mercados da Universidade Presbiteriana Mackenzie e do Curso de Graduação em Ciências Econômicas da Universidade Presbiteriana Mackenzie. É Pesquisador Líder do Núcleo de Análise de Economia Contemporânea/Mackenzie e Pesquisador do Centro Mackenzie de Liberdade Econômica.
- ³ Economista pela Universidade Presbiteriana Mackenzie, Mestre em Economia Política pela PUC/SP e Doutor em Integração da América Latina pelo PROLAM/USP. É Coordenador e Professor Doutor do Mestrado Profissional em Economia e Mercados da Universidade Presbiteriana Mackenzie e Pesquisador do Centro Mackenzie de Liberdade Econômica e do Núcleo de Análise de Economia Contemporânea/Mackenzie.
- ⁴ Economista pela Universidade Presbiteriana Mackenzie, Mestre em Economia e Mercados pelo Programa de Pós-Graduação da Universidade Presbiteriana Mackenzie, com atuação na Revista de Administração Mackenzie.

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. Nesse 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.

Classificação JEL: L1, L70, L7

1. UMA BREVE ANÁLISE DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO E GÁS

No cenário político, dentro de uma atmosfera nacional-desenvolvimentista, Getúlio Vargas governou o país com uma política autoritária. Ele, que assumiu o poder com apoio dos militares do Movimento Tenentista⁵, viu ao longo dos anos 1930 ganhar espaço o movimento comunista, não só no Brasil, mas em vários outros países, e utilizou isso como combustível para a criação de um sentimento nacionalista na população brasileira. Através do populismo, seu discurso valorizava o trabalho e dava força aos movimentos e reivindicações sindicais – que se mantinham sob a coordenação do governo – na busca de integrar as camadas populares na economia e na política.

Em âmbito econômico, Vargas optou por realizar uma política de substituição de importações focada no desenvolvimento da indústria brasileira, em razão do cenário de crise internacional causada pela quebra da Bolsa de Valores de Nova York em 1929. Os Estados Unidos, que eram os maiores compradores do café brasileiro, deixaram de importar grandes quantidades do produto – visto que o café era um produto com características de sobremesa, isto é, não era essencial, motivo pelo qual a crise afetou tanto suas exportações – o que teve graves consequências sobre o balanço de pagamentos do país.

⁵ Tenentismo foi um movimento ocorrido no Brasil na década de 1920, no qual membros do Exército manifestaram sua insatisfação em relação ao governo vigente. Para Forjaz (1978 apud BRESSER-PEREIRA, 2007), é preciso levar em conta tanto a insatisfação enquanto tenentes quanto como membros das camadas médias urbanas da época. Como expressões do movimento podem ser citadas a Revolução Paulista de 1924, a Revolta dos 18 do Forte de Copacabana e a Coluna Prestes.

O café era o principal produto da pauta de exportações, e Getúlio decidiu aplicar a política de compra e queima dos estoques do café para sustentar seu preço no mercado internacional. No entanto, é preciso deixar claro que a preocupação dele não era o setor cafeeiro, mas sim a indústria: Vargas estava interessado em romper com as oligarquias dominantes do período da República Velha (BUENO, 2006).

Privilegiando o setor industrial, houve a criação de diversas empresas estatais em setores considerados fundamentais, que simbolizavam o poder do Estado e o nacionalismo. A criação da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) em 1941 possibilitou a distribuição de matérias-primas para o setor industrial, além de ser um símbolo do nacionalismo pregado por Vargas. A Companhia Vale do Rio Doce em 1942 também teve papel fundamental, e foi essencial para o fornecimento de minério de ferro à indústria do aço (CANO, 2015).

Nessa década, já havia uma crescente preocupação a respeito da política petrolífera do país. Em 1934, em consonância com a Constituição de 1934, foi instituído o Código de Minas, numa tentativa de impedir que outros países pudessem exercer influência sobre os recursos minerais nacionais. Em 1938 foi criado o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que seria responsável por coordenar as atividades de pesquisas e exploração, refino, além da parte comercial e de distribuição. Foi a primeira tentativa de estabelecer regulação para o setor.

Neste contexto, marcada por um profundo caráter nacionalista, caracterizada por grandes polêmicas e posições divergentes e acirradas, desenrolou-se a elaboração e implantação da política de recursos minerais no País, mais especificamente da política petrolífera. E em 1938, em plena vigência do Estado Novo, foi criado por Vargas o Conselho Nacional do Petróleo, órgão autônomo, subordinado diretamente a Presidência da República, concebido sob uma legislação profundamente nacionalista e obstaculizante à participação estrangeira (NUNES, 1980, p. 74).

Retomando a questão política, Vargas é deposto em 1945, enquanto o mundo começava a visualizar as consequências da Segunda Guerra Mundial. Eurico Gaspar Dutra assume a presidência. Foi em seu governo que foi elaborado um anteprojeto de lei que tinha como objetivo concentrar a atenção no capital privado, tanto nacional quanto estrangeiro, para o desenvolvimento do setor petrolífero, indo contra a ideia de nacionalização – o chamado “Estatuto do Petróleo” (PAULA, 2013). Os argumentos eram de que não havia condições financeiras nem técnicas para que o Estado arcasse com um projeto como esse. Teve crescente oposição e não foi aprovado.

A oposição a esse projeto lançou o lema “o petróleo é nosso”, com a finalidade de se chegar ao monopólio estatal integral das atividades concernentes ao setor petrolífero. É nesse cenário que Vargas, que estava do lado dos nacionalistas, é eleito novamente e assume em 1951 e, no mesmo ano, envia para avaliação o projeto de criação da Petrobras. Em 1953 a empresa foi criada, pela Lei nº 2.004/53 (LEITE, 2009).

1.1 Petrobras: do Monopólio à Lei Do Petróleo

A Petrobras foi criada em 1953 e começou a operar no ano seguinte, exercendo monopólio de todas as atividades da cadeia produtiva (exploração, produção, refino, transporte e comercialização), com exceção da distribuição (PINTO JR., 2016). Nos primeiros anos de seu funcionamento, o contexto político era o de incerteza gerado pela morte de Vargas e pelas incertezas relacionadas ao período Café Filho, que contribuíram para incentivar a autonomia da empresa (ALVEAL, 1994). No governo JK, no qual foi constituído o Plano de Metas (parte do processo de substituição de importações), o foco estava na energia e no setor de transportes⁶, e o destaque coube ao setor automobilístico. Nesse período, a participação do Estado com a finalidade de atingir as metas propostas pelo plano é intensa.

No período do governo Kubitschek, no intuito de responder positivamente aos compromissos produtivos que lhe foram atribuídos como alavancadora da industrialização e pesando-lhe a herança do movimento que lhe dera origem como símbolo do desenvolvimento nacional, a liderança da Petrobras avança um comportamento autônomo que a conflita com a autoridade superior, numa demonstração precoce de identidade e força política (ALVEAL, 1994, p. 71).

O governo conseguiu bons resultados para o segmento de energia e no de petróleo. Até 1961, pode-se enfatizar o papel do Recôncavo Baiano como fonte de petróleo e de gás natural, com composição de funcionários especializados estrangeiros. Os técnicos brasileiros passam a ter maior participação no setor depois de 1961 (LUCCHESI, 1998). O consumo no país, por meio do avanço da indústria, principalmente a automobilística, e pelo aumento nas taxas do produto também aumentou muito nesse período. No gráfico abaixo é possível perceber que o consumo de gasolina, por exemplo, quase triplicou entre 1955 e 1965.

⁶ Segundo Orenstein e Sochaczewski (1990), 71,3% dos recursos seriam destinados aos setores de energia e transporte.

Em 1963 foi criado o Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), o chamado Centro de Pesquisa da Petrobras, que tinha como objetivo buscar conhecimento tecnológico, através das atividades de pesquisa e desenvolvimento e engenharia básica, que inicialmente era desenvolvida no exterior, mas passou a ser exercida nacionalmente a partir de 1976.

É nesse período também que a empresa foca nas principais bacias sedimentares que seriam exploradas (LUCCHESI, 1998), como a Bacia do Espírito Santo e a Bacia de Sergipe-Alagoas. Entre o fim da década de 1960 o início dos anos 1970, a Petrobras avançava em suas descobertas marítimas, com a primeira perfuração na Bacia de Campos em 1971 (CASTRO, 2013).

Com os choques nos preços do petróleo da década de 1970, que serão explorados mais adiante, a demanda por derivados se alterou, em razão da busca por alternativas ao petróleo como fonte de energia e como matéria-prima, além da procura por alternativas aos derivados do combustível, como o álcool em detrimento da gasolina. As atividades de exploração nas plataformas marítimas foram prioridade para a Petrobras nesse período (MORAIS, 2013).

Após 1975, os equipamentos e plataformas que antes eram quase todos originados do exterior, começaram a ser fabricados no país. A partir dos anos 1980, descobrir novas fontes de petróleo passou a ser a maior meta a ser alcançada, tanto em razão dos choques, quanto em razão da dívida externa brasileira, consequências das condições econômicas enfrentadas pelo Brasil na época (MORAIS, 2013). Segundo Lucchesi (1998, p. 29), “A Petrobras investiu US\$ 18,5 bilhões em exploração e US\$ 24,1 bilhões em desenvolvimento da produção. Em 1984 trabalhavam na empresa 589 geólogos e geofísicos de petróleo”.

A partir de 1985, a empresa ganha destaque em termos mundiais pelas atividades de exploração em águas profundas, com destaque à Bacia de Campos (MORAIS, 2013). Foi nesse período também que houve o chamado “contrachoque do petróleo”, que representou a queda acentuada dos preços da *commodity* no mercado internacional, com uma queda significativa do *market share* da OPEP (PINTO JR., 2016).

No início dos anos 1990, o país passou por um processo de abertura comercial e econômica, seguindo as ideias do Consenso de Washington em 1989, que foi uma agenda planejada pelo economista John Williamson, que consistia em adotar algumas medidas que visavam a estabilização macroeconômica (WILLIAMSON & KUCSYNSKI, 2004). Dentre as propostas estava a privatização de empresas que eram controladas pelo governo.

O Programa Nacional de Desestatização (PND) de 1991 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 foi estabelecida 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, isto é, extinguiu o monopólio estatal do petróleo. Essa lei também instituiu a Agência Nacional do Petróleo (ANP, que depois se transformaria na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) como agência reguladora do setor, e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que coordena os programas de energia e as políticas específicas a cada região do Brasil. A ele está submetido o Ministério de Minas e Energia (MME) (COSTA & LOPES, 2010).

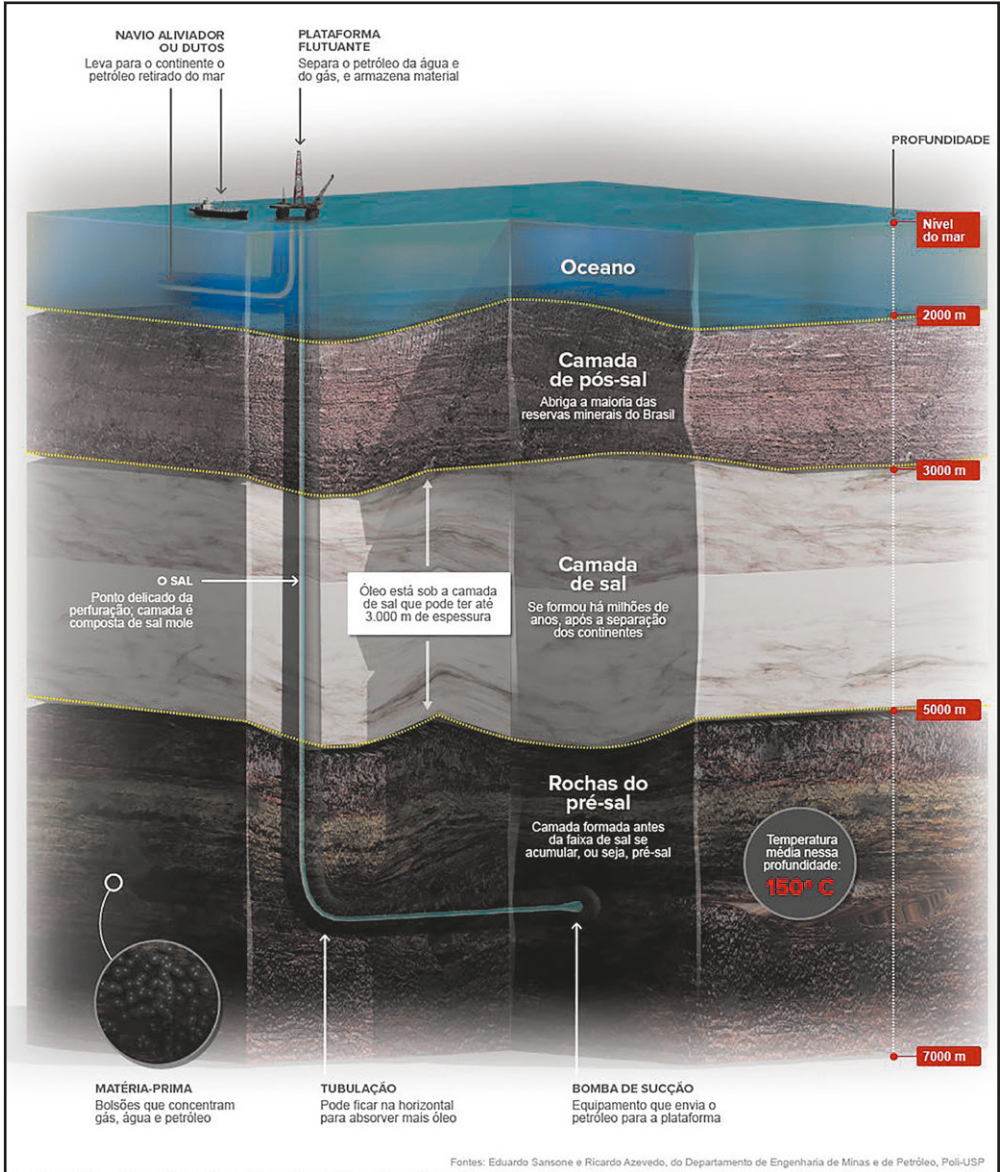
Segundo PINTO JR. (2016), até 1998 apenas a Petrobras realizava as atividades de exploração do petróleo, ao passo que em 2015 já havia mais de 80 concessionárias trabalhando na mesma atividade, tanto de capital nacional como de capital estrangeiro. Embora ainda haja o predomínio da Petrobras, isso mostra as consequências do aumento dos interesses de novas empresas para ingressarem no segmento.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) tem a atribuição de regular e fiscalizar a indústria petrolífera, a fim de garantir as melhores condições de acesso e de qualidade para a demanda, além de buscar os melhores investimentos para a viabilização dos projetos (PIRES; PICCININI, 1999; BRASIL, 1998).

1.2 A Descoberta do pré-sal

Após o processo de abertura econômica vivenciado pelo Brasil que resultou na Lei do Petróleo de 1997, a Petrobras, juntamente com outras empresas que passaram a atuar no setor, progrediu nas descobertas águas profundas. A camada do pré-sal foi descoberta em 2006. É uma jazida de petróleo e de gás natural que se estende na faixa litorânea do Espírito Santo até Santa Catarina. Formada há mais de 100 milhões de anos, produziu um óleo com baixo teor de impurezas, sendo extremamente valorizado pelo mercado (PETROBRAS, 2017), cuja ilustração de sua exploração encontra-se na figura a seguir.

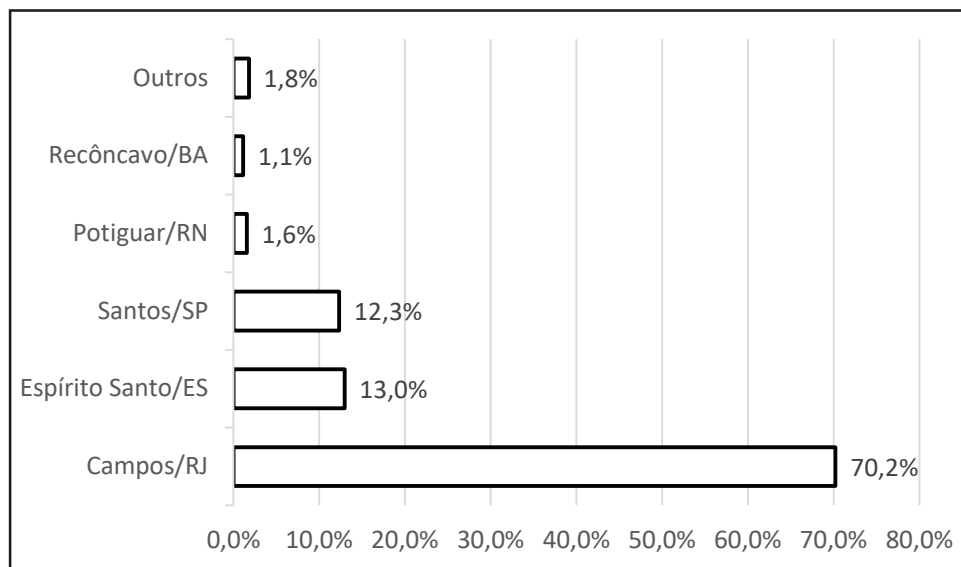
Figura 1 - Raio X da Exploração de Petróleo e Gás das Reservas do Pré-sal no Brasil



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

Cabe ressaltar que 92,9% do petróleo extraído entre 2009/2018, 92,9% foi oriundo do mar. A Bacia de Campos (RJ) concentra 70,2% dos recursos petrolíferos do pré-sal, seguida pela Bacia do Espírito Santo e de Santos. Na Figura 2 é possível observar a produção de petróleo nas principais bacias sedimentares do país.

Figura 2 - Produção de Petróleo por Bacias, em barris por dia (bbl/d) – 2019



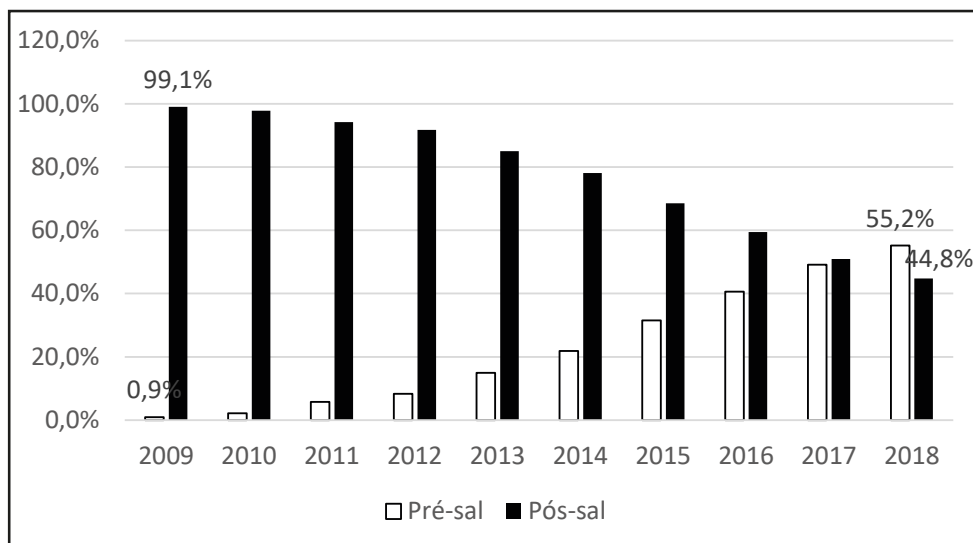
Fonte: Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural divulgado pela ANP (2019).

Em termos econômicos, pode-se dizer que a exploração do pré-sal exige elevados investimentos em tecnologia, culminando num alto custo de produção de petróleo. No entanto, isso proporcionou ao Brasil galgar altivas posições no contexto mundial quanto à exportação e produção de combustível (PINTO JR., 2016).

Ademais, a dependência externa do petróleo apresenta uma trajetória declinante já há algumas décadas⁷, tornando o país menos sensível a alterações nos preços e nos níveis de produção internacionais. O contexto leva a acreditar que o pré-sal tem papel fundamental para esses resultados, devido ao aumento de produção desde 2009, sendo que em 2018 o petróleo extraído do pré-sal superou aquele oriundo do pós-sal, conforme mostra a figura abaixo.

⁷ Em 2015, atingiu -8,7%, segundo o Anuário Estatístico divulgado pela ANP em 2016.

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



Fonte: Anuário Estatístico da ANP (2019).

O desenvolvimento da atividade de exploração e produção no pré-sal traz diversos impactos em âmbito social e econômico, como a geração de mais empregos, o incremento de tecnologias e o aumento na renda do país (SILVA, 2005). No entanto, é preciso considerar que há impactos ambientais provenientes dessa exploração, como o efeito sobre os ecossistemas marinhos da área em questão, além da emissão de poluentes que ocorre durante o processo e o risco de acidentes e vazamentos⁸ (ROCHA *et al.*, 2013).

Outro fato relevante é não deixar que a perspectiva de encontrar petróleo em abundância afete a busca por energias renováveis (BARBI & SILVA, 2008).

1.3 Cadeia Produtiva do Petróleo no Brasil

Esta seção apresenta uma breve descrição das etapas que compõem a cadeia produtiva do setor petrolífero, com ênfase nos principais segmentos: de exploração e produção (*upstream*), e refino, transporte, distribuição e comercialização

⁸ Como exemplo, pode-se citar que em abril de 2010 houve a explosão da plataforma Deepwater Horizon, explorada pela empresa British Petroleum (BP), no Golfo do México, provocando o vazamento de cerca de cinco milhões de barris de petróleo. As consequências ambientais foram desastrosas, e são perceptíveis até hoje.

(*downstream*). Para a análise se faz necessário considerar fatores como a importância relativa do segmento no setor, os riscos de cada uma das fases, bem como as principais empresas/grupos que coordenam essas atividades.

Uma observação importante a ser feita é que embora seja difícil considerar a cadeia produtiva do petróleo sem que seja relacionada à produção de gás natural, visto que a parte do *upstream* é composta tanto por extração de petróleo como de gás natural.

A fase *upstream* é a responsável pela exploração e pela produção do petróleo e do gás natural (NEVES, PEREIRA & COSTA, 2013). A exploração é a fase na qual estudos são realizados a respeito do local que será utilizado como campo, avaliando se é viável iniciar a extração de combustível com fins comerciais.

Na etapa de desenvolvimento de campos, que integra o *upstream*, é que se prepara o local para a extração de petróleo e/ou gás natural. É nela que as instalações necessárias para se produzir combustível são inseridas no lugar escolhido. Há riscos nessa fase, pois o conteúdo pode ser menor que o esperado, mas são menores que no restante da parte de exploração e produção (RODRIGUES, 2007).

A produção corresponde à fase na qual o combustível é extraído da jazida, com a finalidade de comercialização. Segundo o Anuário Estatístico divulgado pela ANP em 2016, as empresas que mais produziram petróleo no Brasil em 2015 foram a Petrobras, com 83,51%⁹ do total produzido; em segundo lugar, a BG Brasil, com 5,60% da produção, seguida pela Repsol Sinopec, com 2,11% do produzido.

O *upstream* é uma etapa na qual os riscos são elevados, visto que há incertezas a respeito do local a ser explorado. Não é certo que se encontrará petróleo ou gás natural no lugar escolhido, mesmo com investimentos anteriores em estudos preliminares, observando as possíveis evidências (RODRIGUES, 2007). Além disso, é preciso levar em conta que a probabilidade de encontrar combustível é baixa e, mesmo que isso aconteça, ainda é preciso considerar que os custos para a extração de combustível são elevados em razão da alta necessidade de investimento em capital, dada a alta complexidade do processo (ALVEAL, 2003 apud RODRIGUES, 2007).

Se os custos forem muito elevados, os preços irão refletir esses valores, prejudicando o empreendimento do ponto de vista concorrencial. Ainda há o risco de haver alguma mudança em relação à legislação que possa ter efeitos sobre

⁹ Dados por concessionário.

o projeto. Assim sendo, as empresas que atuam nessa área buscam aumentar o processo de integração vertical, a fim de tentar distribuir os riscos (PINTO JR., 2016). Por isso, os retornos para essa fase da cadeia produtiva costumam compensar esses riscos (KIMURA, 2005).

É importante frisar que a primeira parte da cadeia produtiva do petróleo e do gás natural é uma fase extremamente intensiva em capital, tendo seu sucesso pautado por conhecimento tecnológico específico e por altos investimentos iniciais, e se faz necessária uma infraestrutura muito bem planejada para dar início a um empreendimento como esse. Essa característica resulta em elevada barreira à entrada¹⁰ no mercado, bem como aumenta a probabilidade de união entre as empresas já existentes no setor (PINTO JR., 2016).

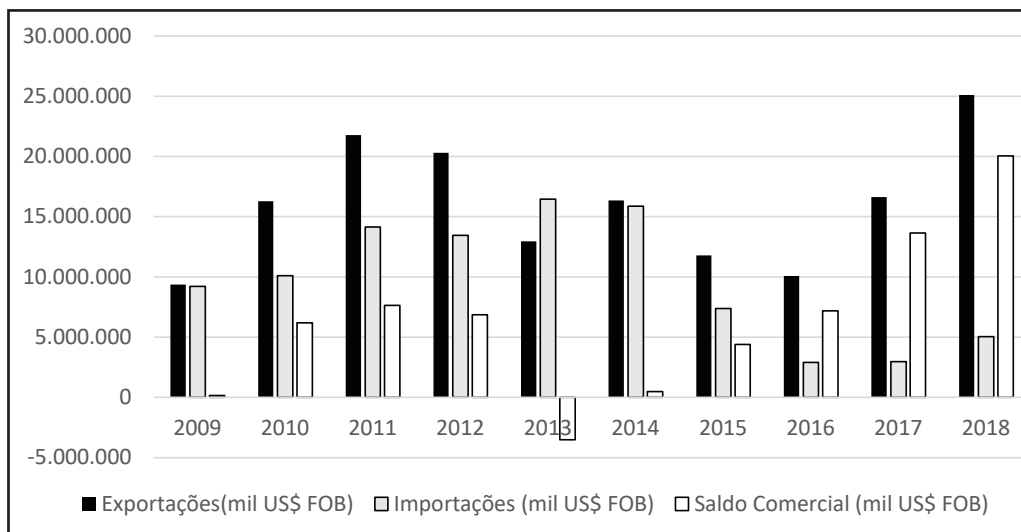
A etapa *downstream* da cadeia produtiva do petróleo se inicia com o transporte do óleo bruto até a refinaria, através de oleodutos, navios petroleiros etc. Quanto maior a proximidade do local de onde o petróleo é extraído em relação às refinarias, menores serão os custos de transporte (KIMURA, 2005).

Em seguida, inicia-se o refino, o processo responsável por fabricar os derivados do petróleo que serão comercializados, como a gasolina, o óleo diesel, a nafta, entre outros. É um segmento intensivo em capital (PONZONI, 2009), em razão das máquinas e equipamentos necessários para os processos que transformam o óleo bruto em diversos produtos; alguns processos são essenciais para que se possa satisfazer a demanda e atingir alta qualidade dos derivados (ANP, 2017). Em 2015, o país possuía dezessete refinarias, das quais treze pertencem à Petrobras, e foram responsáveis por 98,2% do total de petróleo refinado.

É relevante destacar nesse caminho as atividades de importação e de exportação do petróleo e de seus derivados. No que diz respeito aos barris de petróleo, o país apresenta uma trajetória na qual as exportações, em geral, superam as importações. Porém, no que se refere aos derivados, o país importa mais do que exporta. Assim sendo, o país exporta em maior quantidade uma mercadoria com menor valor agregado do que o que importa, tendo isso forte impacto sobre a balança comercial do país. Os gráficos abaixo mostram a relação entre importações e exportações do petróleo e de seus derivados de 2009 a 2015.

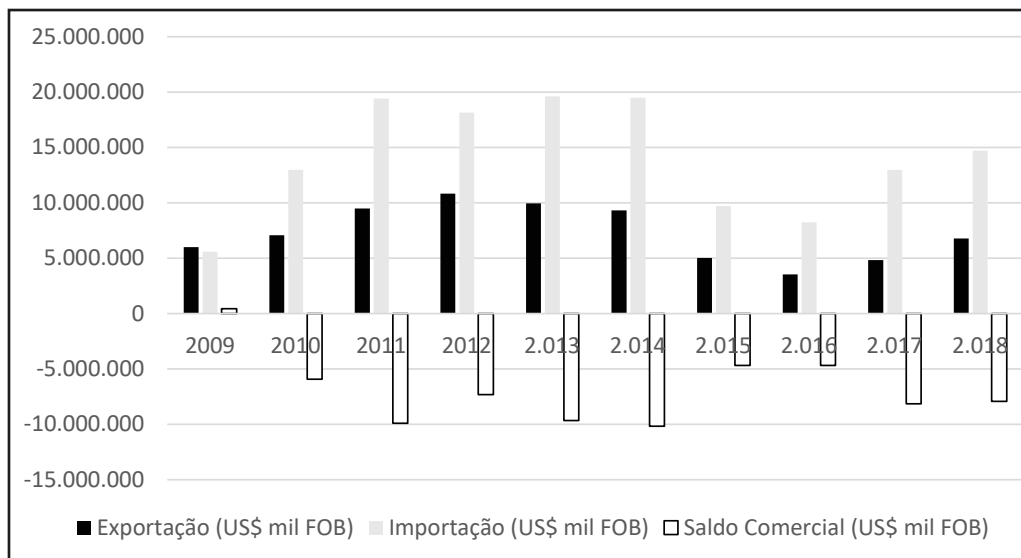
¹⁰ Há várias definições do conceito de barreiras à entrada. De uma maneira geral, pode-se dizer que barreira à entrada é algum aspecto que dificulta a entrada de empresas potenciais entrantes no mercado, dificultando a mobilidade de capital (KUPFER, 2013). Para mais detalhes, ver KUPFER, 2013, p. 81.

Figura 4 - Exportação, Importação e Saldo Comercial de Petróleo no Brasil de 2009 a 2018



Fonte: Anuário Estatístico divulgado pela ANP (2018).

Figura 5 - Exportação e Importação de Derivados de Petróleo no Brasil de 2009 a 2018



Fonte: Anuário Estatístico divulgado pela ANP (2018).

Após os procedimentos de refino, os derivados precisam ser transportados até as distribuidoras. Esse transporte é feito por oleodutos, polidutos – que são considerados mais seguros para o transporte de curta distância – e por caminhões, balsas, petroleiros para o transporte de longa distância.

A tecnologia foi aperfeiçoando a capacidade dos navios petroleiros, para que pudessem transportar cada vez mais petróleo/derivados a um custo menor, possibilitando a diminuição do transporte realizado por estradas, sendo mais barato e menos prejudicial ao meio ambiente (KIMURA, 2005). Ao chegar aos terminais marítimos, os derivados são transportados utilizando os dutos.

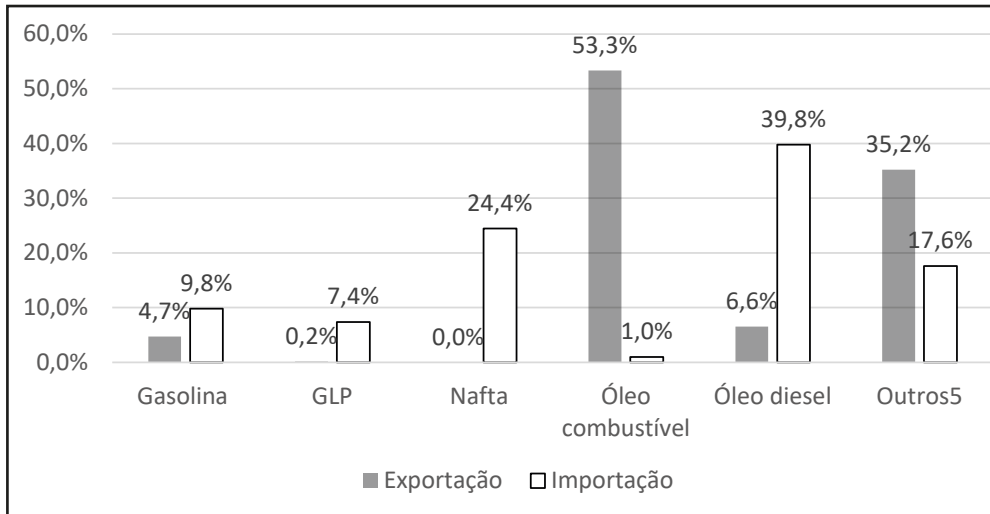
A distribuição e revenda dos derivados do petróleo é uma das etapas finais da cadeia produtiva do combustível. Um dos focos nesse segmento são os postos de combustíveis, que seguem rígidas legislações ambientais e precisam ser muito bem planejados quanto à localização, já que lidam diretamente com o mercado consumidor, distribuindo gasolina, óleo diesel, entre outros (LAFIS, 2016).

Há também as indústrias petroquímicas, que têm em uma de suas principais matérias-primas a nafta, que é utilizada na fabricação do plástico, por exemplo. Dentre os derivados, vale também citar o coque do petróleo, que é uma importante fonte de geração de energia, e o gás liquefeito de petróleo (GLP), o “gás de botijão”. A distribuição é um segmento no qual os riscos são menores, e é preciso considerar que lida com produtos de alto valor agregado (KIMURA, 2005).

Por último aparece o segmento de comercialização, que corresponde às atividades de compra e venda dos derivados do petróleo, seja já como produto final (gasolina, por exemplo) ou como matéria-prima para a indústria petroquímica, para a indústria de transformação, entre outras.

Quanto aos derivados comercializados, observa-se que cerca da metade das vendas para o exterior se referem ao óleo combustível, enquanto cerca de 40% das importações de derivados de petróleo se referem a óleo diesel, enquanto 24,4% à nafta. Para maiores detalhes ver a figura a seguir.

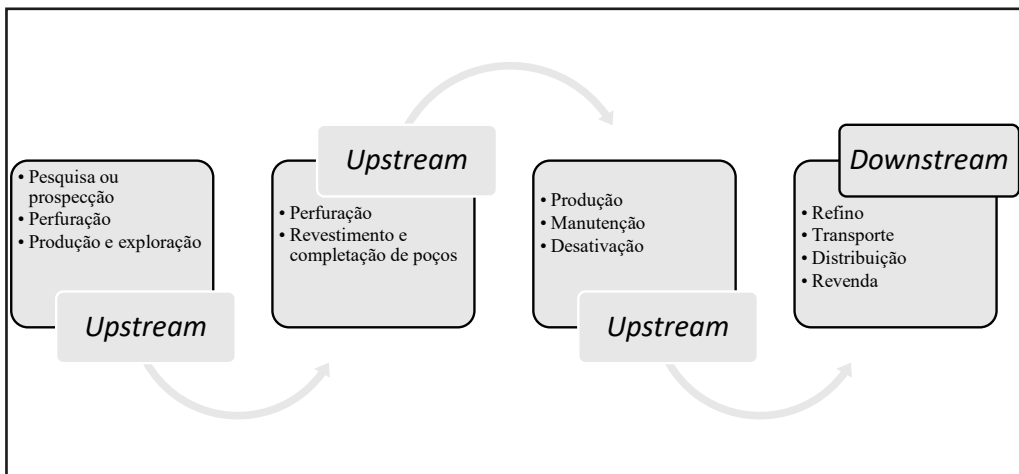
Figura 6 - Exportação e Importação de Derivados de Petróleo no Brasil – principais produtos – volume acumulado entre 2009 a 2018 (em % do total)



Fonte: Anuário Estatístico divulgado pela ANP (2018).

Na figura abaixo aparece uma versão simplificada da cadeia produtiva do petróleo, mostrando os principais segmentos do setor.

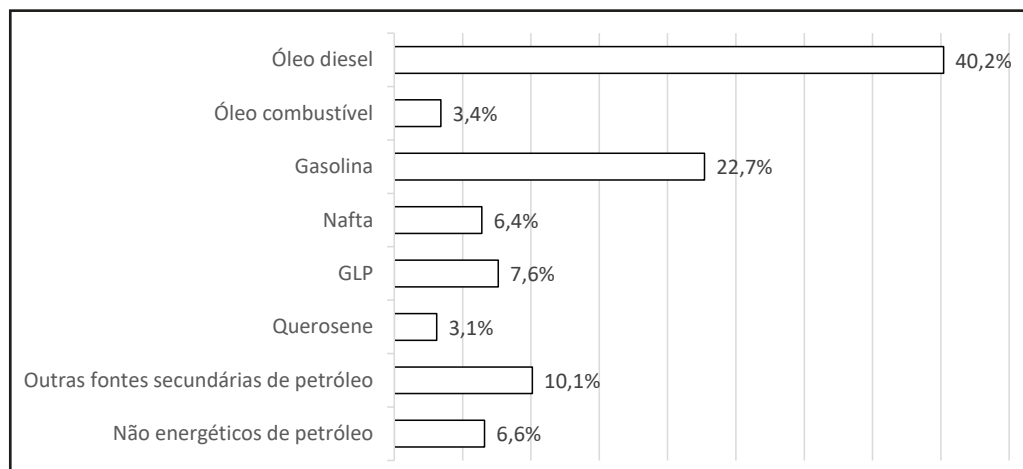
Figura 7 - Cadeia Produtiva do Petróleo



Fonte: Autoria própria.

Com relação à demanda dos derivados, observa-se que a maior parte é destinada à produção de fontes de energia, sendo que apenas o óleo diesel correspondeu a 40,2% do total produzido, conforme mostra a figura a seguir.

Figura 8 - Derivados de Petróleo: Consumo final de energia por fonte - 2016



Fonte: EPE (2017).

1.4 A Cadeia Produtiva do Gás no Brasil

Segundo a definição prevista na Lei do Petróleo nº 9.478/97, o gás natural é classificado como uma porção do petróleo em sua fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições originais de reservatório, e que permanece no estado gasoso em condições normais de temperatura e pressão (CNTP).

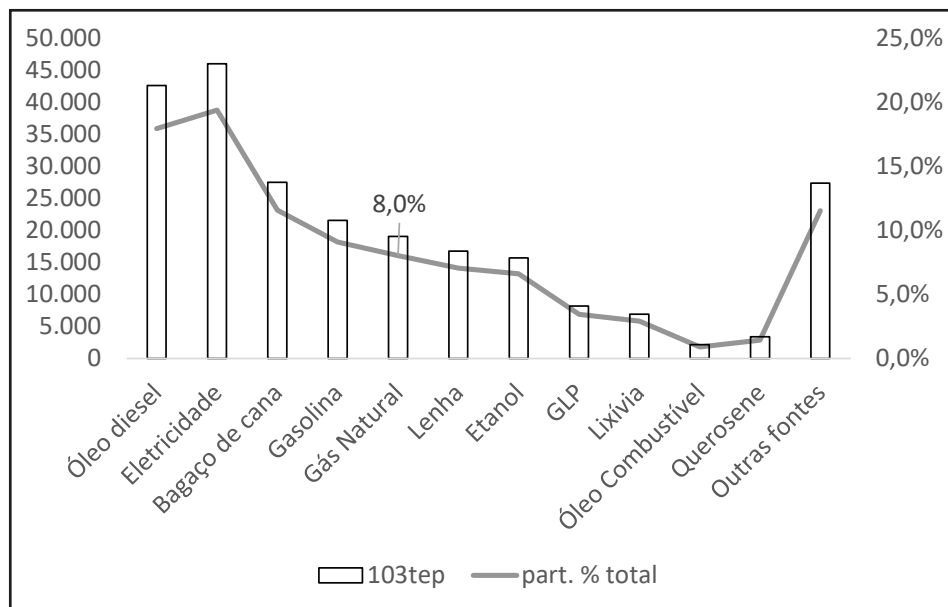
Segundo a EPE (2017), o consumo de gás natural no país começou por volta de 1940, a partir das descobertas de óleo e gás na Bahia, o que permitiu atender parte das indústrias do Recôncavo Baiano. Como no seu começo ainda era modesta a extração do recurso, mesmo num momento seguinte, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas eram destinadas, quase que integralmente, para a produção de insumos industriais e combustíveis da Refinaria Landulpho Alves (primeira refinaria de petróleo do Brasil, criada em 1950) e, posteriormente, do Polo Petroquímico de Camaçari.

A descoberta da Bacia de Campos foi o grande marco para o gás natural no Brasil, uma vez que fez quadruplicar sua extração no período 1970/2016. Posteriormente, foram descobertas novas bacias, com destaque para Bacia do Solimões em 1986, que levou a exploração de novas bacias na região norte do

país, tanto que em 2009 foi inaugurado o gasoduto Urucu-Coari-Manaus, que tem capacidade de transportar 5,5 milhões de metros cúbicos/dia¹¹. Outro marco para o setor foi o início da operação do Gasoduto Brasil-Bolívia em 1999, que tem capacidade de transportar 30 milhões de metros cúbicos de gás por dia.

Mais recentemente, a partir de 2009, as reservas brasileiras de gás natural cresceram significativamente, e as perspectivas, com a exploração do pré-sal, é que ocorra um incremento ainda maior da exploração do recurso. O avanço na exploração do gás natural permitiu o aumento da participação do gás natural no consumo final energético do país. Em 2018, o gás natural representou 8% do consumo total, conforme mostra a figura a seguir.

Figura 9 - Consumo final energético por fonte – em 103tep (tonelada equivalente de petróleo) – 2018



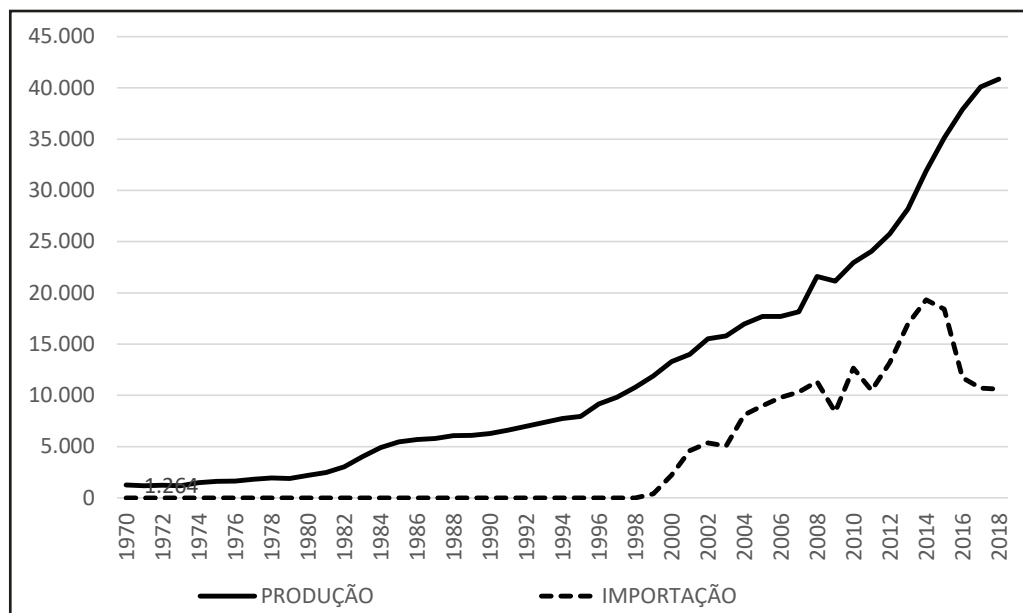
Fonte: Balanço Energético Nacional (2019).

Portanto, o gás natural tornou-se um recurso essencial para matriz energética brasileira, o que tem levado à preocupação quanto à sua disponibilidade, dada a importância do volume importado, para tanto, o que tem levado o país a agir

¹¹ Liga as unidades de produção localizadas no Polo Arara, em Urucu, até a cidade de Manaus. A extensão deste caminho é de 663,2 km (trecho Urucu - Manaus), além de um total de 139,3 km em nove ramais para Coari (EPE, 2017).

em duas frentes: ampliar a capacidade de extração e de importação. Os gráficos a seguir mostram tanto o crescimento da produção quanto da importação de gás natural, além da participação de cada um deste na oferta total do recurso.

Figura 10 – Produção e Importação de Gás Natural - por m3 – 1970/2018



Fonte: Balanço Energético Nacional (sem data). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>.

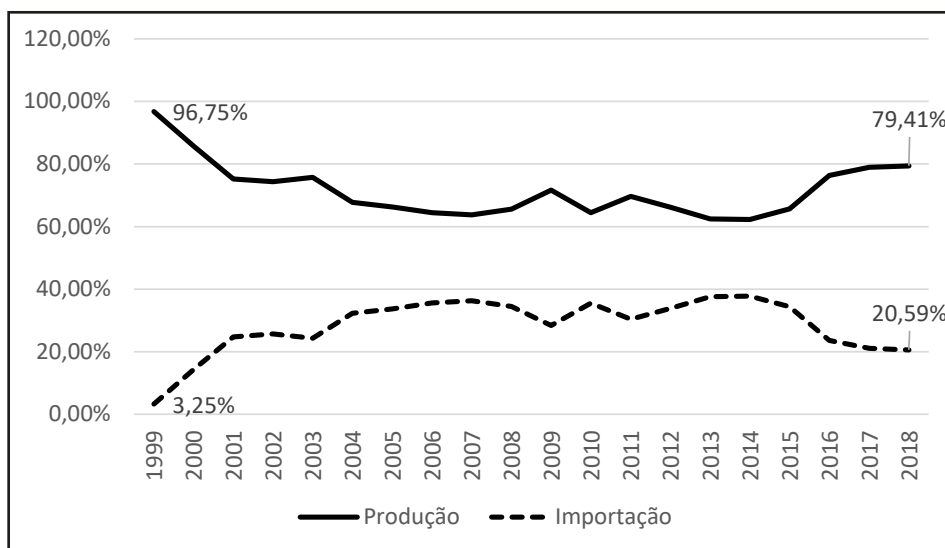
Antes de 1999, a oferta de Gás Natural no Brasil era integralmente atendida pela produção nacional, e com a inauguração do Gasoduto Brasil-Bolívia em 1999 dá-se início, então, a participação das importações do recurso da Bolívia. Em 2018, o total importado chegou a 20,6% do total ofertado, sendo que em anos anteriores tal participação foi maior, tendo em vista o maior volume importado. Para maiores detalhes ver a figura a seguir.

Neste contexto, cabe lembrar o episódio da nacionalização do setor de gás e petróleo da Bolívia em 2006. Inclusive, a Petrobras foi nacionalizada pelo governo de Evo Morales, com a justificativa de que as empresas estrangeiras auferiam elevados ganhos e, que em contrapartida, o Estado boliviano ganhava muito pouco. A Petrobras era a petrolífera com mais participação no país, segundo estimativas, investira cerca de US\$ 1,5 bilhão entre 1997 e 2005¹².

¹² Para maiores detalhes ver: <https://noticias.uol.com.br/economia/ultnot/2006/05/13/ult82u5893.jhtm>.

Com a nacionalização, todas as empresas que operavam no país foram obrigadas a entregar toda a sua produção à YPFB (estatal petrolífera da Bolívia), bem como a estatal assumiu a comercialização dos combustíveis, definindo condições, volumes e preços, tanto para o mercado interno quanto para a exportação.

Figura 11 - Oferta de gás natural - produção nacional e importação (em %) - 1999/2018

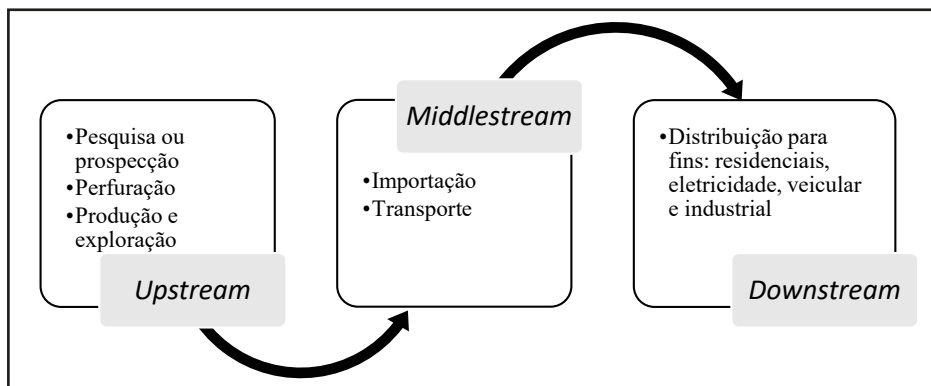


Fonte: Balanço Energético Nacional (sem data). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>.

Atualmente, a Petrobras detinha o controle absoluto sobre a produção, transporte e distribuição de gás natural no Brasil. Com exceção da produção, a Petrobras tem buscado repassar para o setor privado as demais etapas da cadeia. De uma forma geral, a indústria de gás natural é caracterizada pela presença de distintas atividades constituídas sob a forma de uma rede física, sendo que o transporte de gás natural é considerado um monopólio natural, motivo pelo qual a ANP determina que o prestador do serviço de transporte deverá ser por ela regulado.

Na figura abaixo aparece uma versão simplificada da cadeia produtiva do gás natural, mostrando os principais segmentos do setor.

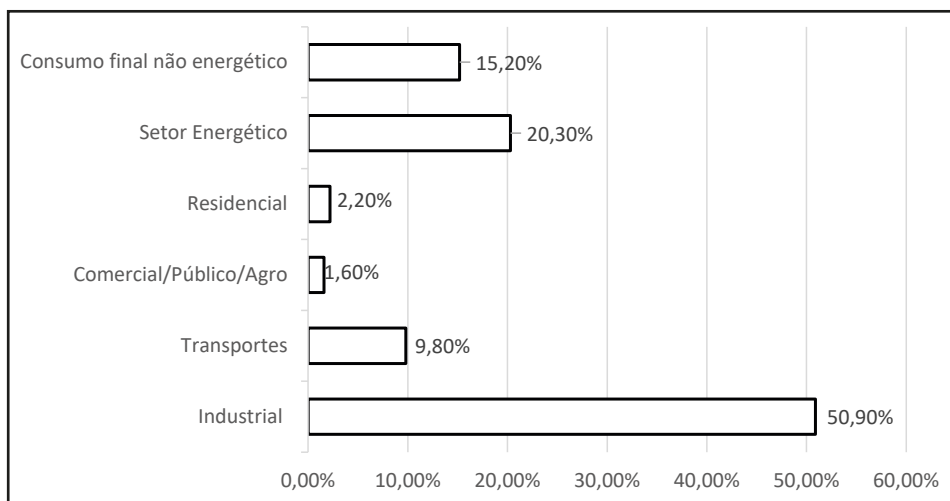
Figura 12 - Cadeia Produtiva do Gás Natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria.

Com relação aos mercados de consumidores do gás natural, observa-se que a maior parte é destinada ao setor industrial, seguido pelo setor energético e transportes, conforme mostra a figura a seguir.

Figura 13 - Gás Natural: Participação no consumo final de energia por setor - 2016



Fonte: EPE (2017).

A avaliação descrita por essas duas últimas subseções, além de descrever as cadeias produtivas do petróleo e do gás natural, também expressa as condições básicas de oferta e demanda descrita pelo modelo ECD. Uma análise detalhada do Modelo ECD pode ser vista em Scarano, Muramatsu e Francischini (2019).

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

O referencial teórico trouxe à tona uma das possibilidades de avaliar as diferentes estruturas de mercado, com uma lógica em que os seus elementos (estrutura, conduta e desempenho) estão interligados. Ademais, há a importância de políticas governamentais, com especial atenção para as políticas regulatórias, que para a presente avaliação do setor de Petróleo e Gás são conduzidas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Neste sentido, este capítulo deverá elencar aqueles que são considerados os principais componentes de cada elemento do modelo ECD para 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 de oferta e demanda já discutidas.

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 ambas são bastante extensas e complexas, o que requer estudos específicos sobre elas.

2.1 Estrutura da Indústria de Petróleo e Gás

Conforme se discutiu na seção 2, o diagnóstico da “Estrutura” do modelo ECD é realizado a partir dos componentes que o refletem, sobretudo, o grau de concorrência existente no setor. Sendo que tais as características são relativas e tendem a não sofrer alterações expressivas em curto espaço de tempo. Todavia, deve-se chamar atenção para o fato de que mudanças recentes oriundas do novo marco regulatório do setor de petróleo e gás no Brasil tem permitido a participação de novos *players* privados e nacionais e estrangeiros na atividade.

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

Na tabela abaixo estão listados todos os concessionários para 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, sendo 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 fica com 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 ¹ (barris)	Distr. %	Produção de gás natural (mil m3)	Distr. %
Total	944.117.414,2	100,0	40.857.207,1	100,0
Petrobras	694.079.928,4	73,51627%	29.994.473,7	73,4129%
Shell Brasil	119.282.108,2	12,63425%	4.758.989,1	11,6479%
Petrogal Brasil	31.840.112,8	3,37247%	1.365.946,1	3,3432%
Repsol Sinopec	27.331.057,6	2,89488%	1.042.633,7	2,5519%
Equinor Energy	18.194.422,1	1,92714%	444.087,8	1,0869%
Equinor Brasil	13.518.658,2	1,43188%	23.862,4	0,0584%
Sinochem Petróleo	9.012.438,8	0,95459%	15.908,3	0,0389%
Total E&P do Brasil	7.155.339,5	0,75789%	294.846,8	0,7217%
ONGC Campos	3.556.834,5	0,37674%	33.573,9	0,0822%
Dommo Energia	3.550.221,6	0,37604%	14.499,7	0,0355%
Chevron Frade	3.362.847,0	0,35619%	43.022,8	0,1053%
PetroRio O&G	3.148.635,7	0,33350%	8.529,0	0,0209%
QPI Brasil	3.029.896,1	0,32092%	28.600,0	0,0700%
Frade	1.186.889,8	0,12571%	15.184,6	0,0372%
Queiroz Galvão	945.574,1	0,10015%	810.528,6	1,9838%
CNODC Brasil	927.425,5	0,09823%	61.527,3	0,1506%
CNOOC Petroleum	927.425,5	0,09823%	61.527,3	0,1506%
Chevron Brasil	907.337,5	0,09610%	5.552,1	0,0136%
Barra Energia	877.021,4	0,09289%	5.883,5	0,0144%
Maha Energy	586.053,7	0,06207%	10.936,0	0,0268%
Petrosynergy	160.589,3	0,01701%	2.907,9	0,0071%
SHB	126.422,5	0,01339%	2.276,2	0,0056%
Nova Petróleo Rec	93.050,8	0,00986%	1.304,2	0,0032%
Partex Brasil	53.999,0	0,00572%	77,3	0,0002%
Imetame	53.489,9	0,00567%	5.403,4	0,0132%
OP Pescada	38.413,8	0,00407%	29.406,6	0,0720%
Recôncavo E&P	34.150,1	0,00362%	426,7	0,0010%

Parnaíba Gás Natural	15.406,0	0,00163%	1.410.914,5	3,4533%
Brasoil Manati	15.233,9	0,00161%	178.810,0	0,4376%
Geopark Brasil	15.233,9	0,00161%	178.810,0	0,4376%
Santana	15.121,4	0,00160%	417,5	0,0010%
Petro Vista	9.329,5	0,00099%	108,4	0,0003%
UP Petróleo	9.329,5	0,00099%	108,4	0,0003%
Alvopetro	9.052,1	0,00096%	102,8	0,0003%
Perícia	8.350,2	0,00088%	26,6	0,0001%
Vipetro	8.053,6	0,00085%	19,5	0,0000%
Phoenix	7.369,7	0,00078%	3.897,9	0,0095%
Guto & Cacal	4.867,0	0,00052%	15,5	0,0000%
Sonangol Guanambi	3.544,7	0,00038%	32,2	0,0001%
IPI	3.326,2	0,00035%	109,9	0,0003%
Great Oil	2.837,1	0,00030%	5,9	0,0000%
EPG Brasil	2.321,2	0,00025%	40,9	0,0001%
Central Resources	2.214,5	0,00023%	2,0	0,0000%
Aurizônia Petróleo	1.946,8	0,00021%	20,0	0,0000%
Norteoleum	1.946,8	0,00021%	20,0	0,0000%
Nord	513,2	0,00005%	345,6	0,0008%
Leros	495,3	0,00005%	0,8	0,0000%
Newo	207,4	0,00002%	-	0,0000%
Ubuntu Engenharia	134,2	0,00001%	0,2	0,0000%
Petroil	130,6	0,00001%	-	0,0000%
Energizzi Energias	73,2	0,00001%	0,4	0,0000%
Orteng Óleo e Gás	33,0	0,0000035%	1.447,8	0,0035%
Petroborn	-	-	35,8	0,0001%

¹Inclui condensado.

Fonte: Anuário Estatístico ANP (2019).

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_j) 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 $n - K$. Diante disso, optou-se por utilizar um segundo indicador o *IHH*, cujo 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 m³ para a produção de gás natural, cuja fórmula é a seguinte:

$$CR_K = \sum_{i=1}^K S_i \quad \text{Sendo que, } S_i = \frac{x_i}{\sum_{i=1}^n x_i}$$

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 total de petróleo no país, o que reflete uma elevada concentração, sendo que deste indicador apenas a Petrobras detém, sozinha, 73,5% da produção total.

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.

Como já foi dito, um ponto positivo do CR_K é a “simplicidade” do resultado, que permite uma interpretação direta do grau de concentração. Todavia, um ponto negativo é que ignora a presença das $n-K$ empresas do setor. Logo, o indicador pode não apresentar o aumento da concentração do setor em função de atos combinados (fusões, aquisições, joint ventures, alianças estratégicas, trustes etc.).

Em decorrência desses problemas é usual a utilização do CR_K em conjunto com outro indicador, por exemplo, o *IHH*, que como já foi apontado, para avaliar as características do segmento como um todo, utiliza-se o Índice de *Herfindahl-Hirschman (IHH)*, que não separa o indicador entre as k maiores empresas, ao levar em consideração todas as empresas do setor, como mostra a fórmula:

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

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 leva em consideração o chamado princípio da razoabilidade.

Em geral, as agências reguladoras trabalham com *IHH* calculados a partir de participações medidas com base em 100 e não com base em 1 (como no exemplo). Neste caso, o Índice variar entre 0 e 10.000. Em função disso, tem-se a seguinte escala para avaliar o caso de um ato de concentração, de acordo com *Mengers Guidelines* (RESENDE; BOFF, 2013).

Partindo dos mesmos atributos para calcular *IHH*, ou seja, barris para produção de petróleo e mil m³ 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 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. De todo modo, esses resultados evidenciam o quão concentrado ainda são os dois setores no Brasil.

Outro importante componente da estrutura, comumente utilizado para avaliar a estrutura do setor estudado são as barreiras à entrada de novos *players*, que aqui se considera qualquer condição estrutural que permita que empresas já estabelecidas em uma indústria possam praticar preços superiores ao competitivo sem atrair novos concorrentes.

Em geral, são considerados os principais fatores determinantes das barreiras à entrada às vantagens decorrentes da diferenciação de produto, das vantagens absolutas de custo e de escala, os custos irrecuperáveis. Todavia, é importante aqui, seguindo o próprio modelo ECD, relacionar este aspecto estrutural não apenas às possíveis vantagens que a Petrobras possui por ter monopolizado o mercado nacional por décadas, mas a própria legislação que regula o setor.

Considera-se, em geral, que as principais barreiras à entrada enfrentadas no setor de petróleo e gás são as seguintes:

- i) Os elevados custos de entrada, que faz com que muito poucas empresas tentem entrar no setor;
- ii) A tecnologia desenvolvida – que no caso brasileiro deve ser ressaltada, tendo em vista a excelência tecnológica

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; *iii*) Os elevados custos operacionais fixos; e *iv*) Os governos locais e estrangeiros, cuja legislação obriga às empresas da indústria a cumprir rigorosamente as normas ambientais. Esses regulamentos geralmente requerem capital para cumprir, fazendo com que potências entrantes de menor porte não queiram se estabelecer no setor.

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, que é a Lei nº 12.351, 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 complementam a regulação do setor. A Lei nº 12.276, de 30/6/2010, 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 obteve mais ações da Petrobras.

Ademais, para representar a União nos consórcios para exploração e produção no pré-sal, foi promulgada a Lei nº 12.304, em 2/8/2010, que criou a empresa estatal Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA).

Não obstante se discuta uma mudança radical nesta legislação, falando-se, inclusive, na possível privatização da Petrobras, ainda prevalece o regime de partilha para o pré-sal, que para muitas empresas pode representar uma possível barreira, apesar dos leilões que vêm ocorrendo desde 2013 ter mostrado um forte interesse por empresas privadas/estatais e nacionais/estrangeiras por participar desse sistema de partilha. Cabe ressaltar que as avaliações dos leilões serão feitas no elemento Desempenho, de tal modo que tal avaliação, decorrente das possíveis barreiras associadas à atual legislação, será complementada mais à frente.

Portanto, 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 altos 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 Pesquisa e Desenvolvimento, que por sua vez está associado ao componente Investimentos.

Mauro de Moraes (2013), divide o processo desenvolvimento de inovações da Inovação, e os resultados obtidos na exploração (as descobertas de campos de petróleo) e na produção (a implantação de sistemas de produção inovadores em campos de petróleo) em seis fases, que se encontram descritas no quadro abaixo.

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 ANP¹³ aponta no que se refere à exploração, ao desenvolvimento e à produção em campos terrestres de áreas convencionais, as novas tecnologias já estão devidamente 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.

Atualmente, diante das novas diretrizes regulatórias, outras empresas, além da Petrobras, estão atuando no segmento e sendo responsáveis por importantes aportes de investimentos em P&DI. Dentre elas destacam a construtora Queiroz

¹³ Para maiores detalhes ver: <http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao>.

Galvão, além das estrangeiras Shell, British Petroleum (BP), Total, Statoil, Chevron e ExxonMobil.

Segundo o IEL (2018, p. 56):

As tecnologias submarinas de exploração e produção de petróleo não constituem propriamente uma novidade, pois já são utilizadas na maior parte dos principais campos produtores da Bacia de Campos. Entretanto, chama a atenção o vetor de tendência *offshore* de crescente expansão do número de equipamentos instalados no leito submarino, ampliando e multiplicando as unidades chamadas *subsea factories*. Essas unidades visam a desenvolver instalações cada vez mais complexas a centenas de metros abaixo do nível do mar – e, assim como outras inovações, buscam responder às restrições do padrão convencional de produção.

Recentemente foi criado, pelo Governo Federal, o Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor). É um programa de estímulo ao investimento em P&DI, que visa melhorar as condições tecnológicas da cadeia, que é considerada muito complexa tecnologicamente (ALMEIDA et al., 2016).

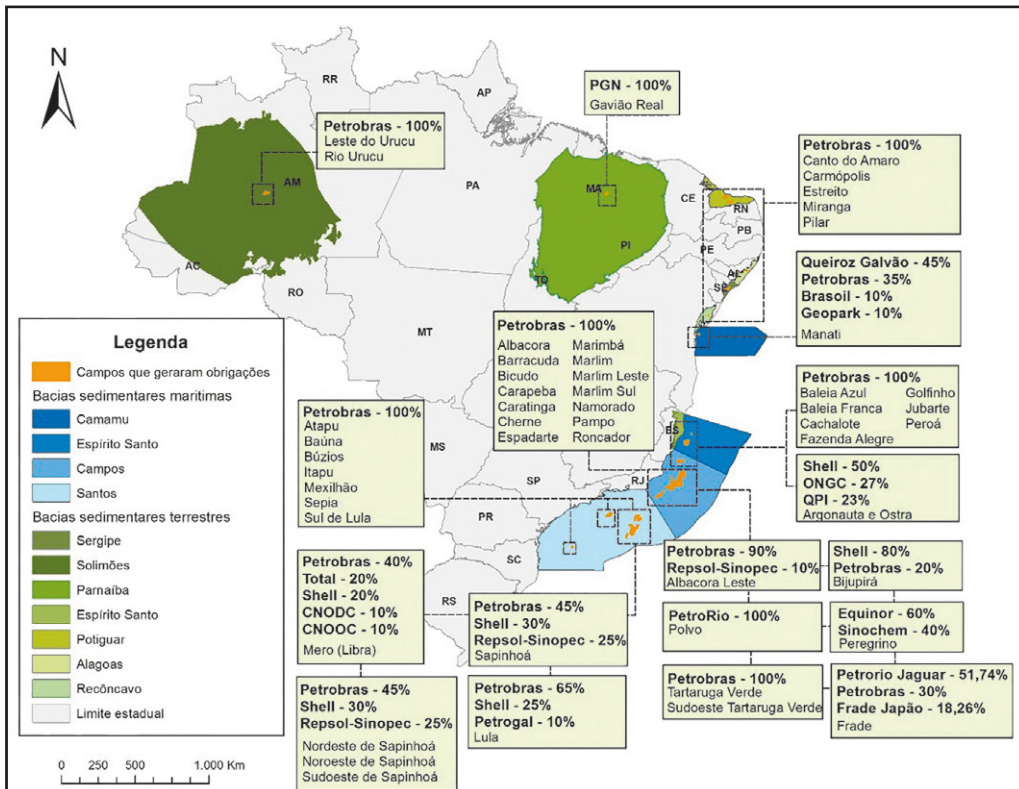
A ANP incluiu uma cláusula dos contratos de concessão e de partilha, que objetiva garantir a destinação de um percentual da receita bruta da produção de um campo de alta produtividade em P&D para fomentar o desenvolvimento científico e tecnológico do setor de petróleo e gás natural, além de outros ligados ao setor de energia¹⁴.

Nos contratos de concessão, a cláusula de PD&I estabelece que os concessionários devem realizar investimentos de 1% (um por cento) da receita bruta da produção dos campos que pagam Participação Especial. Para os contratos de partilha de produção e de cessão onerosa, o valor da obrigação corresponde a, respectivamente, 1% (um por cento) e 0,5% (meio por cento) da receita bruta anual dos campos pertencentes aos blocos detalhados e delimitados nos respectivos contratos. Sendo que cabe à própria ANP analisar, aprovar, acompanhar e fiscalizar a devida aplicação desses recursos (IEL, 2018).

O valor total acumulado para investimentos em PD&I no período de 1998 até o 1º trimestre de 2019 foi de 15,81 bilhões de reais. Desse montante, a Petrobras foi responsável por cerca de R\$ 14,21 bilhões e as demais empresas petrolíferas por R\$ 1,59 bilhões, o que corresponde a 10,1% do total (IEL, 2018). Na figura abaixo estão dispostas a empresas do setor que geraram obrigações em PD&I.

¹⁴ Resolução nº 50/2015. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=310611>.

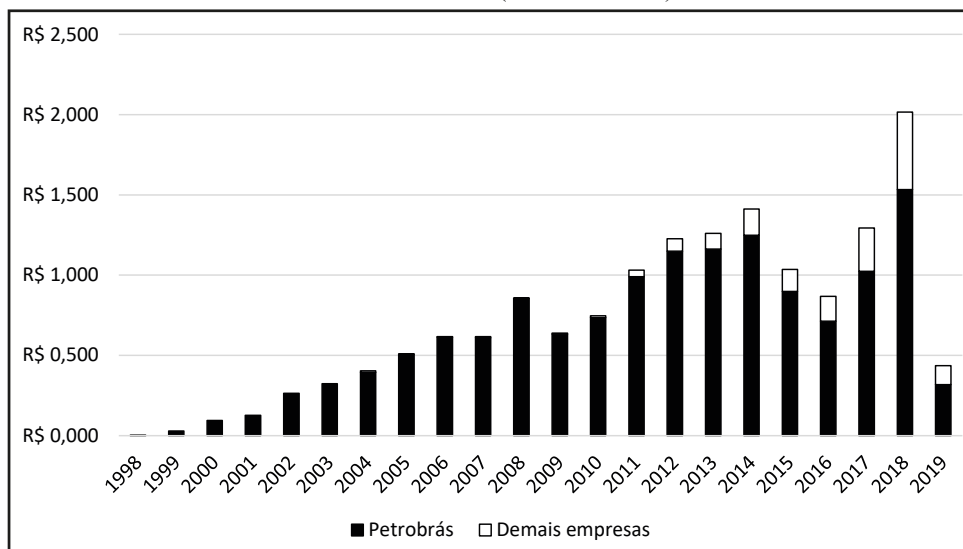
Figura 14 - Participação de empresas petrolíferas nos campos que geraram obrigações em PD&I



Fonte: IEL (2018).

Os investimentos a partir das obrigações geradas apresentam uma forte tendência de crescimento ao longo dos últimos anos, que apesar de ter indicado uma reversão em 2015 e 2016 por conta dos problemas expostos pela Operação Lava Jato, fez com que o volume de recursos em 2018 tenha sido o maior já registrado, sendo que a Petrobras foi responsável por 89,9% do montante total. Para maiores detalhes ver a figura a seguir.

Figura 15 - 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 também está diretamente associado à entrada de novos *players* no setor, a partir da nova lei de concessão do marco regulatório do Setor Petrolífero Brasileiro. A Lei do Petróleo viabilizou o regime de concessão no Brasil, como já foi explorado anteriormente. No entanto, as condições que o país apresentava em termos de reservas de petróleo eram diferentes das encontradas a partir do descobrimento do pré-sal. É importante ressaltar que essas novas proposições estão vinculadas às questões exógenas do modelo, que são as políticas públicas, mais especificamente de políticas de regulação.

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 na época baixa capacidade de financiamento do governo, devido ao contexto de tentativa de controle dos gastos públicos, na esperança de evitar o retorno da inflação.

Com a descoberta do pré-sal, o potencial do Brasil para fornecedor de energia em termos internacionais aumentou expressivamente. Isso exigiu uma readequação do marco regulatório. Em 2010 foi aprovada a Lei nº 12.276 (de cessão onerosa), que possibilitou à Petrobras a realização das atividades de pesquisa e lavra do petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas do

pré-sal, com limite de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo (ZEITUONE, 2016), ressaltando que essa lei também configurou a capitalização da empresa.

Ainda no mesmo ano, foi aprovada a Lei nº 12.351, 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). Assim sendo, atualmente o país possui três tipos de regimes de exploração: concessão, cessão onerosa e partilha de produção. Houve também, sob essa mesma lei, a criação do 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.

O novo marco regulatório do pré-sal também permitiu a criação da “Petro-Sal”, Pré-sal Petróleo S.A. (Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A.) – que, de fato, só ocorreu em 2013 – uma empresa totalmente controlada pelo governo, que tem como função 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, a fim de que os “poderes” dados à Petrobras através do novo marco de 2007 fossem reduzidos. Assim sendo, foram feitas algumas alterações no marco regulatório, que incluem 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 pela Lei nº 13.365/16. Assim diz o artigo 4º, parágrafo 2º dessa lei: “A Petrobras deverá manifestar-se sobre o direito de preferência em cada um dos blocos ofertados, no prazo de até 30 (trinta) dias a partir da comunicação pelo CNPE, apresentando suas justificativas”.

Essa alteração abriu espaço ao capital privado e estrangeiro. Mais recentemente, em junho de 2017, o presidente Michel Temer visitou a Noruega, que anunciou interesse em novos investimentos para o Brasil, afirmando que o país se tornou mais atrativo após a mudança do marco regulatório (PALÁCIO DO PLANALTO, 2017), cujos resultados serão apresentados a partir do elemento Desempenho com os resultados dos leilões para exploração do pré-sal.

O preço do petróleo também é um dos mais representativos componentes da Conduta 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 de Dilma Rousseff.

A partir de controlar e atrasar o repasse dos preços internacionais aos combustíveis no mercado interno permitia ao governo, e influenciar os índices de inflação por meio da gasolina e do diesel – obrigando a Petrobras a vender os produtos a preços abaixo do mercado internacional, foi considerada uma decisão que contribuiu para grandes prejuízos na empresa. Tais decisões geraram fortes críticas ao governo, que era acusado de usar a Petrobras como instrumento de política macroeconômica para controle do nível geral de preços.

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, com o objetivo de reverter o profundo quadro de crise econômica e financeira da empresa, que será avaliado na seção a seguir como elemento do desempenho, tendo como uma de suas principais medidas a alteração na política de preços. Segundo o novo governo, a política de preços passaria a ser guiada pelos interesses da empresa, e as interferências não mais deveriam ocorrer, nem mesmo para atender aos interesses de política econômica¹⁵.

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 nos preços definidos pelo mercado internacional.

Vale destacar que preço do petróleo bruto é definido, basicamente, por dois mercados: o *New-York Mercantile Exchange* (NYMEX) e pelo *Intercontinental Exchange* (ICE -Londres). Essa cotação fundamenta-se sobre o que é chamado “os brutos de referência”, como o WTI¹⁶ (*West Texas Intermediate*), o Brent¹⁷ (Bruto do Mar do Norte) e o *Arabian Light*.

¹⁵ <https://www.valor.com.br/empresas/4581539/pedro-parente-assume-presidencia-da-petrobras-partir-desta-terca>.

¹⁶ O petróleo WTI, ou West Texas Intermediate, é produzido nos Estados Unidos, principalmente no Texas. Ele contém 0,24% de enxofre e, portanto, é mais fácil de refinar do que o Brent. O WTI é cotado no mercado nova-iorquino NYMEX. Contudo, é menos presente no mercado internacional, pois é principalmente vendido nos Estados Unidos ou na América do Norte. Para maiores detalhes, ver: <https://www.estrategia-bolsa.pt/preco-barril-petroleo.html>.

¹⁷ O petróleo Brent é um tipo de petróleo extraído principalmente do Mar do Norte e cotado na Bolsa de Valores de Londres. Contém um percentual bruto de enxofre da ordem de 0,37%, o que torna seu refinamento mais difícil do que o petróleo WTI. Para maiores detalhes, ver: <https://www.estrategia-bolsa.pt/preco-barril-petroleo.html>.

Assim sendo, a partir da nova gestão de Parente, 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 tributos¹⁸. Sendo que a nova prática coincidiu com a elevação dos preços do petróleo no mercado internacional, em junho de 2017¹⁹, conforme mostra a tabela abaixo.

Tabela 2 – 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
Brent	61,67	79,50	111,26	111,67	108,66	98,95	52,39	43,73	54,19	71,31
WTI	61,92	79,45	95,04	94,13	97,99	93,28	48,71	43,34	50,79	65,20
Brasil	50,21	70,97	96,90	102,53	97,91	93,84	47,13	34,21	45,01	64,55
Diferença Brent/Brasil	22,8%	12,0%	14,8%	8,9%	11,0%	5,4%	11,2%	27,9%	20,4%	10,5%
Diferença WTI/Brasil	23,3%	11,9%	-1,9%	-8,2%	0,1%	-0,6%	3,3%	26,7%	12,8%	1,0%
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).

Como se verificou no item 4.5, o setor de gás natural é dividido, basicamente, em três segmentos: produção, transporte e distribuição. No segmento da

¹⁸ Para maiores detalhes ver: <https://www.estrategia-bolsa.pt/preco-barril-petroleo.html>.

¹⁹ Uma das principais consequências dessa nova política, em termos políticos, foi a greve de nove dias dos caminhoneiros deflagrada em maio de 2018. A categoria argumentou que os reajustes constantes e o aumento do preço dos combustíveis implicaram prejuízos cada vez maiores, uma vez os mesmos não estavam sendo repassados para o valor do frete, em função da baixa demanda pelo serviço. Segundo cálculos do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), a nova política de preços da Petrobras fez com que o preço dos combustíveis fosse majorado em 56,5% na refinaria entre julho de 2017 e maio de 2018. A greve dos caminhoneiros trouxe impactos significativos para a economia deste ano, tendo contribuído para o baixo crescimento econômico registrado. Para maiores detalhes, ver: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,perguntas-e-respostas-sobre-a-greve-dos-caminhoneiros,70002319904>

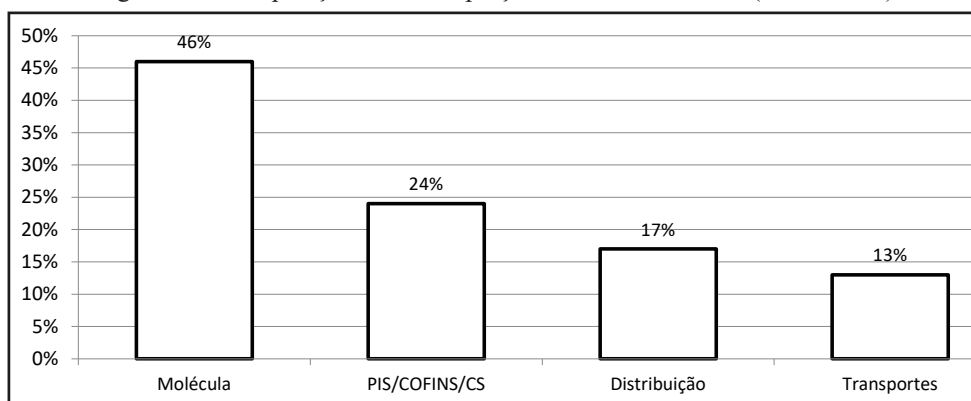
produção, o mercado é considerado competitivo, por conta da promulgação da Lei nº 9.478 de 1997, que introduziu o acesso aos blocos para atividades de exploração e produção por meio de licitações públicas.

Até a presente data já foram realizadas quinze rodadas de licitação sob o regime de concessão, enquanto sob o regime de partilha de produção²⁰ já foram realizadas cinco rodadas de licitação. Em geral as empresas que disputam os blocos o fazem por meio da composição de consórcios, nos quais a Petrobras é minoritária ou nem esteve presente. Com relação aos blocos associados ao pré-sal, o gás natural produzido está vinculado à produção de petróleo. Neste sentido, como não há monopólio na produção de petróleo também não há tal estrutura na produção do gás natural associado.

Em geral, o preço do gás nacional é considerado elevado, o que segundo a EPE (2019) decorre da elevada presença de teores de dióxido de carbono (CO₂), que torna elevado o custo de produção do gás natural, principalmente para campos muito distantes do litoral.

De acordo com a 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 composição de cada um desses termos encontra-se na figura a seguir.

Figura 16 - Composição média do preço ao consumidor final (média 2018)



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

²⁰ De acordo com Lei nº 12.351 de 2010. Maiores detalhes ver: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm.

Como se pode verificar, os preços de referência por estado são considerados bastante competitivos, conforme mostra a tabela a seguir.

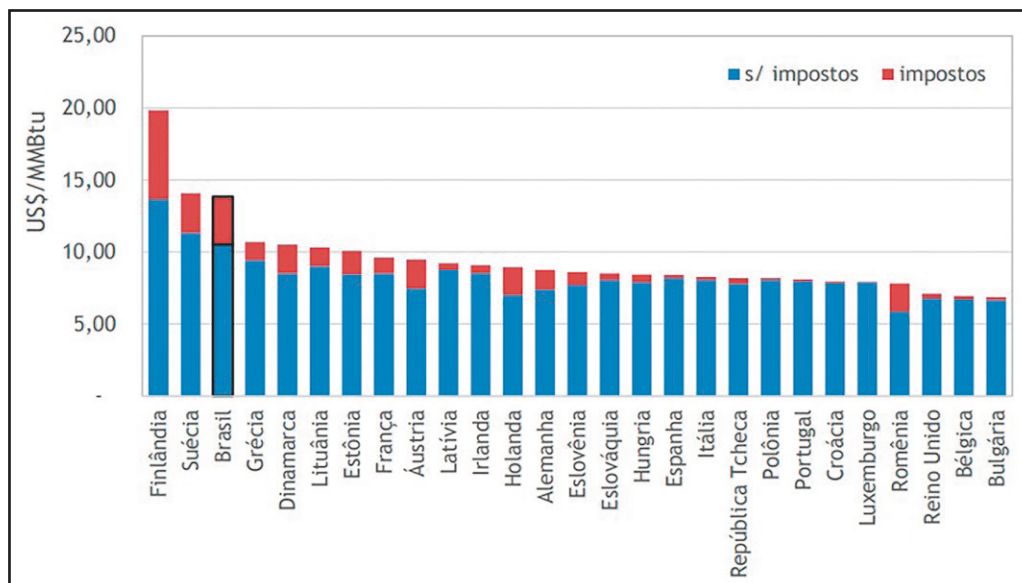
Tabela 3 - Preços médios de referência do gás natural, segundo Unidades da Federação – 2009-2018 - US\$/milhão BTU1

Estados/Ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Brasil	7,03	7,29	7,50	5,85	6,34	5,81	3,89	4,42	4,51	4,90
Alagoas	6,45	6,65	6,48	4,57	5,32	6,14	4,23	3,55	4,43	4,07
Amazonas	9,47	7,72	7,46	5,89	5,61	6,15	3,81	3,68	5,34	5,65
Bahia	5,79	6,09	6,58	5,41	5,65	6,05	4,04	3,60	4,55	4,41
Ceará	6,99	8,22	9,52	7,63	7,94	8,28	4,46	4,07	5,48	6,16
Espírito Santo	7,05	6,12	5,72	4,59	5,60	6,56	3,98	3,71	4,98	5,83
Maranhão	-	-	-	-	3,78	4,49	2,87	2,18	2,87	2,99
Paraná	8,18	-	-	-	5,62	6,11	3,53	2,29	2,70	3,36
Rio de Janeiro	7,20	7,77	8,57	6,67	7,39	7,77	4,15	2,75	3,78	4,20
Rio Grande do Norte	7,13	8,42	8,20	6,57	7,22	6,82	4,69	2,93	3,83	4,13
Sergipe	7,01	7,64	7,80	6,14	6,69	7,34	4,21	2,89	3,93	4,35
São Paulo	7,48	7,89	7,43	4,80	6,12	7,19	3,21	2,02	2,67	2,84

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

Todavia, com a composição dos demais itens que formam o preço final ao consumidor, o preço do gás natural no Brasil se torna um dos mais caros do mundo, sobretudo quando incluídos os impostos, conforme mostra a Figura 16.

Figura 17 - Comparação dos preços de gás natural para o consumidor industrial em



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. Segundo a EPE:

Isto pode se dever ao fato de a infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural destes países encontrar-se amortizada e ter menores custos, dada sua maior maturidade no setor. [...] Os tributos têm grande influência nos preços finais de gás natural, podendo chegar a 30% dos preços finais em alguns países da Europa, e equivalendo a cerca de 24% dos preços de gás natural para consumidores industriais no Brasil (2019, p. 18).

Em 24 de junho de 2019 foram aprovadas, pelo Conselho Nacional de Política Energética (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 Brasil²¹.

Fez parte do referido 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 (ANP) e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

As diretrizes elaboradas pelo comitê estão baseadas em quatro pontos: *i*) Promoção da concorrência; *ii*) Integração do gás natural com os setores elétrico e industrial; *iii*) Harmonização das regulações estaduais e federal; e *iv*) Remoção das barreiras tributárias.

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

Por fim, a presente pesquisa partirá da hipótese de que todo o recente escândalo de corrupção envolvendo a diretoria da Petrobras, grandes empreiteiras, agentes políticos e operadores financeiros compõe 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. Parte-se da hipótese que tal conduta decorre da estrutura concentrada da Petrobras, bem como de

²¹ 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.

sua ligação com o Poder Executivo, que como se sabe é responsável pela indicação da diretoria da empresa, fato associado às negociações políticas com a base dos governos Lula e Dilma, uma vez que a distribuição destes cargos era feita de acordo com as articulações com a base desses governos, bem como dos anteriores que não foram avaliados pela Operação Lava Jato. 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 dá a partir do desempenho que será abordado na próxima subseção.

O escândalo, investigado desde 2014 pela Operação Lava Jato, já condenou vários agentes, inclusive o ex-presidente Lula, 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 esquema²².

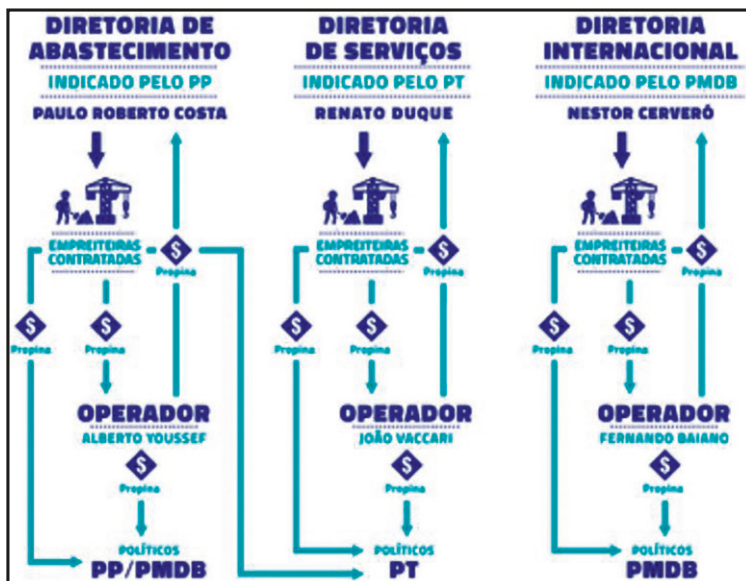
Segundo o MPF, as empreiteiras formaram cartéis que substituíram a concorrência real por uma concorrência aparente, o que permitiu a cobrança de preços, pelos serviços prestados, que eram calculados em reuniões secretas, nas quais se definia quem seriam os ganhadores dos contratos e quais seriam os sobrepreços.

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 aqueles que integravam ou estavam relacionados aos partidos políticos que formavam a base dos governos de então, e eram responsáveis por indicar e manter os diretores da Petrobras, que faziam parte do plano de repartição política²³, que se encontra descrito na Figura 17.

²² Para maiores detalhes ver: <http://www.mpf.mp.br/grandes-casos/caso-lava-jato/entenda-o-caso>.

²³ Para maiores detalhes ver: http://www.mpf.mp.br/grandes-casos/caso-lava-jato/entenda-o-caso/imagens-2/INFOGRAFICO_ESQUEMA_DESVIOS_PETROBRAS_PORTAL.png/view.

Figura 18 - Esquema de Desvio da Petrobras - Operação Lava Jato



Fonte: Ministério Público Federal (MPF).

As consequências do esquema em questão, bem como dos outros elementos de conduta discutidos na presente subseção, serão avaliadas a partir da próxima subseção, como parte dos componentes do elemento Desempenho do modelo ECD.

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 liderança na prospecção de petróleo em águas profundas. Segundo IEL (2018, p. 64):

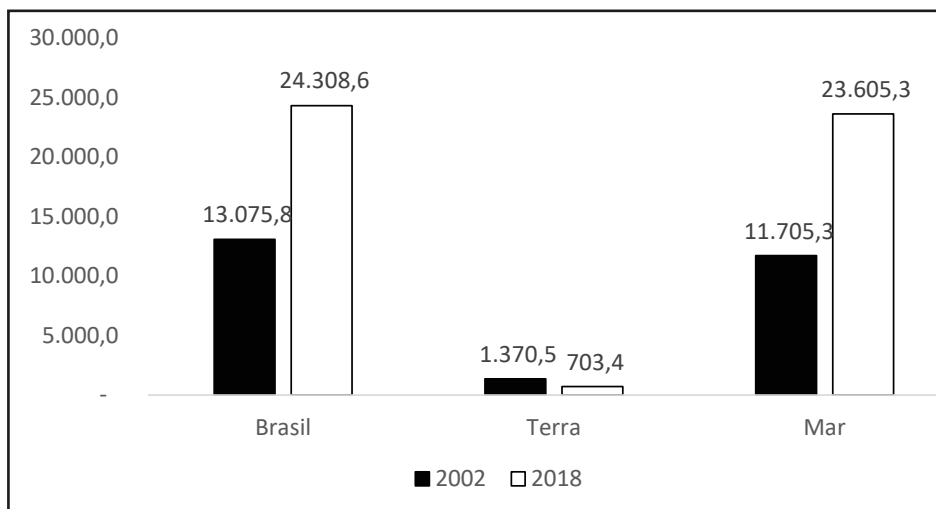
O Brasil conta com as vantagens comparativas de ser a principal zona de produção mundial em águas profundas e as vantagens competitivas acumuladas por décadas de desenvolvimento de soluções tecnológicas específicas para esse tipo de ambiente – especialmente a partir da experiência e do desempenho tecnológico da Petrobras – para alçá-lo à posição de principal referência mundial em exploração, desenvolvimento e produção offshore. A experiência desenvolvida em quatro décadas foi fundamental para o êxito logrado em apenas uma década de desenvolvimento do pré-sal. Entretanto, o conjunto de vantagens e efeitos de encadeamento que tal liderança poderia proporcionar ainda carece de otimização.

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.

Ainda segundo o IEL (2018, p. 68), tais resultados, dentre tantos outros, foram possíveis a partir da política de acumulação de conhecimentos da Petrobras, que podem ser resumidos em três pontos: 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); ampliação de laboratórios e instalações do CENPES; e, políticas de realização de pesquisas colaborativas com instituições científicas, reforçando-se as redes de pesquisa para o desenvolvimento de inovações, além de desenvolvimentos cooperativos com empresas fornecedoras.

Como principal resultado, que expressa o desempenho da produção de petróleo, os avanços tecnológicos permitiram o crescimento de 85,9% das reservas provadas de Petróleo, entre os anos de 2002 e 2018, sendo que desse total as reservas no mar registraram um crescimento de 101,7% para o mesmo período, conforme mostra a Figura 18.

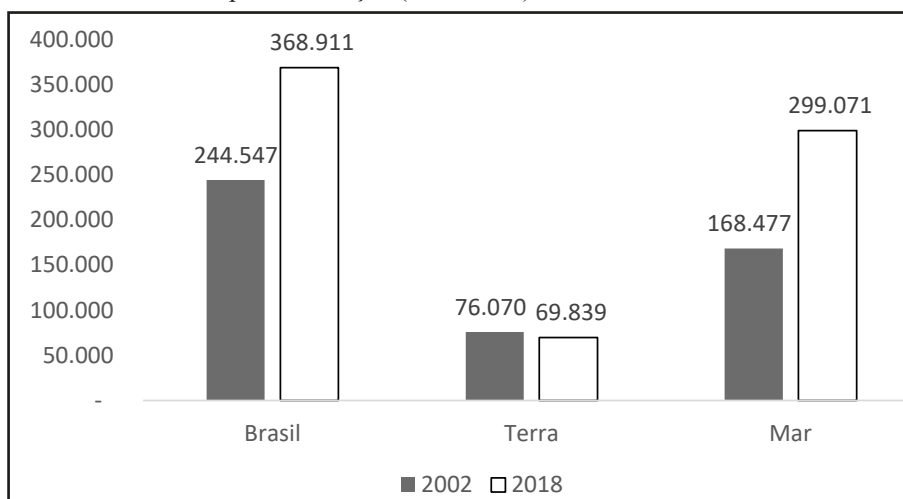
Figura 19 - Reservas totais de petróleo no Brasil em milhões de barris, por localização (terra e mar) – 2002 e 2018



Fonte: Anuários da ANP (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 20 - Reservas totais de gás natural no Brasil em milhões de metros cúbicos, por localização (terra e mar) – 2002 e 2018



Fonte: Anuários da ANP (2018).

Como se destacou anteriormente, a partir de 2015 crescem as pressões para um novo marco regulatório do setor, que implicavam na desobrigação da participação da Petrobras em todos os blocos de exploração do pré-sal, fato que abriu, posteriormente, espaço para os capitais privados e estrangeiros.

De acordo com a ANP, as licitações de partilha correspondem àquelas em que 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). Sendo que o excedente em óleo é a parcela da produção de petróleo e/ou gás natural a ser repartida entre a União e a empresa, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e aos *royalties* devidos.

Diante dessa nova perspectiva regulatória, uma parte expressiva das áreas de exploração do petróleo do pré-sal está sendo leiloada a partir do regime de partilha, cujos resultados se encontram na tabela a seguir.

Tabela 4 - 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
1ª (21/10/2013)	Santos	Libra	Petrobras	10%	41,65%
			Shell Brasil	20%	
			Total E&P Brasil	20%	
		Sul de Gato do Mato	CNPC	10%	11,53%
			CNOOC Petroleum	10%	
			Shell Brasil*	80%	
		Total E&P Brasil	20%		
2ª (27/10/2017)	Santos	Entorno de Sapinhoá	Petrobras*	45%	80%
			Shell Brasil	30%	
			Repsol Sinopec	25%	
		Norte de Carcará	Statoil Brasil*	40%	67,12%
			Petrogal Brasil	20%	
			Exxon Mobil Brasil	40%	
3ª (27/10/2017)	Santos	Peroba	Petrobras*	40%	79,96%
			CNODC Brasil	20%	
			BP Energy	40%	
	Campos	Alto de Cabo Frio Oeste	Shell Brasil*	55%	22,87%
			CNOOC Petroleum	20%	
			QPI Brasil	25%	
		Alto de Cabo Frio Central	Petrobras*	50%	75,80%
			BP Energy	50%	
4ª (07/06/2018)	Santos	Três Marias	Petrobras *	30%	49,95%
			Chevron Brazil	30%	
			Shell Brasil	40%	
		Uirapuru	Petrobras*	30%	75,49%
			Petrogal Brasil	14%	
			Statoil Brasil O&G	28%	
Campos	Dois Irmãos	ExxonMobil Brasil	28%	16,43%	
		Petrobras*	45%		
		Statoil Brasil O&G	25%		
			BP Energy	30%	
5ª (28/09/2018)	Santos	Saturno	Shell Brasil*	50%	70,20%
			Chevron Brasil Óleo	50%	
			ExxonMobil Brasil*	64%	
		Titã	QPI Brasil	36%	23,49%
			BP Energy*	50%	
		Pau-Brasil	Ecopetrol	20%	63,79%
			CNOOC Petroleum	30%	
	Campos	Sudoeste de Tartaruga Verde	Petrobras*	100%	10,01%

Fonte: Anuário Estatístico ANP (2019).

Também existe o chamado regime de concessão, no qual o risco de investir e encontrar (ou não) petróleo ou gás natural é da empresa concessionária, que tem a 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 apresentar a proposta mais vantajosa, de acordo com os critérios previstos no edital, 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 de licitações para concessão de blocos se encontram dispostos na Tabela 5.

Tabela 5 - Principais Resultados das Rodadas de Licitações para Concessão de Blocos, por Rodada – 1999-2018

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

Fonte: Anuário Estatístico ANP (2019).

Analisando quais foram as empresas que adquiriram os lotes do leilão (tabelas acima) é possível afirmar que há elevado interesse com relação ao projeto do pré-sal, e isso indica que quanto maior a concorrência entre essas grandes empresas, maiores poderão ser os ganhos provenientes do pré-sal.

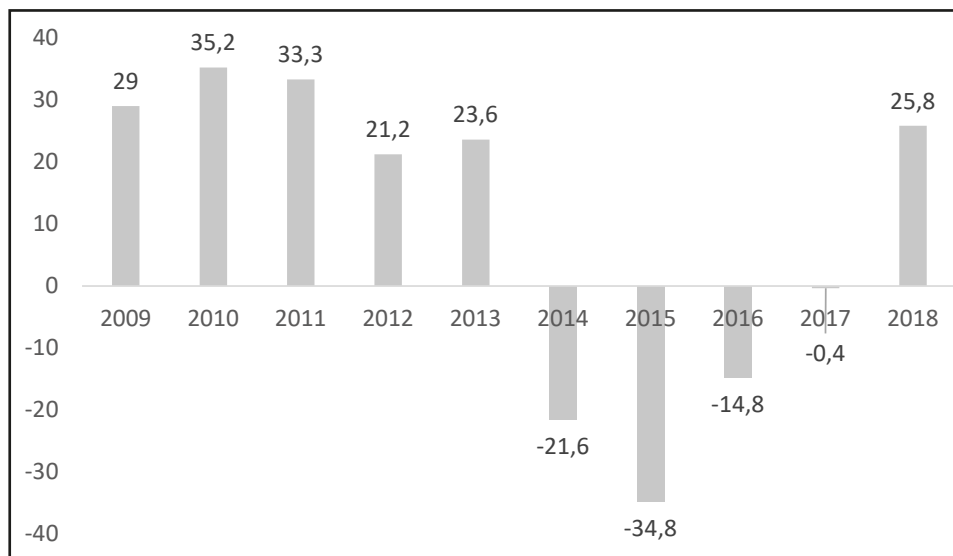
Uma questão que se coloca é quais são as consequências desses interesses das companhias estrangeiras nas áreas do pré-sal. É fato que as parcerias com essas empresas geram mais recursos que podem ser investidos no projeto e no desenvolvimento de novas tecnologias, porém o que já foi conquistado pela Petrobras nos últimos anos em termos de exploração em águas ultra profundas levou a empresa ao topo neste quesito. Dessa forma, além da rentabilidade do pré-sal em razão da elevada quantidade de óleo, ainda desperta interesse nas grandes empresas os avanços tecnológicos nessa área.

Como se sabe, a má gestão e a corrupção da Petrobras prejudicou os resultados atingidos até agora pela exploração do pré-sal. Muitos argumentam que se a empresa tivesse maior influência na exploração do petróleo proveniente do pré-sal, isso traria maiores retornos para o governo, e que o país estaria perdendo com a entrada das empresas estrangeiras no projeto, mas o que se pode observar é que com a imagem prejudicada, a Petrobras não permitiu extrair os resultados esperados do pré-sal em alguns anos, conforme se verá mais adiante.

Com as mudanças no regime, o resultado dos leilões evidencia a viabilidade do pré-sal, como é possível observar nos resultados, licitações com ágios maiores, com conseqüente excedente de óleo para União. A recuperação da credibilidade da Petrobras, perdida em razão dos escândalos de corrupção, poderá permitir à empresa aproveitar melhor o interesse das empresas estrangeiras para consolidar as técnicas de exploração nas águas ultra profundas.

Depois de alcançar o maior lucro da história da Petrobras, em 2010, o que se observou foi a tendência de queda 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 nos anos de 2011 e 2014. Todavia, conforme se avaliou na subseção 5.2, os preços do petróleo despencaram a partir de 2015, condição que só se reverteu no ano de 2018. Na figura abaixo estão dispostos os lucros líquidos da empresa entre 2009 e 2018.

Figura 21 - Lucro Líquido da Petrobras - 2009/2018 - em R\$ bilhões



Fonte: Petrobras (2019).

No entanto, considerando a conduta associada às práticas delituosas discutidas 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 Jato²⁴.

No ano de 2015 a Petrobras registrou o maior prejuízo líquido de sua história, R\$ 34,8 bilhões. Mais uma vez, o ajuste para baixo no valor dos ativos (*impairment*) da companhia explicou tais resultados, sendo que o ajuste foi de R\$33,7 bilhões²⁵. 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 também pesaram nestes resultados. Deve ser destacada, também, a expressiva desvalorização cambial no ano, decorrente da forte crise política e econômica em que se encontrava o país à época.

²⁴ Para maiores detalhes ver: <https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/central-de-resultados/4t14.htm>.

²⁵ Para maiores detalhes ver: <https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding#topo>.

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 somou neste ano R\$20,9 bilhões²⁶.

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 resultados operacionais, mas as 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, fez com que o lucro líquido de R\$7,1 bilhões resultasse no prejuízo citado. Também contribuíram para o resultado neste ano o empenho dos gestores para reduzir a dívida líquida da empresa, no 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 importações²⁷.

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, que aqui expressa o desempenho (do modelo ECD) 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 do resultado histórico 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 não foi maior porque a empresa ainda fez ajustes do seu patrimônio, em função dos acordos fechados a partir da Operação Lava Jato. Outro importante destaque foram os acordos firmados com autoridades dos Estados Unidos para encerrar as investigações no *Department of Justice* e na *Securities and Exchange Commission (SEC)*, o que implicou no

²⁶ Para maiores detalhes ver: <https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding#topo>.

²⁷ Para maiores detalhes ver: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados-1/petrobras-melhora-resultado-em-2017.htm>.

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 renováveis²⁸.

Diante dos componentes de conduta e estrutura do modelo ECD discutidos pela presente pesquisa, esses foram os principais resultados que expressam o desempenho da Petrobras, que expressa a maior parte do setor, com destaque para a nova política de leilões do pré-sal previstas, já realizadas em 2018, conforme apontou a subseção anterior, e aquelas que estão previstas a partir de 2019.

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Considerando que o objetivo do artigo é realizar uma análise setorial da atividade de petróleo e gás do Brasil. Para tanto, a 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 em 2005, cuja exploração se iniciou em 2012. Neste contexto, outra importante questão a ser destacada foi a mudança no marco regulatório do setor, que passou a permitir a exploração da atividade de extração e produção de petróleo por empresas privadas e estrangeiras, lembrando a relação direta de políticas públicas (regulatórias) com todos os componentes do ECD.

Tais mudanças são mais expressivas a partir de 1997, quando 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, extinguindo o monopólio estatal do petróleo. Essa lei também instituiu a Agência Nacional do Petróleo (ANP, que depois se transformaria na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) como agência reguladora do setor, e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que coordena os programas de energia e as políticas específicas a cada região do Brasil.

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

²⁸ Para maiores detalhes ver: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/registramos-lucro-liquido-de-r-25-8-bilhoes-em-2018.htm>.

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 repassar para o setor privado todas as etapas da cadeia.

Em termos de estrutura, o grau de concentração para os dois produtos no ano de 2018 foi bastante elevado, fato que ainda se explica pelo predomínio da Petrobras, cuja participação do setor petróleo foi de 73,5%, seguida pela Shell, que concentrou 12,6% da exploração/produção de petróleo em território nacional. Na produção de gás natural a Petrobras concentrou 73,4% da oferta total do total no mesmo período (2018), sendo seguida, novamente, pela Shell que ficou com 11,6%.

Partindo dos mesmos atributos utilizados para calcular a razão de concentração foi calculado o IHH, cujos resultados obtidos foram os seguintes: para o petróleo o IHH=5.592 e para o gás o IHH=5.561, os que são considerados muito concentrados, fato que também se explica pela participação da Petrobras.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVEAL, C. **Os Desbravadores: a Petrobrás e a construção do Brasil industrial**. Rio de Janeiro: Relume Dumará/ANPOCS, 1994.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Rio de Janeiro: ANP, 2016. Disponível em: goo.gl/mfBSre. Acesso em: 31 maio 2019.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Número 78 – Fevereiro de 2017. Disponível em: http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim_de_fevereiro-2017.pdf. Acesso em: 18 out. 2018.

BARBI, F. C.; SILVA, A. L. P. O petróleo do pré-sal: os desafios e as possibilidades de uma nova política industrial no Brasil. **Pesquisa & Debate**, São Paulo, v. 19, n. 2 (34), p. 255-271. 2008.

BOVESPA. Petróleo Brasileiro S.A. Petrobras – Relatórios Financeiros. 2018. Disponível em: <http://bvmf.bmfbovespa.com.br/cias-listadas/empresas-listadas/>

ResumoEmpresaPrincipal.aspx?codigoCvm=9512&idioma=pt-br. Acesso em: 23 maio 2019.

BOVESPA. Plano Estratégico Petrobras 2020 e Plano de Negócios 2008-2012. 2007. Disponível em: <http://siteempresas.bovespa.com.br/consbov/Arquivo-sExibe.asp?site=&protocolo=132681>. Acesso em: 01 mar. 2019.

BP – British Petroleum. BP Statistical Review of World Energy. 64. ed. Londres: BP, 2015. Disponível em: <http://biomasspower.gov.in/document/Reports/BP%20statistical%20review-2015.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2019.

BP – British Petroleum. BP Statistical Review of World Energy. 66. ed. Londres: BP, 2017. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2018.

BRASIL. Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998. Brasília, DF. Jan. 1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2455.htm. Acesso em: 18 out. 2018.

BRASIL. Lei nº 12.365, de 29 de novembro de 2016. Brasília, DF, nov. 2016. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13365.htm#art1. Acesso em: 28 set. 2018.

CANO, W. Crise e industrialização no Brasil entre 1929 e 1954: a reconstrução do Estado Nacional e a política nacional de desenvolvimento. **Revista de Economia Política**, São Paulo, v. 35, n. 3, p. 444-460. Jul./Set. 2015.

CASTRO, A. C. Produção *Offshore* na Bacia de Campos (RJ): a perspectiva da Psicologia do Trabalho. **Gestão & Produção**, São Carlos, v. 20, n. 4, p. 833-846. Nov. 2013.

Banco Central do Brasil. **Censo do Capital Estrangeiro.** Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/rex/censoCE/port/censo.asp?idpai=cambio>.

COSTA, A. R.; LOPES, F. D. Petróleo de empresas estrangeiras e consórcios em leilões de blocos exploratórios de petróleo e gás no Brasil. **Revista de Administração Contemporânea**, Curitiba, v. 14, n. 5, p. 798-817. Set./Out. 2010.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Resultados da 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha da Produção. Rio de Janeiro, Novembro de 2017. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/Noticias-2017-11-06/Informe%20sobre%20Leil%C3%A3o%20de%20Partilha_v7-jm.pdf. Acesso em: 24 abr. 2018.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. PINTEC: Pesquisa de Inovação. 2014. Disponível em: www.pintec.ibge.gov.br.

IEL - Instituto Euvaldo Lodi Projeto Indústria 2027 - Riscos e oportunidades para o Brasil diante de inovações disruptivas - Estudo de Sistema Produtivo Petróleo e Gás. Disponível em: http://www.ie.ufrj.br/images/nota_tecnica_-_petroleo_e_gas_0588b.pdf. 2018. Acesso em: 23 maio 2019.

INVESTIDOR PETROBRAS. Resultados Financeiros. Holding. 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 e 2018. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>. Acesso em: 23 maio 2019.

KIMURA, R. M. Indústria Brasileira de Petróleo: uma análise da cadeia de valor agregado. 2005. Monografia de Bacharelado – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Disponível em: goo.gl/oqHQSf. Acesso em: 31 maio 2018.

LAFIS Consultoria. Novo Relatório Setorial: Petróleo – Produção e Refino. Dezembro de 2016.

LUCCHESI, C. F. Petróleo. Estudos Avançados, São Paulo, v. 12, n. 33, p. 17-40. Mai./Ago. 1998.

MME – Ministério de Minas e Energia. Boletim de exploração e produção de petróleo e gás natural. Outubro de 2019.

MME – Ministério de Minas e Energia. Relatório semestral de atividades relacionadas aos contratos de partilha de produção para exploração e produção de petróleo e gás natural. 2014. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Relat%C3%B3rio+Semestral+de+Atividades+MME+n2.pdf/aa9ebe8f-3077-4899-9fc2-0e12a83aad12>. Acesso em: 23 abr. 2019.

MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção *offshore***. Brasília: IPEA, 2013. Disponível em: http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/livros/livro_petrobras_aguas_profundas.pdf. Acesso em: 05 jun. 2018.

Nunes, C. S., 1980. Petrobrás: do monopólio aos contratos de risco. **Revista de Administração de Empresas**, São Paulo, v. 20, n. 2, p.74-77.

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo. Annual Statistical Bulletin. Disponível em: http://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm. Acesso em: 02 jun. 2018.

Palácio do Planalto. Com o marco regulatório do pré-sal, Noruega se prepara para mais investimentos no Brasil. Notícia. 22 de junho de 2017. Disponível em: <http://www2.planalto.gov.br/acompanhe-planalto/noticias/2017/06/com-marco-regulatorio-do-pre-sal-noruega-se-prepara-para-mais-investimentos-no-brasil>. Acesso em: 28 set. 2018.

PETROBRAS. Pré-sal. 2017. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br>. Acesso em: 08 jun. 2018.

PINTO JR., H. Q. A crise no mundo árabe e o preço do petróleo. **Boletim Infopetro**, n. 1, ano 11, p. 25-26. Mar./Abr. 2011.

PINTO JR., H. Q. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. 2. ed. Rio de Janeiro. Elsevier, 2016.

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. **A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil**. In: GIAMBIAGI, F.; MOREIRA, M. M. (Org). A economia brasileira nos anos 90. 1. ed. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 1999. p. 217-260.

PONZONI, L. K. **Capacitação tecnológica e inovação na indústria de refino de petróleo no Brasil: o caso Petrobras**. 2009. Dissertação de Mestrado – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Disponível em: http://www.ie.ufrj.br/images/pesquisa/publicacoes/dissertacoes/2009/capacitacao_tecnologica_e_inovacao_na_industria_de_refino_de_petroleo_no_brasil_o_caso_petrobras.pdf. Acesso em: 31 maio 2018.

RACY, Jose Caio; CAVARZAN, Gustavo Machado. II PND: as peculiaridades da estratégia brasileira durante a crise internacional dos anos 70. **Revista de Economia Mackenzie**, v. 8, n. 3, 2010.

SCARANO, Paulo Rogério; MURAMATSU, Roberta; FRANCISCHINI, Andresa Silva Neto. “Modelo Estrutura-Conduto-Desempenho como Esquema Analítico de Análises Setoriais”, p. 13-24. *In: Estudos Econômicos Setoriais: Máquinas e Equipamentos, Ferrovias, Têxtil e Calçados*. São Paulo: Blucher, 2019. DOI 10.5151/9788580394047-01.

WILLIAMSON, J.; KUCZYNSKI, P. P. **Depois do Consenso de Washington**: Retomando o crescimento e a reforma na América Latina. São Paulo: Saraiva, 2004.

ZEITUONE, I. **Petróleo e gás no Brasil: regulação da exploração e da produção**. Rio de Janeiro: Forense, 2016.

