



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
FACULDADE DE ECONOMIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

ITALO XESTERES SILVA ALMEIDA

**CAMPOS MARGINAIS E NOVAS FRONTEIRAS *ONSHORE* DE PETRÓLEO
E GÁS NATURAL: BREVE ANÁLISE DO CENÁRIO ATUAL E DE
OPORTUNIDADES PARA PRODUTORES INDEPENDENTES, VIA
PROGRAMA REATE**

SALVADOR

2018

ITALO XESTERES SILVA ALMEIDA

**CAMPOS MARGINAIS E NOVAS FRONTEIRAS *ONSHORE* DE PETRÓLEO
E GÁS NATURAL: BREVE ANÁLISE DO CENÁRIO ATUAL E DE
OPORTUNIDADES PARA PRODUTORES INDEPENDENTES, VIA
PROGRAMA REATE**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Bahia requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel Ciências Econômicas.

Área de concentração: Organização Industrial

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Bispo de Jesus Júnior

SALVADOR

2018

Ficha catalográfica elaborada por Valdineia Veloso Conceição CRB5-1092

A447	<p>Almeida, Italo Xesteres Silva</p> <p>Campos marginais e novas fronteiras onshore de petróleo e gás natural: breve análise do cenário atual e de oportunidades para produtores independentes, via programa REATE / Italo Xesteres Silva Almeida. - Salvador: 2018</p> <p>82p. il. fig. tab.</p> <p>Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Economia) - Faculdade de Economia, Universidade Federal da Bahia, 2018.</p> <p>Orientador: : Prof. Dr. Leonardo Bispo de Jesus Júnior</p> <p>1.Organização industrial 2. Programa REATE 3. Petróleo e gás I. Jesus Júnior, Leonardo Bispo de II. Título III. Universidade Federal da Bahia</p> <p>CDD 338.4</p>
------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

ITALO XESTERES SILVA ALMEIDA

**CAMPOS MARGINAIS E NOVAS FRONTEIRAS ONSHORE DE PETRÓLEO
E GÁS NATURAL: BREVE ANÁLISE DO CENÁRIO ATUAL E DE
OPORTUNIDADES PARA PRODUTORES INDEPENDENTES, VIA
PROGRAMA REATE**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal da Bahia, como requisito parcial para a obtenção do grau de bacharel em Ciências Econômicas.

Aprovado em ____ de _____ de 2018.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Hamilton de Moura Ferreira Júnior
Universidade Federal da Bahia - UFBA

Prof. Me. Ihering Guedes Alcoforado de Carvalho
Universidade Federal da Bahia - UFBA

Prof. Dr. Leonardo Bispo de Jesus Júnior
Universidade Federal da Bahia - UFBA

AGRADECIMENTOS

Antes de tudo, agradeço à minha família pelo seu incondicional apoio em todos os momentos da minha trajetória, minha mãe Lindalva, meu pai João, meus irmãos Ícaro e Yuri e o meu nenenzinho lindo (ou rapaz, segundo ele) Pedro, saibam que sem vocês nada disso seria possível.

Agradeço imensamente à Faculdade de Economia da UFBA, pelos bons e maus momentos que me ensinaram a celebrar cada vitória conquistada e a amadurecer com cada derrota. Aos meus professores que, em sua totalidade, dispõem de um conhecimento impressionante que - espero não ser arrogância afirmar - formaram, formam e, certamente, formarão economistas formidáveis para a sociedade brasileira.

Agradeço aos meus amigos e amigas que compartilharam essa trajetória comigo e que, mesmo após tal trajetória findar-se, continuarão ao meu lado, compartilhando momentos de tristeza e de alegria, mais do segundo, assim espero.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Leonardo, por compartilhar seu extraordinário conhecimento, assim como, por utilizar de sua (sobrenatural) paciência para me ajudar com cada detalhe da elaboração desse trabalho. O meu muito obrigado, também, vai para João e Fabrício, do colegiado de Economia, o apoio de vocês em toda minha trajetória acadêmica foi inestimável.

Agradeço aos meus colegas de trabalho Bodéa e Thiana que, por mais curioso que pareça, me ensinaram a aplicar técnicas e ferramentas que foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho, assim como, obrigado por terem se tornado dois ótimos modelos de profissionais para mim.

Por fim, um agradecimento muito especial para Gislane, uma mulher encantadora, que outrora eu chamava de minha colega de estudos da biblioteca, mas, que hoje - e espero que até meus últimos dias - chamo de meu amor.

A todos e todas vocês os meus mais sinceros e cordiais agradecimentos, vocês são sensacionais.

RESUMO

Este trabalho irá procurar analisar as oportunidades de investimento, viabilizadas aos produtores de independentes da indústria de P&G, por meio do programa governamental de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE). Analisando a composição da indústria *onshore* de P&G, no Brasil, com o exame dos dados da E&P terrestre, bem como, das políticas industriais aplicadas a esse setor ao longo dos anos, esta pesquisa observará as características que nortearam a implementação do REATE, analisando, posteriormente, a estrutura do mesmo, buscando as oportunidades de investimentos, aos produtores independentes, por meio de sua implantação. Os resultados da pesquisa permitiram observar que é plausível a implementação de um programa que vise promover a revitalização da E&P do segmento *onshore*. Contudo, também foi observado, que o REATE, até então, não foi capaz de apresentar relevantes transformações na indústria que o mesmo se propões a atuar.

Palavras chave: Exploração e Produção *onshore*. Produtores Independentes. Programa REATE.

ABSTRACT

This work will seek to analyze the investment opportunities, made possible to independent producers of the P & G industry, through the government program for the Revitalization of Oil and Natural Gas Exploration and Production in Terrestrial Areas (REATE). Analyzing the composition of the onshore P & G industry in Brazil, with the analysis of terrestrial E & P data, as well as the industrial policies applied to this sector over the years, this research will observe the characteristics that guided the implementation of REATE, later, the structure of the same, seeking the opportunities of investments, to the independent producers, through its implantation. The research results showed that it is plausible to implement a program aimed at promoting the revitalization of the E & P segment of the onshore segment. However, it was also observed that REATE, until then, was not able to present relevant transformations in the industry that it proposes to act.

Keywords: Onshore Exploration and Production. Independent Producers. REATE Program.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 01: Exportações brasileiras de minerais (1996 – 2016)	16
Gráfico 02: Exportações brasileiras de minerais (1996 – 2016)	16
Gráfico 03: Composição de matriz energética brasileira (1996 - 2017)	17
Gráfico 04: Produção brasileira de Gás natural (2000 - 2017)	18
Gráfico 05: Produção Gás natural no Brasil (01/2018 - 10/2018)	19
Gráfico 06: Produção brasileira de Petróleo (2000 - 2017)	20
Gráfico 07: Produção de petróleo no Brasil (01/2018 - 10/2018)	20
Gráfico 08: Blocos Exploratórios de P&G terrestres ofertados nas licitações ANP	23
Gráfico 09: Acumulações Marginais de P&G ofertadas nas licitações ANP	24
Gráfico 10: Blocos exploratórios <i>onshore</i> ofertados nas licitações ANP por bacia	25
Gráfico 11: Acumulações marginais ofertadas nos leilões ANP por cada estado	25
Gráfico 12: Produção <i>onshore</i> de gás natural por estado brasileiro (2000-2017)	26
Gráfico 13: Produção <i>onshore</i> de gás natural nos estados de Alagoas (AL), Amazonas (AM), Bahia (BA) e Maranhão (MA) (2000-2017)	27
Gráfico 14: Produção <i>onshore</i> de petróleo por estado brasileiro (2000-2017)	28
Gráfico 15: Produção <i>onshore</i> de Petróleo nos estados do Amazonas (AM), Bahia (BA) Rio Grande do Norte (RN) e Sergipe (SE) (2000-2017)	29
Gráfico 16: Empresas ofertantes nacionais (brasileiras) e estrangeiras nas licitações de blocos exploratórios (1ª à 15ª rodada)	31
Gráfico 17: Empresas vencedoras nacionais (brasileiras) e estrangeiras nas licitações de blocos exploratórios (1ª à 15ª rodada)	32
Gráfico 18: Efetividade das ofertas de empresas nacionais e empresas estrangeiras no arremate das licitações de blocos exploratórios da ANP (1ª à 15ª rodada) (%)	33
Quadro 01: Blocos exploratórios arrematados pelo Petroreconcavo S/A	36
Quadro 02: Acumulações Marginais arrematadas pela Imetame Energia Ltda	37
Quadro 03: Blocos exploratórios arrematados pela Imetame Energia Ltda	38
Gráfico 19: Curva hipotética de produção <i>onshore</i> do petróleo	50
Quadro 04: Composição química do gás natural	53

Gráfico 20: <i>Atratividade</i> dos Blocos Exploratórios nas rodadas de licitações ANP	55
Gráfico 21: <i>Atratividade</i> das Acumulações Marginais nas rodadas de licitações ANP	56
Gráfico 22: <i>Atratividade</i> das Partilhas do Pré-sal nas rodadas de licitações ANP	56
Gráfico 23: <i>Atratividade</i> dos Blocos Exploratórios <i>onshore</i> nas rodadas de licitações ANP	57
Quadro 05: Resultados Esperados da área de Políticas Governamentais do REATE	61
Quadro 06: Resultados Esperados da área de Regulação do REATE	63
Quadro 07: Resultados Esperados da área de Infraestrutura e Comercialização do REATE	65
Quadro 08: Método de classificação das demandas setoriais e dos resultados esperados do REATE	67
Quadro 09: Demandas setoriais x resultados esperados: Políticas Governamentais	68
Quadro 10: Demandas setoriais x resultados esperados: Regulação	69
Quadro 11: Demandas setoriais x resultados esperados: Infraestrutura e Comercialização	70
Mapa 01: Polos exploratórios <i>onshore</i> da Bacia do Recôncavo	72
Quadro 12: Ações Prioritárias da área de Políticas Governamentais do REATE	79
Quadro 13: Ações Prioritárias da área de Regulação do REATE	80
Quadro 14: Ações Prioritárias da área de Infraestrutura e Comercialização do REATE	81
Figura 02: Áreas abarcadas no projeto de ofertas permanentes	82

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
2	INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL	15
2.1	EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO: ANÁLISE DO CENÁRIO <i>ONSHORE</i>	15
2.1.1	Panorama da indústria <i>onshore</i> e <i>offshore</i> no Brasil	15
2.1.2	Exploração e Produção <i>onshore</i> de P&G	21
2.1.2.1	Exploração <i>onshore</i> de P&G	21
2.1.2.2	Produção <i>onshore</i> de P&G	26
2.2	PRODUTORES INDEPENDENTES	30
2.2.1	Os produtores independentes na indústria brasileira	31
2.2.2	O caso da Petroreconcavo S/A e da Imetame Energia Ltda	35
3	POLÍTICAS INDUSTRIAIS DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS	40
3.1	POLÍTICA INDUSTRIAL BRASILEIRA	40
3.2	POLÍTICAS INDUSTRIAIS NO SETOR DE P&G NO BRASIL	44
4	PROGRAMA REATE	48
4.1	DEMANDAS SETORIAIS	49
4.2	RESULTADOS ESPERADOS	60
5	OPORTUNIDADES DOS PRODUTORES INDEPENDENTES	66
5.1	REATE: DEMANDAS SETORIAIS X RESULTADOS ESPERADOS	66
5.2	CENÁRIO ATUAL E OPORTUNIDADES VIA REATE	71
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	74
	REFERÊNCIAS	75
	APÊNDICES	79
	ANEXOS	82

1 INTRODUÇÃO

De acordo com dados do *The Observatory of Economic Complexity* do *Massachusetts Institute of Technology* (OEC - MIT), em 2016, o Brasil foi responsável por cerca de 1,6% de toda a exportação de petróleo cru do planeta. Tal parcela equivaleu à expressiva quantia de 9,55 bilhões de dólares, ao passo que a importação do mesmo produto representou 0,46% de toda a importação mundial, com o valor de 2,58 bilhões de dólares. Ainda de acordo com o mesmo órgão, o Brasil exportou, no mesmo ano de análise, o equivalente a 122 milhões de dólares em gás natural, a parcela de 0,058% de todas as exportações realizadas deste produto no planeta, da mesma forma, o país importou 2,56 bilhões de dólares do mesmo produto, o equivalente a 1,2% de todas as importações realizadas no mundo.

Internamente, ainda com base nos dados obtidos pelo OEC-MIT, o petróleo cru representou cerca de 5% de todas as exportações realizadas pelo país em 2016, sendo a China, os Estados Unidos e o Chile os maiores compradores deste produto no Brasil, com 42%, 16% e 14%, respectivamente. Em contraponto, o mesmo produto representou, em 2016, 1,8% de todas as importações realizadas pelo país, sendo a Nigéria, a Arábia Saudita e a Argélia os maiores vendedores, com 34%, 30% e 19%, respectivamente. Ainda no mesmo ano, também foi observado que o gás natural representou cerca de 0,064% de todas as exportações realizadas pelo país, tendo como principais destinos a Argentina, a Índia e o México, responsáveis por 57%, 19% e 17%, respectivamente. Pela outra perspectiva, o gás natural representou 1,8% de todas as importações realizadas pelo Brasil, sendo a Bolívia, os Estados Unidos e a Nigéria os maiores pontos de origem, com 51%, 19% e 9,9%, respectivamente.

Segundo dados do boletim de produção da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), em 2017, a produção média de petróleo e gás natural (P&G) no país fragmentava-se em 92% no segmento *offshore*, ou marítimo, (sendo 48% no pré-sal e 44% no *offshore* convencional, ou pós-sal) e 8% no segmento *onshore*, ou terrestre. Dos cerca de 2,65 milhões de barris de petróleo produzidos por dia, 2,5 milhões de barris/dia (ou 95% da produção nacional) foram produzidos no segmento *offshore* e cerca de 130 mil barris/dia (ou 5% da produção) produzidos no segmento *onshore*. Ao passo que, dos 114 milhões de metros cúbicos (m³) de gás natural produzidos diariamente, na apuração do mesmo boletim, cerca de 92 milhões de m³ por dia (ou cerca de 81% de toda produção) foram produzidos no segmento *offshore*, enquanto cerca de 22 milhões de m³ diários (ou 19% da produção) foram produzidos no segmento *onshore*.

Tais dados demonstram duas características extremamente importantes e que fundamentarão as análises da presente investigação: a representatividade do segmento de P&G no país e a disparidade existente entre os setores *onshore* e *offshore* na produção nacional. Contudo, uma análise acerca da indústria de P&G no país não se resume ao mapeamento de dados quantitativos, tão pouco a um mapeamento fundamentado em um mero corte temporal, tal análise abarca questões de natureza quantitativa, mas, também, qualitativa embasadas numa construção histórica, que não serão esgotadas nessa investigação, mas que, também, não serão deixadas de lado.

Ao se debruçar no desenvolvimento do setor de P&G no Brasil, torna-se necessário se atentar a determinados marcos extremamente importantes que definem a configuração do setor nos dias atuais. Tais marcos, como não poderia deixar de ser, vêm desde a descoberta de petróleo no bairro do Lobato, em Salvador, na década de 1940, até a redefinição da política de investimentos adotada pela Petrobras no bojo da produção terrestre.

Ainda que a observação de fatores econômicos e sociais para a compreensão do contexto atual do setor de P&G, sejam determinantes, tal análise só pode ser compreendida como um todo com a observação de aspectos políticos e jurídicos que, assim como os anteriores, determinam de forma vital a configuração atual do segmento.

Em 6 de agosto de 1997 foi promulgada a lei Nº 9.478, na qual foram determinados importantes marcos para a indústria de produção e exploração de petróleo e gás natural no país. Tal lei foi responsável pela criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) – que posteriormente se tornou Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis -, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), assim como determinou o

fim do monopólio da Petrobras nas atividades de pesquisa, exploração, produção e refino de petróleo/gás natural. Essas atividades continuaram a ser monopólio da União, mas passaram a poder ser exercidas por outras empresas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção. (ANP, 2017).

Esta lei permitiu, através de rodadas de licitação promovidas pela ANP, que outras instituições, além da Petrobras, produzissem petróleo e gás natural em território brasileiro. Nas rodadas iniciais de licitação, como observado por Rodrigues (2007), houve uma clara e majoritária adesão de instituições de grande porte nos campos arrematados. Tal fator se deu, sobretudo, devido à elevada complexidade demandada na extração de P&G dos grandes blocos *offshore* ofertados que, naturalmente, não eram compatíveis com a realidade das instituições de médio e pequeno porte. No entanto, ainda de acordo com Rodrigues (2007), tal configuração se manteve

apenas até a 5ª rodada de licitação pois, seguindo o fluxo natural, as empresas arrematadoras das rodadas iniciais passaram a concentrar suas atividades produtivas na extração dos campos arrematados.

Agregado a este fator e se pautando no exposto do Art. 65 da Lei nº 12.351, de 2010, o qual determina que "o Poder Executivo estabelecerá política e medidas específicas visando o aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.", as rodadas de licitação decorrentes passaram a privilegiar a oferta de blocos *onshore* em áreas cujas características demonstravam o claro interesse da ANP em atrair pequenas e médias empresas para as rodadas de licitação. Tais características eram observadas devido ao fato de a oferta de acumulações marginais serem capazes de reduzir significativamente as barreiras de entrada de novas firmas, dada a redução do capital inicial a ser investido, bem como, devido à reduzida margem de retorno nas áreas a serem arrematadas, tornando os campos ofertados pouco ou nada atrativos às instituições de grande porte. Tais fatores viabilizaram a entrada de produtores independentes.

Com a entrada de produtores independentes no segmento, os quais, como observado por Almeida e Rodrigues (2006), são classificados como produtores que não possuem integração, em outras palavras, não atuam no refino ou mesmo na distribuição de petróleo, tendo suas receitas oriundas da extração de poços; a indústria brasileira de petróleo adquiriu uma nova formatação, contudo esta expôs cada vez mais a ausência de competitividade da indústria *onshore* nacional, bem como, a importância da atuação do Estado desta indústria no Brasil.

Em tal contexto, o Ministério de Minas e Energia promoveu a elaboração do programa de revitalização das áreas terrestres localizadas nos estados produtores de petróleo e gás natural no país. Nomeado de "REATE", o programa, fundamentado na análise das demandas setoriais, visa promover o aumento e a reestruturação da produção de P&G no setor *onshore* do país, por meio da implementação de medidas de incentivo à produção com atuação focal em três macro áreas: políticas governamentais, regulação e infraestrutura e comercialização.

Tal programa, consiste numa das mais recentes políticas de desenvolvimento da indústria nacional de P&G. Como tal, esta política procura oferecer oportunidades às instituições abarcadas neste setor, promovendo, inclusive, a possibilidade de aumento na produção realizada pelos produtores independentes.

Pautando-se nesses aspectos, o presente trabalho irá procurar analisar o contexto da produção de P&G no Brasil, focando a análise no setor terrestre, assim como, analisando este segmento

sob a perspectiva dos produtores independentes. Examinando a estrutura do programa REATE, e de outras políticas setoriais aplicadas à indústria brasileira ao longo dos anos, pretende-se, dessa forma, observar as oportunidades geradas aos produtores independentes por meio da implementação do programa REATE.

Além desta introdução, este trabalho se estrutura em mais cinco outras seções, são elas: a Indústria de P&G no Brasil, que irá examinar a formatação de setor de P&G no país, buscando, inclusive, observar se há, de fato, a necessidade de revitalização das áreas terrestres, pela perspectiva da indústria local e dos Produtores Independentes; seguida de Políticas Públicas da Indústria de P&G, que fará um investigação acerca das políticas já aplicadas na indústria brasileira de P&G, observando os formatos que as políticas implementadas nesse setor adquiriram ao longo do tempo; posteriormente, na seção Programa Reate, será realizada uma análise acerca da composição do programa, explorando quais demandas esse procura atender e quais são os resultados esperados com a implantação do mesmo; logo depois, a seção Oportunidades dos Produtores Independentes fará a verificação do atendimento das demandas setoriais, com a implantação do programa, visando, posteriormente, observar as possíveis oportunidades de serem exploradas pelos Produtores Independentes, com o REATE; ao final, as Considerações Finais irão analisar as conclusões possibilitadas pelo trabalho, realizando, inclusive, uma autocrítica referente as limitações do mesmo.

2 INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

Geralmente utilizado como um dos inúmeros ferramentais da ciência econômica, o estudo e a análise de dados, como observado por Mlodinow (2008) em seu célebre “Andar do bêbado”, se constitui numa ferramenta de elevada importância, não apenas para a ciência estatística, mas, também, para a ciência e para as decisões cotidianas, de maneira geral.

Fragmentada entre a análise da Exploração e da Produção da indústria terrestre de P&G e no exame do segmento e da atuação dos produtores independentes, esta seção fundamentará suas conclusões na análise de uma quantidade substancial de dados fornecidos, e devidamente referenciados, pelos órgãos competentes.

2.1 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO: ANÁLISE DO CENÁRIO *ONSHORE*

A indústria não renovável de P&G possui uma expressiva representatividade na matriz energética nacional. Fragmentando-se nas áreas *onshore* e *offshore*, esta indústria possui uma série de peculiaridades que dão a ela sua formatação.

Pautado nesse aspecto, esta subseção irá examinar a composição da indústria de P&G no Brasil, observando, sobretudo, aspectos do segmento *onshore*. Tal análise, será composta pelo estudo dos dados desse segmento de maneira que seja possível realizar um diagnóstico da representatividade do segmento terrestre no país, assim como, observar seus índices de exploração e de produção.

Segmentada entre o exame do Panorama da indústria *onshore* e *offshore* no Brasil e entre a análise da Exploração e produção *onshore*, esta subseção subsidiará a resposta da seguinte questão: “o setor terrestre de P&G precisa ser revitalizado?”

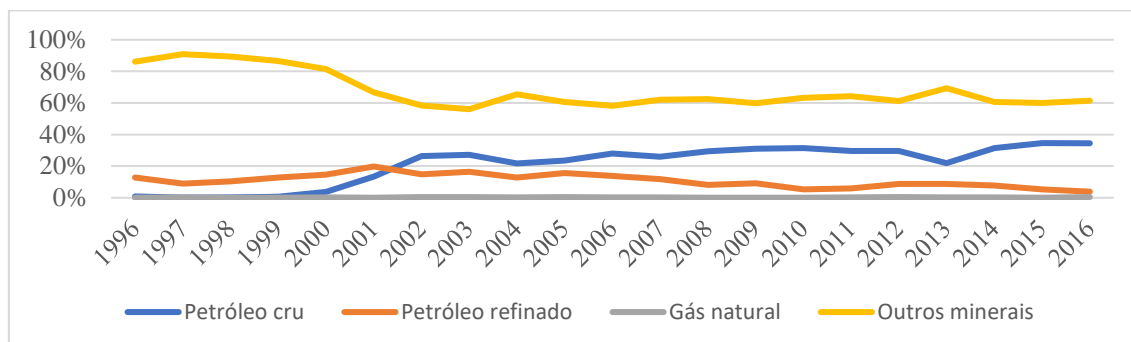
2.1.1 Panorama da indústria *onshore* e *offshore* no Brasil

De acordo com dados do *Atlas of Economic Complexity*, do *Center for International Development*, da *Harvard University* (AEC – Harvard), nas últimas duas décadas a indústria de P&G brasileira passou por intensas transformações no contexto de importação e exportação de produtos minerais¹.

¹ Tradução livre da classificação original utilizada pela AEC – Harvard: *minerals*

Possuindo grande relevância nas exportações brasileiras, a cesta de produtos que foram exportados e que possuíam a natureza de um produto mineral nos últimos anos, configurou-se da seguinte forma:

Gráfico 01: Exportações brasileiras de minerais (1996 – 2016)



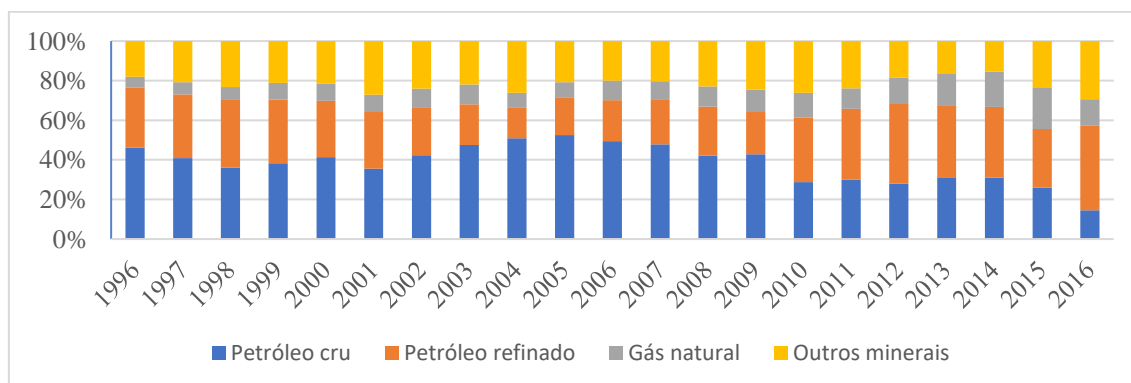
Fonte: Elaboração própria (2018), com dados do AEC – Harvard (2017)

Com uma relevância modesta na matriz mineral-exportadora no final da década de noventa, o petróleo cru passou a ter grande relevância dentre os minerais exportados pelo país. Tal alteração de contexto contrastou com o cenário da exportação de petróleo refinado que, entre o período de 2001 – 2002 foi ultrapassado pela exportação de petróleo cru e vem perdendo espaço nas exportações de produtos minerais desde então.

O gás natural, por sua vez, possui uma participação quase irrelevante na matriz mineral-exportadora, tendo, no período observado, relevância muito próxima a zero no contexto da exportação de minerais.

Analisando o cenário das importações realizadas no setor de produtos minerais, no mesmo período de análise observado anteriormente, por sua vez, obtêm-se a seguinte configuração:

Gráfico 02: Importações brasileiras de minerais (1996 – 2016)



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados do AEC – Harvard (2017)

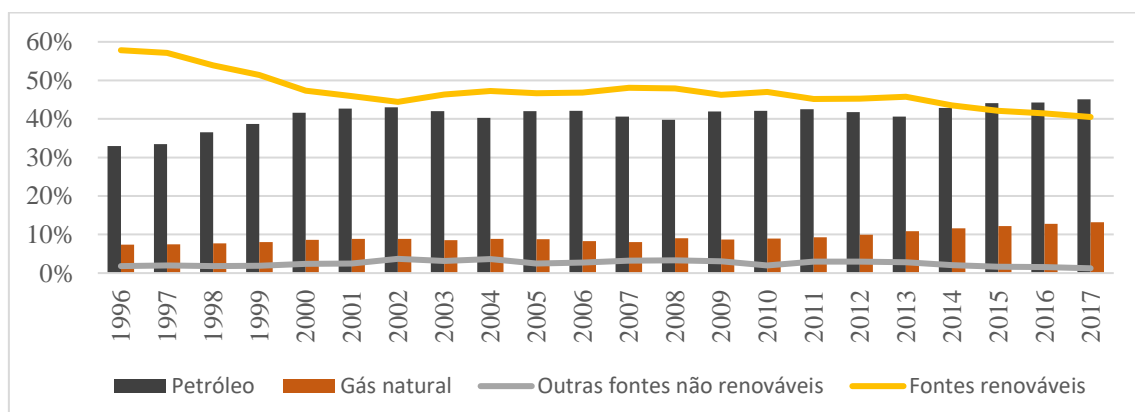
Contrapondo o cenário observado na matriz exportadora de minerais, as importações brasileiras desta natureza possuíam uma expressiva predominância do petróleo cru, observado, por exemplo, no ano de 2005, no qual apenas a importação deste produto era superior às importações de todos os outros minerais somados.

Tal cenário, contudo, foi alterado no período 2009 – 2010, com significativa queda na importação de petróleo cru e posterior aumento na importação de petróleo refinado, ocasionando uma natural ultrapassagem no volume de importação do líquido refinado em relação ao produto cru.

O gás natural, de acordo com os dados obtidos no período observado, possuiu uma relevância, de 1998 até o ano de 2011, muito próxima a 10% de todas as importações de produtos minerais. Posterior a este período, a importação deste produto teve um expressivo aumento, atingindo, no ano de 2015, a porcentagem superior a 20% de todas as importações de minerais realizadas, sendo seguida de um subsequente declínio.

Fundamentada nesta relevância, desenha-se a configuração das exportações líquidas do setor de P&G no Brasil. Internamente, por sua vez, de acordo com dados da Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE), órgão vinculado ao MME, a utilização de P&G na matriz energética nacional possui a seguinte formatação:

Gráfico 03: Composição de matriz energética brasileira (1996 - 2017)



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da EPE (2018)

Analisando a composição dos dados, observa-se o grande destaque que o petróleo adquiriu na matriz energética brasileira. Tal destaque, inclusive, foi realçado no período entre 2014 – 2015, no qual este combustível fóssil quebrou o predomínio das fontes energéticas renováveis na matriz nacional, tornando-se a principal fonte energética brasileira.

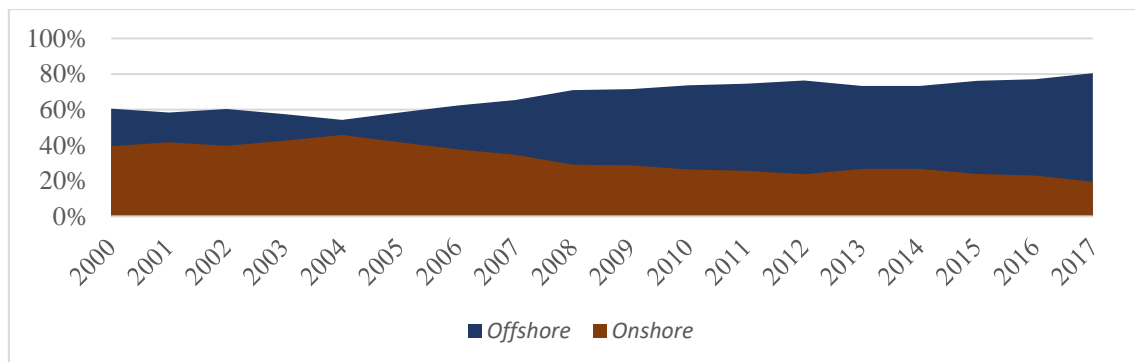
O gás natural, não tão expressivo quanto o petróleo na matriz energética, oscilou sua relevância, do fim da década de noventa, até meados de 2012, em cerca de 10%, dentre todas as fontes energéticas do país. Tal contexto, no entanto, vem sendo alterado em face do gradativo e recente aumento na relevância de tal fonte na matriz energética nacional, como pode ser observado a partir do ano de 2013.

A partir de tais dados, é possível observar não somente a formatação da indústria de P&G no Brasil, mas, também, a relevância adquirida pela importação de petróleo refinado, exportação de petróleo cru, bem como, a crescente importância que estes combustíveis fósseis possuem na capacidade energética nacional.

Nesse ponto da análise, torna-se pertinente explorar a composição da indústria de P&G. Sem a pretensão de fornecer uma investigação mais robusta referente a tal tema, tendo em vista que não reside neste assunto o foco do presente trabalho, é útil para futuras interpretações analisar a distinção dos segmentos *onshore* e *offshore* no país.

De acordo com dados da ANP, nos últimos 17 anos, a indústria de produção nacional de gás natural adquiriu a seguinte formatação:

Gráfico 04: Produção brasileira de Gás natural (2000 - 2017)



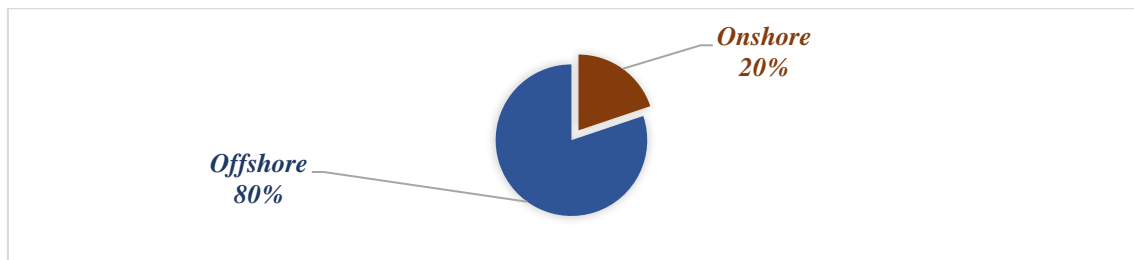
Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

Com a observação dos dados históricos do período observado, é possível perceber que nos três anos iniciais da amostra a representatividade dos segmentos *onshore* e *offshore* oscilava com uma diferença de cerca de 20% entre ambos na produção nacional de gás natural. Tal distinção, aliás, foi reduzida a pouco mais de 8% no ano de 2004, no qual o segmento marítimo possuía a relevância de 54,24%, ao passo que o segmento terrestre representava 45,76% de toda a produção de gás natural no país. Contudo, uma hegemonia significativa da produção *offshore*, acentuada, inclusive, a partir do ano de 2005 alterou fortemente este panorama.

Com maior discrepância observada em 2017, ano no qual a produção terrestre atingiu o ponto mínimo no período observado de 19,56%, enquanto a produção marítima atingiu o pico no período amostral de 80,44%, os dados explicitam a acentuada diferença existente na produção dos segmentos.

Nos dados mais recentes, obtidos no ano de 2018, a formatação adquirida é:

Gráfico 05: Produção brasileira Gás natural (01/2018 - 10/2018)



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

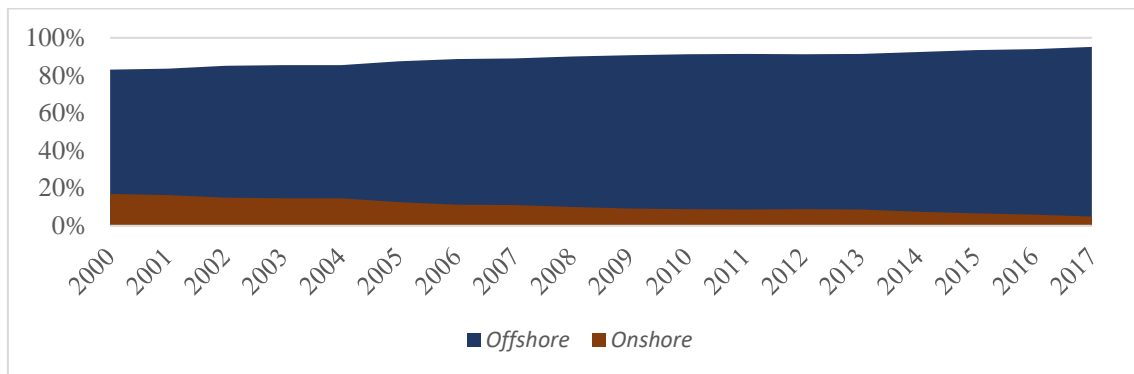
Não muito destoante da realidade apresentada nos últimos cinco anos, a produção nacional de gás natural, de janeiro a outubro de 2018, perpetuou a considerável discrepância existente entre os setores *onshore* e *offshore* no país. Com uma representatividade de aproximadamente 20%, a produção terrestre de gás natural no período avaliado realça de forma expressiva a diferença que norteou a configuração no setor nos últimos anos.

Concentrando massivamente a produção de gás natural no segmento marítimo, no entanto, como observado no relatório da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN), de 2018, abre-se mão da peculiar capacidade que tal segmento possui em contribuir “para a transição para uma matriz renovável, suportada por um ‘colchão térmico’” (Federação...,2018, p.38), como, também, para a criação e desenvolvimento da “capacidade de atender, localmente, as demandas por gás natural” (Federação...,2018, p.38), assim como, se perde muito sob a ótica de desenvolvimento da indústria nacional de gás natural, tendo em vista que

A produção de gás natural em terra promove a interiorização da produção, levando desenvolvimento e renda para economias regionais, contribui para a descentralização da cadeia de fornecedores, para a geração de emprego, e eleva a arrecadação de impostos e pagamento de royalties e participações especiais (FIRJAN,2018, p.38).

Alterando-se o produto, mas permanecendo no contexto das fontes energéticas não renováveis, uma análise dos dados da ANP para a produção nacional de petróleo, por sua vez, obteve a seguinte formatação:

Gráfico 06: Produção brasileira de Petróleo (2000 - 2017)



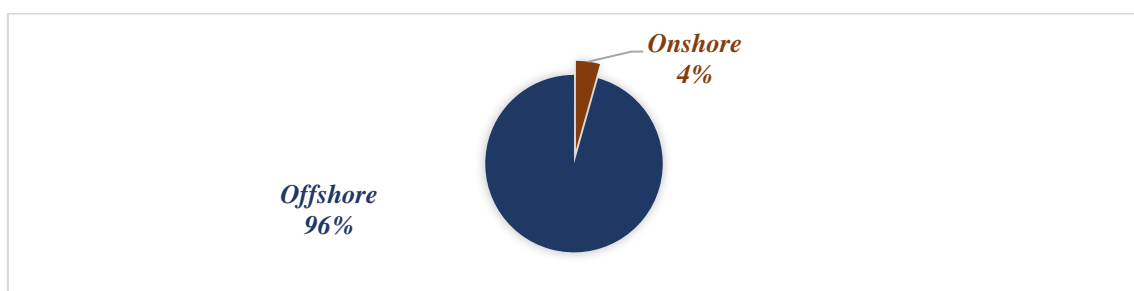
Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

Com uma discrepância ainda mais acentuada do que no contexto *onshore* de gás natural, a produção nacional de petróleo, entre os anos 2000 a 2017, apresentou uma diferença expressiva que, gradativamente, foi enfatizada, com o passar dos anos, no período da amostra.

Tendo, assim como no cenário do gás natural, a discrepância entre os setores atingido sua maior amplitude no último ano da amostra, a produção de gás natural *offshore* atingiu a marca de 95,15% de toda a produção de petróleo no Brasil, ante à modesta relevância de 4,85% do segmento terrestre.

Semelhante à configuração apresentada em anos anteriores, a formatação obtida na análise dos dados do mês de janeiro ao mês de outubro de 2018 foi:

Gráfico 07: Produção de petróleo no Brasil (01/2018 - 10/2018)



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

Com uma representatividade de exatos 95,63% de toda a produção nacional de petróleo no Brasil, o setor *offshore* concentrou – e vem concentrando - quase a totalidade da produção nacional deste produto. Tal concentração ocorre paralelamente à implantação de planos de desinvestimentos da Petrobras no setor *onshore* que, devido a redefinição de sua matriz produtiva com foco em investimentos em áreas profundas e ultra profundas, bem como, com o escopo de amortizar sua dívida que chegou a alcançar, no ano de 2014, impressionantes U\$106

bilhões, desde a gestão de Aldemir Bendine, em 2015, a Petrobras vem implantando planos fundamentados na retirada de investimentos do setor terrestre e de águas rasas.

Neste ponto, é interessante observar a forte participação das políticas implantadas na Petrobras na definição do rumo dos investimentos do setor de P&G no Brasil. Como citado anteriormente, os planos de desinvestimento da estatal no setor *onshore*, iniciados em 2015 sob a gestão Bendine e intensificados com a chegada de Pedro Parente ao comando estatal, coincidiram com a redução da representatividade do setor terrestre, tanto na produção de gás natural quanto na produção de petróleo, atingindo os níveis mais reduzidos da amostra. No entanto, qualquer conclusão sem uma análise mais robusta dos dados, não passaria de uma mera especulação, contudo, tal análise não é o objetivo da presente investigação.

Munindo-se das informações levantadas referentes à indústria de P&G no país, não apenas no que diz respeito à relevância da mesma na composição da matriz energética nacional, mas, também, na importância de tal segmento nas exportações líquidas brasileiras, bem como, à atual formatação que os setores *onshore* e *offshore* possuem, será dada continuidade com uma análise mais apurada do segmento terrestre.

2.1.2 Exploração e produção *onshore*

Com a intenção de observar como está definida a composição do setor E&P do segmento *onshore* de P&G, esta subseção irá se dedicar em expor a formatação deste segmento por meio de um embasamento teórico, fundamentado no referencial bibliográfico deste trabalho, tal como, a partir da análise de dados do setor publicamente fornecidos pelos órgãos competentes.

Sem perder de vista o foco norteador deste estudo, a atual seção estará fragmentada entre uma análise da exploração de P&G no segmento *onshore*, seguida de uma posterior verificação da produção do mesmo produto ainda no segmento terrestre.

2.1.2.1 Exploração *onshore* de P&G

Após a promulgação, em 6 de agosto de 1997, da lei Nº 9.478, conhecida na literatura como “lei do petróleo”, atividades que antes estavam restritas ao monopólio da estatal petrolífera brasileira já não possuíam mais tal restrição. Uma das importantes mudanças pela qual esta lei foi responsável se deu no campo da exploração de P&G no território nacional. Permanecendo

sob a égide monopolista do Estado Brasileiro, como exposto por Novaes (2010), as atividades exploratórias poderiam, a partir da promulgação da lei, ser desempenhadas por instituições privadas por meio de autorizações, concessões ou então por meio de contratações via regime de partilha de produção.

Por intermédio de rodadas licitatórias promovidas pela ANP, que nada mais são do que “leilões por meio dos quais a União concede o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil” (ANP), são realizadas licitações de áreas para exploração e posterior produção de P&G. Nas licitações são leiloados blocos localizados tanto em áreas *onshore*, quanto em áreas *offshore*, em tais processos licitatórios ocorre a segregação das áreas leiloadas em concessões de blocos exploratórios, em partilhas de produção e em acumulações marginais.

Sendo o segmento terrestre o objeto de pesquisa da atual seção, a análise das áreas ofertadas permite observar que são encontrados leilões de áreas *onshore* na concessão de blocos exploratórios, por meio das “novas fronteiras” da indústria de P&G, e nas acumulações marginais, através da oferta das áreas que se encontram inativas. Apresentando uma clara distinção entre si, estas modalidades de áreas leiloadas possuem as seguintes características:

Na concessão de blocos exploratórios 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. (ANP,2018)

De acordo com Lambiase (2013), as acumulações marginais de P&G podem ser entendidas como aquelas que não acrescentam valores significativos ao portfólio de uma companhia, ao passo que a portaria 279, de outubro de 2003, da ANP, define as acumulações marginais pela quantidade máxima de petróleo ou gás natural produzida diariamente.

De acordo com Soares (2010), por sua vez, as acumulações marginais são aquelas que possuem como características: a incapacidade de acrescentar expressivas quantias ao caixa das empresas, como também, são aquelas que já se encontram na etapa de declínio no seu ciclo de vida produtivo, necessitando de técnicas de recuperação secundária, ou mesmo, que já passaram por essas técnicas de recuperação e se encontram próximo ao seu limite de volume produtivo recuperável.

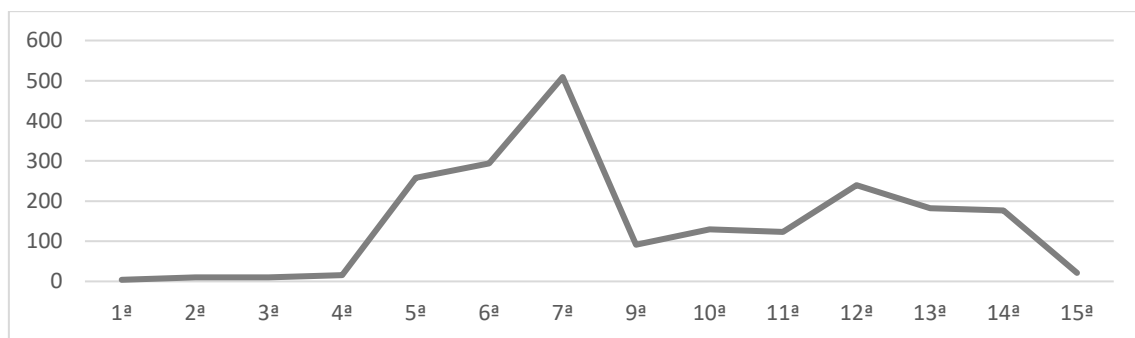
Ainda que existam críticas para tais definições, em linhas gerais, os campos marginais se configuram como os campos de exploração que, por razões referentes aos custos, apresentam desinteresse de grandes instituições, dada sua baixa capacidade produtiva.

Na concessão de acumulações marginais, as rodadas de licitações da ANP

têm o objetivo de ofertar áreas inativas onde não houve produção de petróleo e/ou gás natural ou a produção foi interrompida por falta de interesse econômico. As áreas são selecionadas em bacias sedimentares maduras, com finalidade de ampliar o conhecimento das bacias, oferecer oportunidades a pequenas e médias empresas e possibilitar a continuidade das atividades de exploração e produção nas regiões onde exercem importante papel socioeconômico. (ANP, 2018)

Ao longo das 15 rodadas de licitações de blocos exploratórios, a quantidade de áreas *onshore* ofertadas se desenhou da seguinte forma:

Gráfico 08: Blocos Exploratórios de P&G terrestres ofertados nas licitações ANP



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP² (2018)

Tendo um início bastante modesto, as quatro primeiras rodadas obtiveram média e moda de 10 blocos terrestres ofertados. Divergindo expressivamente das rodadas iniciais, nas três rodadas subsequentes foram ofertadas as maiores quantidades de áreas por rodada, sendo que na sétima rodada a oferta de blocos *onshore* atingiu a maior quantidade dentre todas as rodadas realizadas, exatos 509 blocos terrestres.

Com forte queda na quantidade de blocos exploratórios *onshore* ofertados em comparação com a rodada anterior, a nona rodada ofertou 91 blocos exploratórios, tal oferta, no entanto, ainda representou um aumento de nove vezes com relação à média das quatro rodadas iniciais.

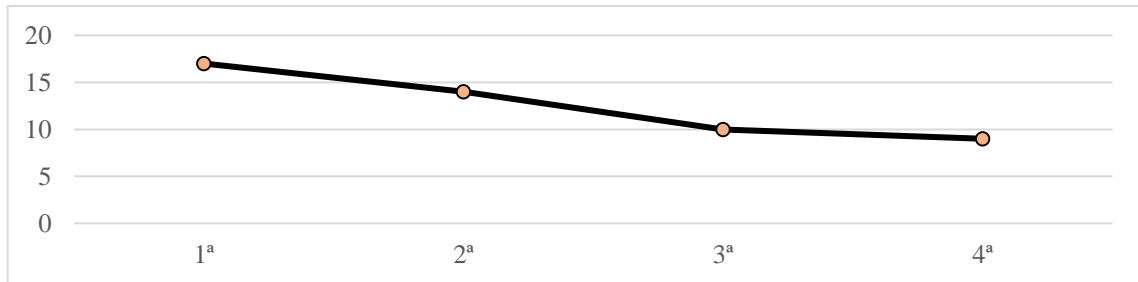
A partir da nona rodada em diante, observou-se uma acentuada ocorrência de oscilações positivas e negativas no número de blocos ofertados, culminando, a partir da 12ª rodada, na

² A 8ª rodada, prevista para os dias 28 e 29 de novembro de 2006, foi suspensa por determinação judicial e efetivamente cancelada em fevereiro de 2013 pela Diretoria Colegiada da ANP.

queda gradativa na quantidade de áreas ofertadas, alcançando modestos 21 blocos *onshore* na 15ª rodada.

Analisando a quantidade de acumulações marginais ofertadas ao longo das quatro rodadas licitatórias já realizadas até então, por sua vez, é possível observar o seguinte comportamento:

Gráfico 09: Acumulações Marginais de P&G ofertadas nas licitações ANP



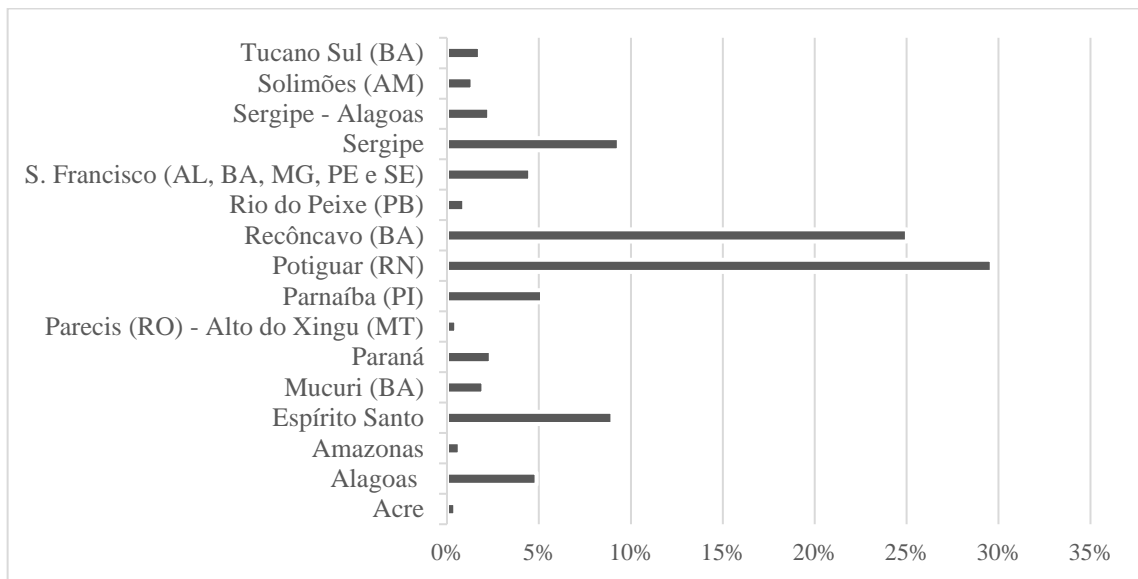
Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2017)

Diferenciando-se fortemente da configuração observada na oferta de blocos exploratórios, as rodadas de licitações de acumulações marginais obtiveram na primeira rodada seu ponto mais elevado, com 17 áreas ofertadas. No decorrer das rodadas é observado um paulatino declínio na quantidade de áreas ofertadas, tendo esta quantidade atingido seu índice mais reduzido na 4ª rodada, na qual foram ofertadas nove áreas classificadas como acumulações marginais.

Com uma acentuada diferença não apenas na configuração observada, mas, também, na quantidade absoluta do número de áreas que foram ofertadas, o somatório de todas as acumulações marginais que foram objeto de oferta nas rodadas licitatórias da ANP foi nove vezes inferior ao número de áreas ofertadas na sétima rodada das áreas *onshore* de blocos exploratórios, 50 e 509, respectivamente.

Iniciada no ano de 2005, a primeira rodada de licitação de campos marginais ocorreu com a inclusão nas ofertas licitatórias de blocos, uma parte dos 54 campos que estavam em posse da estatal Petrobras e que foram devolvidos à União.

Ao observar a distribuição das localidades das áreas dos blocos exploratórios terrestres ofertados, a partir da 5ª rodada de licitações, obtêm-se a seguinte formatação:

Gráfico 10: Blocos exploratórios *onshore* ofertados nas licitações ANP por bacia

Fonte: Elaboração própria (2018), com dados da ANP (2018)

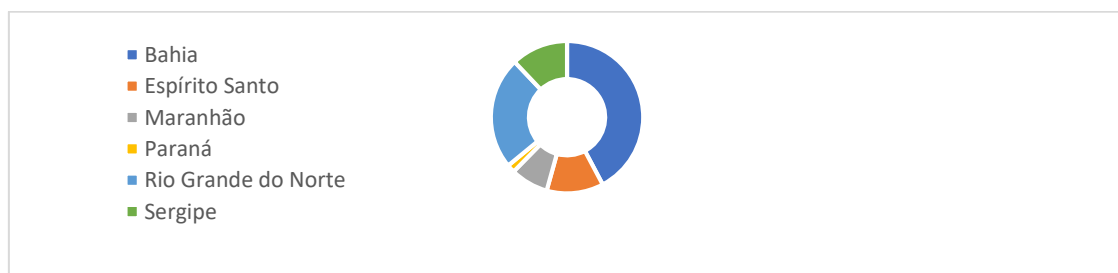
A análise dos dados permite inferir que a majoritária localização dos blocos ofertados está concentrada em duas áreas: a Potiguar, no Rio Grande do Norte, e a do Recôncavo, na Bahia. Juntas, essas duas regiões respondem por mais de 50% de toda a quantidade de áreas ofertadas da 5ª até a 15ª rodada de licitações de blocos exploratórios terrestres da ANP.

A observação dos dados também permite inferir que, excetuando os blocos exploratórios terrestres localizados nas regiões do Espírito Santo, do Paraná, do Alto do Xingu, no estado do Mato Grosso e de parte do São Francisco, no estado de Minas Gerais, todas as outras localidades que tiveram áreas ofertadas nesses leilões se encontravam nas regiões norte ou nordeste do país.

Com um total de áreas que supera a parcela de 70% de todas as áreas ofertadas nos leilões desta amostra, a região nordeste concentra uma parte substancial desta análise.

O estudo dos dados referentes à localização das áreas ofertadas nos leilões de acumulações marginais, por sua vez, demonstra a seguinte configuração:

Gráfico 11: Acumulações marginais ofertadas nos leilões ANP por cada estado



Fonte: Elaboração própria (2018), com dados da ANP (2017)

Com uma relevância mais uma vez substancial, a região nordeste do Brasil sozinha foi responsável por 86% do número de áreas ofertadas. Novamente os estados da Bahia e do Rio Grande do Norte, ambos da região nordestina, se destacam dos demais.

Representando a região sul do país, o Paraná foi responsável por modestos 2% da quantidade de acumulações marginais ofertadas nas rodadas de licitações da ANP, ao passo que, o estado do Espírito Santo, no sudeste do Brasil, foi responsável pela terceira maior parcela na quantidade de áreas ofertadas.

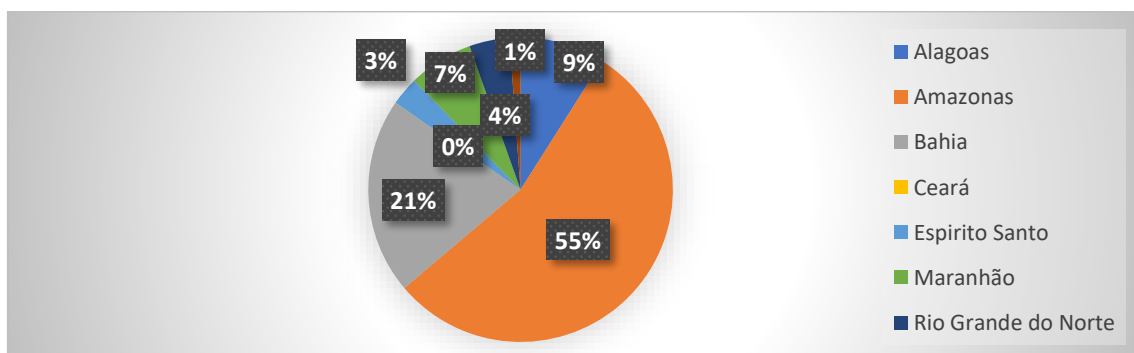
Com a maior parcela representativa, o estado da Bahia foi responsável, sozinho, pela parcela de 42% de todas as áreas ofertadas. Demonstrando, dessa forma, tanto nas acumulações marginais quanto nos blocos exploratórios, a relevância do estado nestes segmentos da indústria de P&G.

Para subsidiar interpretações econômicas acerca da conjuntura da indústria de P&G, é de extrema importância a análise da formatação do segmento exploratório, no entanto, tal interpretação, desacompanhada do exame da produção do setor, dificilmente seria suficiente para analisar se há alguma necessidade de revitalização da indústria petrolífera. Visando promover tal discussão ao longo do trabalho, a próxima subseção discutirá os aspectos da produção terrestre no Brasil.

2.1.2.2 Produção *onshore* de P&G

A produção *onshore* de gás natural no Brasil, de acordo com a ANP, está fragmentada pelos seguintes estados:

Gráfico 12: Produção *onshore* de gás natural por estado brasileiro (2000-2017)



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

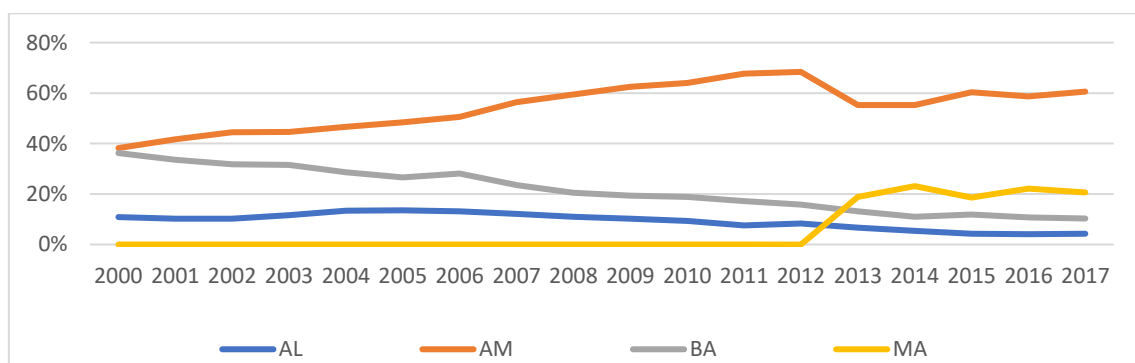
Na divisa com um dos países integrantes da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), o estado do Amazonas foi responsável por mais da metade de toda a produção onshore de gás natural no território brasileiro durante o período de análise da amostra.

Com representantes exclusivamente das regiões norte, nordeste e sudeste, a produção terrestre de gás natural no Brasil está restrita a apenas oito estados da federação. Com quase a totalidade da produção (aproximadamente 97%), as regiões norte e nordeste concentram fortemente o setor produtivo terrestre de gás natural de todo o território brasileiro.

Destoando do cenário observado com a interpretação do Gráfico 10, no qual, dentre os blocos exploratórios concedidos nos leilões, o estado do Amazonas aparece com um modesto 1% de todas as áreas ofertadas, e do Gráfico 11, no qual, dentre as acumulações marginais leiloadas, a região norte se quer é citada, a produção onshore de gás natural possuiu, entre o ano de 2000 até ano de 2017, como as maiores regiões produtoras os estados do Amazonas, da Bahia, de Alagoas e do Maranhão, responsáveis pela parcela de 55%, 21%, 9% e 7%, respectivamente.

Ao fazer um recorte dos dados e analisar a representatividade das quatro principais regiões produtoras, ao longo do mesmo período amostral, obtêm-se o seguinte comportamento:

Gráfico 13: Produção *onshore* de gás natural nos estados de Alagoas (AL), Amazonas (AM), Bahia (BA) e Maranhão (MA) (2000-2017)



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

Com uma produção próxima à parcela de 40% da produção nacional, no ano de 2000, os estados do Amazonas e da Bahia detinham juntos mais de 70% de toda a produção terrestre de gás natural do Brasil.

Passando por contextos literalmente antagônicos, a produção no estado do Amazonas se tornou substancialmente a mais importante na indústria terrestre de gás natural do país, chegando, inclusive, a representar, sozinha, 68% de toda a produção nacional em 2012, ao passo que a indústria baiana declinou expressivamente, sendo, inclusive, ultrapassada pelo estado do

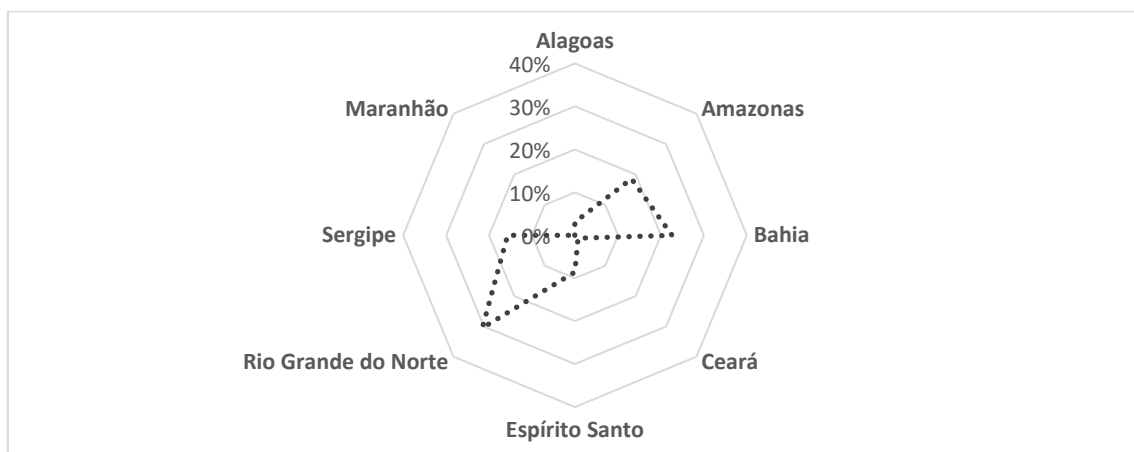
Maranhão, que, durante os 12 anos iniciais da amostra, não possuía representação alguma neste setor.

Com uma oscilação ascendente nos anos iniciais da amostra, mas declinante nos períodos finais, o estado de Alagoas viu sua relevância neste setor declinar de 13%, em 2004, para 4%, em 2017, sendo, assim como a Bahia, ultrapassado pelo estado do Maranhão.

Com uma notável ascensão, o estado do Maranhão, que, entre o ano de 2000 até o ano de 2012, não possuía registros de produção de gás natural no segmento *onshore*, registrou um aumento, no ano de 2013, que o tornou o segundo maior estado produtor, com representatividade de 21% de toda a produção nacional.

A produção terrestre brasileira de petróleo, por sua vez, teve sua produção distribuída pelos seguintes estados:

Gráfico 14: Produção *onshore* de petróleo por estado brasileiro (2000-2017)



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

Com 31% de toda a produção, o estado do Rio Grande do Norte é o maior produtor de petróleo no segmento terrestre em todo o Brasil. Seguido da Bahia, que detém 23% da produção *onshore* nacional, os dois estados juntos concentram mais da metade de toda a produção do setor no país.

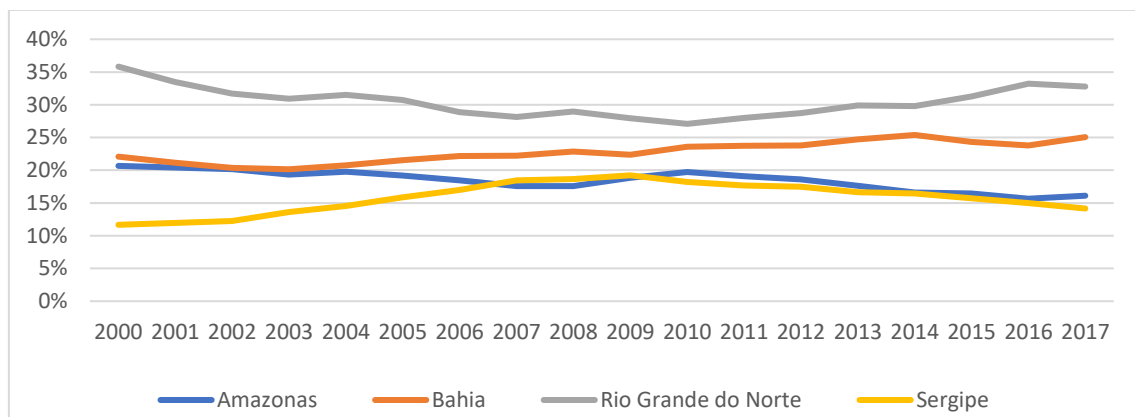
Restrita a apenas oito unidades federativas, dentre as 27 que compõem a federação, mais de 70% da produção terrestre de petróleo, durante o período de análise da amostra, esteve concentrada nos estados da região nordeste do país. Dentre os oito estados produtores, apenas dois, o estado do Amazonas e o estado do Espírito Santos, não se encontravam localizados na região nordeste brasileira, correspondendo pelas parcelas de 19% e 9% da produção, respectivamente.

Com uma pequena participação na produção nacional, os estados de Alagoas, com 3%, do Ceará, com 1%, e do Maranhão, com aproximadamente 0,01%, representaram, juntos, pouco mais de 4% de toda a produção terrestre de petróleo no país, durante o período de análise da amostra. Contrastando fortemente com a produção *onshore* de gás natural no país, observada no Gráfico 12, apenas o estado de Alagoas, com 9% de participação, representa pouco mais do que o dobro dessa parcela.

Diferenciando-se, mais uma vez, do cenário observado no Gráfico 12, onde apenas o estado do Amazonas detinha mais da metade da produção nacional terrestre de gás natural, a produção brasileira *onshore* de petróleo teve sua maior parcela de produção localizada nos estados do Rio Grande do Norte, da Bahia, do Amazonas e de Sergipe, que correspondiam, durante o período de análise amostral, por 31%, 23%, 19% e 16% de toda a produção nacional, respectivamente.

Ao realizar um levantamento mais focal dos dados visando analisar a parcela da produção *onshore* brasileira centrado a análise nos estados do Rio Grande do Norte, da Bahia, do Amazonas e de Sergipe, que representam as quatro principais regiões produtoras, durante o mesmo período amostral do Gráfico 14, são observados os seguintes resultados:

Gráfico 15: Produção *onshore* de Petróleo nos estados do Amazonas (AM), Bahia (BA) Rio Grande do Norte (RN) e Sergipe (SE) (2000-2017)



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

A observação viabilizada por esses dados, permite analisar o comportamento da produção dos principais estados produtores de petróleo, no segmento terrestre, no Brasil nos últimos 17 anos. Encabeçado pela região potiguar em todos os anos da amostra, que oscilou sua amplitude entre a parcela de 36%, em 2000, até a mínima de 27%, em 2010, o estado foi o principal provedor da produção de petróleo no setor *onshore* no período da amostra.

Com sua relevância oscilando entre a mínima de 20%, entre os anos 2002 – 2003, e a máxima de 25%, entre os anos de 2013 – 2014, o estado da Bahia ocupou a segunda maior representatividade durante todo o período da amostra.

Com forte ascensão entre os anos de 2003 a 2009, a região sergipana teve sua relevância na produção *onshore* saltando de 12%, em 2002, para 19%, em 2008. Tal salto, no entanto, foi seguido de uma queda em que se atingiu a mínima, em 2017, de 14%.

Sendo o único representante fora da região nordestina, o estado do Amazonas foi responsável por uma parcela que oscilou entre a máxima, de 22%, no primeiro ano da análise, até 16%, no penúltimo ano, tendo sua participação variando entre a terceira e a quarta maior relevância na produção.

A análise dos estados produtores de P&G no segmento *onshore*, permite observar a necessidade de revitalização dessas áreas pois, com essas informações, é possível compreender se as regiões produtoras necessitam, de fato, das receitas oriundas de tal produção. Composta, em quase sua totalidade – excetuando o estado do Espírito Santo -, por estados localizados nas regiões Norte e Nordeste do país, que, estruturalmente, são regiões assoladas por uma série de carências, é coerente afirmar que, realmente, o segmento terrestre de P&G no Brasil necessita ser revitalizado.

Ao examinar a formatação dessa revitalização, no entanto, observa-se que a mesma não mais estaria a cargo da Petrobras, tendo em vista a inexistência do monopólio da estatal, bem como, as circunstâncias que tornaram os investimentos em áreas terrestres desinteressantes à instituição. Imersa nessa configuração, está a figura dos Produtores Independentes, visando trazê-los à discussão, a próxima seção irá se desdobrar.

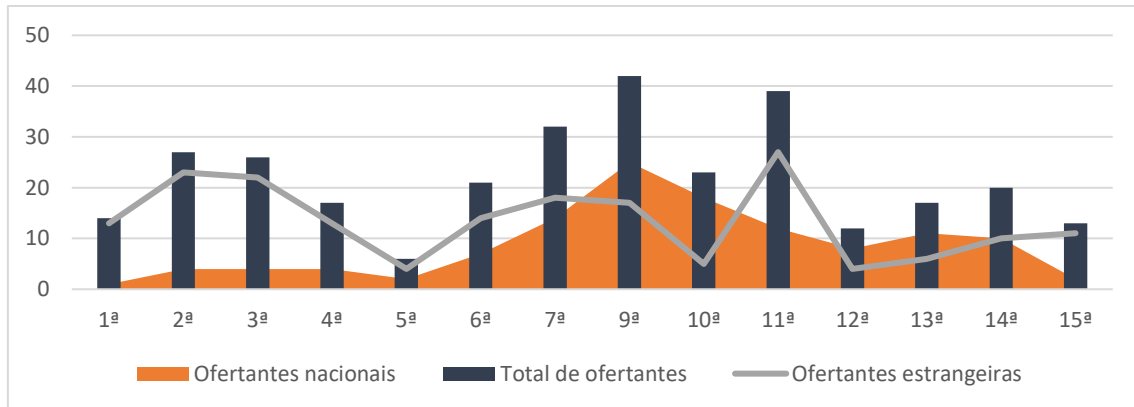
2.2 PRODUTORES INDEPENDENTES

Com o escopo de introduzir a definição e levantar dados acerca do contexto sob o qual estão inseridos, esta seção irá tratar da exploração e da produção de P&G sob a ótica dos produtores independentes. A mesma estará estruturada entre uma análise geral da presença dos produtores independentes na indústria brasileira e, posteriormente, seguida de um estudo de caso acerca das ações de duas instituições classificadas como produtoras independentes.

2.2.1 Os produtores independentes na indústria brasileira

Ao observar o perfil, sob a ótica do país de origem, dos leilões da ANP nas rodadas de licitações de blocos exploratórios, observa-se a seguinte composição:

Gráfico 16: Empresas ofertantes nacionais (brasileiras) e estrangeiras nas licitações de blocos exploratórios (1ª à 15ª rodada)



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

Tendo uma adesão máxima de 42 ofertantes, sendo 25 brasileiras e 17 estrangeiras, na 9ª rodada, mínima de 6 empresas ofertantes, com 4 estrangeiras e 2 brasileiras, na 5ª rodada, e média de, aproximadamente, 22 empresas ofertantes por rodada, se formata a configuração da origem das empresas ofertantes dos leilões de blocos exploratórios da ANP.

Com um início extremamente tímido, a indústria brasileira de P&G, competindo com *majors*³ como Texaco, Esso e Shell, teve sua representação, na primeira rodada de licitações, refletida apenas com a presença da estatal Petrobras. Tal configuração, no entanto, com a adesão das brasileiras Odebrecht, Santa fé e Ipiranga, na 2ª rodada, foi observada apenas na 1ª rodada de licitação.

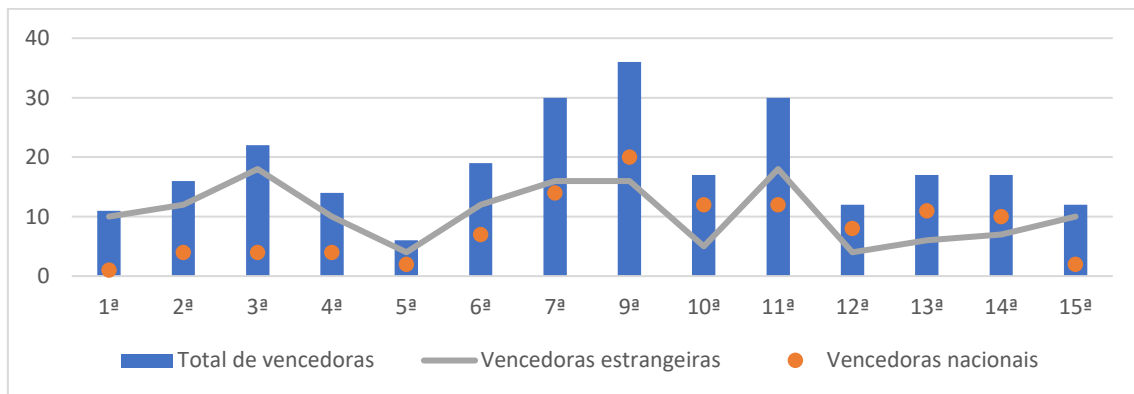
Experimentando um aumento expressivo no número de instituições participantes, sendo explicitamente observado com a adesão de sete licitantes, na 6ª rodada, representando um acréscimo de cinco empresas em relação à rodada anterior, a presença brasileira obteve um significativo aumento na participação das licitações dos blocos exploratórios, superando, inclusive, em quantidade, a presença de empresas estrangeiras em quatro ocasiões, na 9ª, 10ª, 12ª e 13ª rodada, empatando com 10 licitantes na 14ª.

³ Instituições cujo poder de mercado possui nível de atuação global.

Com uma participação média de 13 empresas por rodada, a presença de instituições estrangeiras nas rodadas de licitações foi, na maioria das rodadas, superior à presença de instituições brasileiras. Com uma volatilidade muito grande, as instituições estrangeiras tiveram o maior pico de adesão, em números absolutos, na 11ª rodada, com 27 licitantes, e sua menor participação, na 5ª rodada, com apenas 4 empresas licitantes.

Ao observar, com o mesmo viés de análise, o panorama das instituições vencedoras das licitações dos blocos exploratórios, por sua vez, obtêm-se a seguinte formação:

Gráfico 17: Empresas vencedoras nacionais (brasileiras) e estrangeiras nas licitações de blocos exploratórios (1ª à 15ª rodada)



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

Observando o comportamento das instituições arrematantes dos blocos ofertados, é possível obter uma distribuição com média de 18 empresas vencedoras por rodada de licitação, sendo que o maior valor pode ser observado na 9ª rodada, com 36 empresas vencedoras, e o menor na 5ª rodada, com apenas 6 instituições.

Examinando os dados obtidos, também é possível calcular uma média de, aproximadamente, 8 instituições brasileiras vencedoras, por rodada, com maior quantidade na 9ª rodada na qual, 20 empresas arremataram as áreas leiloadas, e menor quantidade na 5ª e na 15ª rodada, em que apenas 2 instituições, em cada rodada, lograram êxito nos leilões.

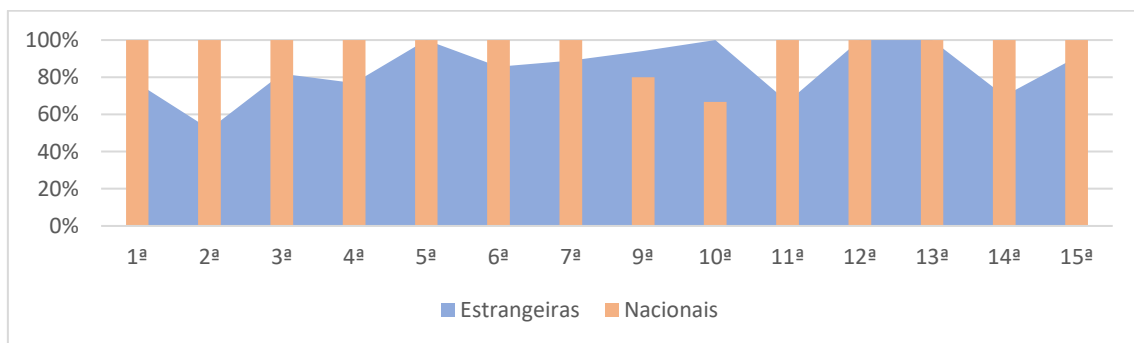
Pela ótica das empresas estrangeiras, contudo, a média se eleva para, aproximadamente, 11 instituições vencedoras por rodada, ao passo que a maior participação das empresas estrangeiras foi observada na 3ª e na 11ª rodada, com 18 arrematantes em cada, - duas empresas a menos que o observado no ponto máximo das vencedoras brasileiras - e a menor foi observada na 5ª e na 12ª, onde apenas quatro instituições estrangeiras obtiveram êxito com suas ofertas – duas instituições a mais do que o observado no ponto mínimo das empresas nacionais.

Diferindo-se do comportamento observado no Gráfico 16, as instituições brasileiras obtiveram uma quantidade maior de participação, em termo absolutos, em cinco rodadas, 9ª, 10ª, 12ª, 13ª e 14ª, ao passo que as empresas estrangeiras superaram as nacionais, em quantidade, durante todas as outras rodadas.

Ao explorar a disposição dos dados é possível, também, observar uma peculiar ascensão da vitória das empresas brasileiras entre a 5ª e a 9ª rodada, passando de apenas duas empresas vencedoras para 20, as instituições brasileiras arrematantes obtiveram um aumento de 10 vezes na sua quantidade absoluta. Pela ótica estrangeira, por sua vez, dois momentos externalizaram um aspecto muito específico: a queda do ponto mais elevado, 18 empresas vencedoras, para o ponto mais baixo, apenas 4 instituições; tal momento é observado nos intervalos da 3ª até a 5ª rodada e na passagem da 11ª para a 12ª rodada de licitações de bloco exploratórios da ANP.

Ao cruzar informações obtidas no Gráfico 16 e no Gráfico 17, visando analisar a taxa de efetividade das ofertas dos licitantes nacionais e estrangeiros, durante os leilões dos blocos exploratórios, obtêm-se a seguinte configuração:

Gráfico 18: Efetividade das ofertas de empresas nacionais e empresas estrangeiras no arremate das licitações de blocos exploratórios da ANP (1ª à 15ª rodada) (%)



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

Com uma efetividade significativamente superior, as empresas nacionais tiveram sucesso em quase todas as ofertas, sendo a 7ª e a 9ª rodada, com 80% e 67%, respectivamente, as duas únicas exceções. Com uma média de efetividade de 85%, durante as rodadas realizadas até então, as empresas estrangeiras tiveram todas suas ofertas atendidas em sua plenitude apenas durante a 5ª, 10ª, 12ª e 13ª rodada.

Com oscilações totalmente divergentes das observadas, tanto no Gráfico 16 quanto no Gráfico 17, a compreensão do comportamento dos resultados obtidos no Gráfico 18 pode ser obtida ao

analisar, de forma mais apurada, os critérios exigidos às empresas ofertantes, definidos pela ANP.

De acordo com a ANP, sagram-se vencedoras dos leilões, sendo-lhes concedido o direito de exploração das áreas arrematadas, a empresa, ou consórcio, que apresente a oferta mais vantajosa, segundo critérios previstos em cada edital de licitação. Tais critérios, de maneira geral, levam em consideração “um valor em bônus de assinatura e propõem um Programa Exploratório Mínimo (PEM)” (ANP, 2018), que, em outras palavras, referem-se ao desenvolvimento da indústria local por meio da realização de atividades, como, por exemplo, pesquisas sísmicas, naquela mesma área.

Com a exigência desses requisitos, a ANP visa, tendo em vista a necessidade de atendimento do exposto no Art. 65 da Lei nº 12.351, de 2010, fomentar e promover uma Política de Conteúdo Local junto ao setor de E&P de Petróleo e Gás Natural. Tal política “consiste na exigência de que uma empresa ou um conjunto de empresas de um setor produtivo realize nesse mercado uma parcela de suas compras de insumos ou de bens e serviços requeridos por seus investimentos” (JESUS JUNIOR, 2015, p.118).

Possuindo suas sedes no próprio país, as instituições nacionais - excluindo-se a estatal Petrobras - ofertantes dos leilões da ANP, naturalmente, por conta, sobretudo, do seu porte, possuem uma inclinação maior de aderência ao PEM, tendo em vista que os ramos do próprio negócio estão sediados no país. Tal porte, no entanto, capaz de favorece-las nesse aspecto, desfavorece em outros, pois, por conta da limitação promovida pelo seu porte, as instituições são incapazes de promover uma economia de escala nesse setor, limitando as mesmas à produção independente.

Responsáveis pelo desenvolvimento da produção de mais de 90% dos poços dos Estados Unidos, produzindo mais da metade de todo petróleo estadunidense e responsável por mais de 80% de toda a produção de gás natural, os produtores independentes, de acordo com a *Independent Petroleum Association of America (IPAA)*, baseando-se no *Internal Revenue Code of 1986*, são definidos como “producer who does not have more than \$5 million in retail sales of oil and gas in a year or who does not refine more than an average of 75,000 barrels per day of crude oil during a given year” (IPAA, 2018).

Encarregadas por empregar a maior parte da força de trabalho na indústria de P&G, de acordo com Almeida e Rodrigues (2006), as companhias independentes desempenham uma importante participação no desenvolvimento da indústria petrolífera, tendo em vista sua peculiar

capacidade de atuação onde empresas estatais e instituições *majors*, geralmente, não possuem interesse em atuar.

Sendo suas atividades intensivas em capital, a produção realizada por empresas estatais e *majors* possuem o foco em projetos com elevado potencial de retorno financeiro. Tais projetos, acompanhados de um também elevado grau de risco, tornam-se viáveis, sobretudo, devido à capacidade que essas instituições possuem na geração economias de escala, tornando possível, além da exploração e a produção de P&G, a realização do transporte, do refino e, até mesmo, da comercialização.

Contudo,

mesmo considerando o tamanho e o poder das *majors* e das estatais, estas não esgotam todas as oportunidades de investimentos e negócios no setor. Um vasto número de projetos ajusta-se melhor a carteira das empresas independentes, que buscam projetos com menores riscos associados, ainda que com uma rentabilidade também menor. (ALMEIDA; RODRIGUES, 2006, p.10)

Representando os interesses dos produtores independentes brasileiros, a Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo (ABPIP) possui como principal objetivo “promover, defender e estimular o desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras” (ABPIP, 2018). Com 24 instituições associadas, a ABPIP é responsável por representar produtores independentes espalhados por quase todo o território nacional.

Dentre as empresas filiadas ao órgão, encontram-se a Petroreconcavo S/A e a Imetame Energia Ltda. Com o objetivo de trazer à luz o funcionamento de uma produtora independente, as mesmas serão um dos objetos de estudo da presente investigação.

2.2.2 Caso da Petroreconcavo S/A e da Imetame Energia Ltda

Com início de suas atividades em fevereiro do ano de 2000, a PetroRecôncavo atua no segmento de Exploração e Produção de P&G *onshore*, no território brasileiro. Com a missão de “Maximizar a recuperação das reservas de petróleo de campos maduros terrestres com eficiente estrutura de custo operacional, transformando recursos naturais em riqueza de forma sustentável.” (PETRORECÔNCAVO, 2014) e a visão de “Ser a mais segura, eficiente e lucrativa operadora de petróleo e gás *onshore* do Brasil, sendo reconhecida por sua gestão ética, transparente, responsável, justa e eficaz” (PETRORECÔNCAVO, 2014), a instituição,

atualmente, é uma das maiores produtoras independentes de P&G terrestre, no que diz respeito à produção diária de barris de petróleo equivalentes (boe/d), com sede no país.

Com a concentração de suas atividades no estado da Bahia, mais especificamente, na bacia do Recôncavo baiano, durante as rodadas licitatórias de blocos exploratórios, a instituição foi arrematante dos seguintes blocos:

Quadro 01: Blocos exploratórios arrematados pela Petroreconcavo S/A

Rodada	Bacia	Bloco	Empresa Operadora	Bônus (R\$)	Conteúdo Local (%)	
					Exploração	Desenvolvimento
4ª	Recôncavo	BT-REC-10	PetroRecôncavo (100%)	1.128.000,00	50	70
6ª	Recôncavo	REC-T-71	PetroRecôncavo (100%)	120.000,00	100*	100*
	Recôncavo	REC-T-151	PetroRecôncavo (100%)	15.000,00	100*	100*
9ª	Recôncavo	REC-T-225	PetroRecôncavo (100%)	331.000,00	80	85

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP⁴ (2018)

Totalizando 17 campos terrestres em operação, atualmente, nas quais 12 são operados por meio de contratos de produção e os demais adquiridos via rodadas licitatórias, a instituição, em todas as licitações vencidas, forneceu valores iguais ou superiores a 50% de conteúdo local nas licitações.

Com a quantia de R\$ 1.128.000 (um milhão, cento e vinte e oito mil reais) e o comprometimento de promoção de política de conteúdo local de 5% na exploração e de 70% no desenvolvimento da área, o bloco BT-REC-10, composto pelos campos Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Norte, Lagoa do Paulo Sul e Açajá-Burizinho, leiloado na quarta rodada, representou a maior taxa de bônus paga pela empresa em todas as participações nos leilões da ANP.

Ocorrida durante a realização da 6ª rodada, a aquisição do bloco exploratório REC-T-151 representou o menor valor de bônus pago pela instituição no arremate de uma área, também localizada na bacia do Recôncavo.

Mostrando-se uma instituição com grande potencial produtivo, “Após conseguir incrementar a produção de óleo e gás em 25% e 80%, respectivamente, logo nos dois primeiros anos de operação” (COELHO NETO, 2005), a PetroRecôncavo possui, atualmente, o direito de operação das áreas arrematadas nos leilões até os anos de 2033 e 2031, com possibilidade de prorrogação por mais 27 anos.

⁴ Os critérios de conteúdo local da 6ª rodada foram: Interpretação e Processamento; Perfuração, Completação e Avaliação; Aquisição de Dados; Serviços de Engenharia de Detalhamento; Perfuração e Avaliação.

Controlada através da Holding Petroinvest e da instituição societária PetroSantander, detentores, cada um, de 50% das ações, a PetroRecôncavo possui sua sede no município de Mata de São João, no estado da Bahia, e atua com a prestação de serviços de análise de risco e com E&P das próprias concessões, adquiridas via leilões governamentais ou via negociação com outra empresa.

Com um leque de atuação dissipado em diversos estados do Brasil, a Imetame Energia Ltda, também associada à ABPIP, é mais uma produtora independente que atua no território nacional. Sediada no município de Aracruz, no Espírito Santo, a instituição matriz, fundada em 1980, possui ramificações nas áreas de logística, energia, granitos e agronegócio.

Participante dos leilões de blocos áreas exploratórias e de acumulações marginais realizadas pela ANP, a instituição arrematou as seguintes acumulações marginais:

Quadro 02: Acumulações Marginais arrematadas pela Imetame Energia Ltda

Rodada	Setor	Áreas	Área Arrematada (Km ²)	Empresa	Bônus (R\$)
3 ^a	SREC-T3	Bela Vista	3,13	Imetame (100%)	260.000,00
4 ^a	SPOT-T4	Iraúna	14,82	Imetame (100%)	70.061,00

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

Com quase 17 km² de áreas para produção de P&G arrematadas, a empresa se tornou a operadora responsável pelas áreas de produção marginal de Bela Vista, situada na bacia do Recôncavo, mais especificamente, no município de Esplanada, na Bahia, e de Iraúna, na Bacia Potiguar, nas cidades de Mossoró e Serra do Mel, no Rio Grande do Norte.

Devido ao seu caráter marginal, leilões de áreas como essas possuem maior eficácia na atração de instituições de pequeno e médio porte, tendo em vista o baixo nível de risco que a instituição arrematante deverá se dispor a correr. Diferentes áreas, no entanto, sobretudo devido ao seu potencial exploratório, mostram-se mais ou menos atraentes – e, portanto, mais valiosas – do que outras, tal aspecto pode ser observado ao analisar a diferença existente entre a área de Iraúna, na bacia Potiguar e as áreas de Bela Vista, bem como, a maior parte das áreas arrematadas pela PetroRecôncavo, todas localizadas na bacia do Recôncavo.

Analisando os blocos exploratórios arrematados pela Imetame Energia, observa-se a seguinte distribuição:

Quadro 03: Blocos exploratórios arrematados pela Imetame Energia Ltda

Rodada	Bacia	Bloco	Empresa/consórcio Operador	Bônus (R\$)	Conteúdo Local (%)	
					Exp.	Desen
9ª	Parnaíba	PN-T-102	Imetame (33.34%); Orteng (33.33%); Delp (33.33%)	300.000,00	80	85
	Recôncavo	REC-T-210	Imetame (33.34%); Orteng (33.33%); Delp (33.33%)	3.100.000,00	80	85
	Recôncavo	REC-T-211	Imetame (33.34%); Orteng (33.33%); Delp (33.33%)	475.000,00	80	85
10ª	Potiguar	REC-T-225	Sipet (30%); Imetame (10%); Orteng (11%); CEMIG (24.5%); Codemig (24.5%)	2.001.115,00	80	85
	Recôncavo	REC-T-226	Imetame (30%); Sipet (10%); Orteng (11%); CEMIG (24.5%); Codemig (24.5%)	2.501.115,00	80	85
	São Francisco	REC-T-227	Imetame (30%); Sipet (10%); Orteng (11%); CEMIG (24.5%); Codemig (24.5%)	4.000.000,00	80	85
	São Francisco	REC-T-228	Orteng (30%); Sipet (10%); Imetame (11%); Codemig (24.5%); CEMIG (24.5%)	2.001.115,00	80	85
	São Francisco	REC-T-229	Imetame (30%); Sipet (10%); Orteng (11%); CEMIG (24.5%); Codemig (24.5%)	400.000,00	80	85
	São Francisco	REC-T-230	Orteng (30%); Sipet (10%); Imetame (11%); Codemig (24.5%); CEMIG (24.5%)	401.115,00	80	85
11ª	Potiguar	POT-T-485	Imetame (100%)	550.000,00	80	85
	Potiguar	POT-T-569	Imetame (100%)	521.000,00	80	85
	Recôncavo	REC-T-75	Imetame (100%)	450.000,00	80	85
	Recôncavo	REC-T-76	Imetame (100%)	950.000,00	80	85
	Alagoas	SEAL-T-30	Imetame (100%)	89.999,99	80	85
	Alagoas	SEAL-T-31	Imetame (100%)	89.999,99	80	85
	Alagoas	SEAL-T-62	Imetame (100%)	89.999,99	80	85
13ª	Potiguar	POT-T-699	Imetame (100%)	320.000,00	74	79
	Recôncavo	REC-T-66	Imetame (100%)	290.000,00	74	80
	Recôncavo	REC-T-99	Imetame (100%)	470.000,00	74	79
	Recôncavo	REC-T-212	Imetame (100%)	630.000,00	74	79
14ª	Espírito Santo	ES-T-354	Imetame (100%)	453.000,00	Nd	Nd
	Espírito Santo	ES-T-373	Imetame (100%)	350.000,00	Nd	Nd
	Espírito Santo	ES-T-441	Imetame (100%)	1.000.150,00	Nd	Nd
	Espírito Santo	ES-T-477	Imetame (100%)	245.150,00	Nd	Nd
	Espírito Santo	ES-T-487	Imetame (100%)	800.150,00	Nd	Nd

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP⁵ (2018)

Com um portfólio de áreas arrematadas com localização nas regiões Nordeste e Sudeste do país, a Imetame Energia participou em consórcio ou individualmente de cinco leilões de blocos exploratórios realizados pela ANP.

Operadora responsável de 23 das 25 áreas arrematadas, a instituição realizou o maior pagamento de bônus individual, no arremate do bloco ES-T-441, no Espírito Santo – Estado onde está localizada sua sede –, e o menor pagamento individual de bônus ao arrematar, separadamente as áreas de SEAL-T-30, SEAL-T-31 E SEAL-T-62, cujo valor foi de R\$89.999,99 (oitenta e nove mil, novecentos e noventa e nove reais e noventa e nove centavos), cada uma.

Analisando a atuação da instituição em consórcio, por sua vez, o maior bônus pago pelo grupo consorciado, no qual a Imetame Energia fora responsável por 30% no arremate, foi de R\$

⁵ Não foram definidos nos resultados o percentual de conteúdo local para a 14ª rodada licitatória.

4.000.000,00 (quatro milhões de reais), neste, houve o comprometimento do grupo em realizar 80% da política de conteúdo local na etapa da exploração e 85% na etapa do desenvolvimento. Sendo responsável por 33,4%, o menor valor pago pelo consórcio no qual a Imetame Energia era integrante foi no arremate, na 9ª rodada, do bloco PN-T-102, na bacia de Parnaíba.

Com uma abrangência de localidades maior do que a observada pela PetroRecôncavo, que especializou sua produção de P&G na bacia do Recôncavo, a Imetame Energia realiza arremates tanto em acumulações marginais, já exauridas ao ponto de não ser mais atraente para a exploração da Petrobras, como, também, assim como a PetroRecôncavo, nas novas fronteiras de blocos exploratórios terrestres.

Ainda que sejam promotores de emprego e renda para as regiões nas quais estão localizados, por si só, muito provavelmente, os produtores independentes não seriam capazes de promover uma revitalização nacional do setor *onshore*. Ainda que não sejam pequenas instituições, como visto no Quadro 1, no Quadro 2 e no Quadro 3, os produtores independentes possuem uma abrangência de atuação do setor P&G, apenas nas regiões onde os mesmos estão localizados.

Com um leque de atuação nacional, as políticas implementadas pelo governo são capazes de ditar os rumos de um setor, ou mesmo, de uma indústria no país. Com o intuito de compreender a atuação das políticas implementadas pelo governo brasileiro na indústria e, mais especificamente, no segmento de P&G, a próxima seção irá se debruçar.

3 POLÍTICAS PÚBLICAS DA INDÚSTRIA DE P&G

Objetivando compreender o desenvolvimento das relações do governo brasileiro com a indústria, por meio da aplicação das políticas industriais no país para, posteriormente, examinar tais políticas no bojo do segmento de P&G, esta seção se desdobrará.

Formatada entre a Política Industrial brasileira e a Política industrial do setor de P&G no Brasil, as informações observadas nesta seção contextualizarão e facilitarão a compreensão do objeto de estudo dessa pesquisa: o programa REATE.

3.1 POLÍTICA INDUSTRIAL BRASILEIRA

De acordo com Souza (2006), a concepção da política pública, tal qual se conhece atualmente, é fruto da construção de diversos autores, dentre os quais, pode-se enfatizar a contribuição de H. Laswell (1936) (ao se utilizar da pesquisa acadêmica para interpretar a realidade governamental, introduzindo a análise de políticas públicas), H. Simon (1945) (com a introdução do conceito de racionalidade limitada dos gestores públicos), C. Lindblom (1959) (incorporando outros fatores, como relações de poder, para realizar análise das políticas públicas) e D. Easton (1965) (com sua definição de políticas públicas a partir de uma ótica sistêmica, no qual, a mídia, os partidos políticos e os grupos de interesse realizam “*inputs*”), estes, são considerados pela autora como “os pais fundadores” da área da política pública.

Contudo, Souza (2006), também observa que não existe uma única concepção que seja aceita universalmente, tão pouco, afirma algo sobre a existência de uma interpretação que seja melhor ou pior do que a outra, a autora explica, no entanto, que, dentre as concepções acerca da temática, a mais aceita continua sendo a de Laswell (1936). Assim sendo, em linhas gerais, resume-se o campo de atuação das políticas públicas:

como o campo do conhecimento que busca, ao mesmo tempo, "colocar o governo em ação" e/ou analisar essa ação (variável independente) e, quando necessário, propor mudanças no rumo ou curso dessas ações (variável dependente). A formulação de políticas públicas constitui-se no estágio em que os governos democráticos traduzem seus propósitos e plataformas eleitorais em programas e ações, que produzirão resultados ou as mudanças no mundo real. (SOUZA, 2006, p. 26).

Ao definir os programas e ações a serem implantados no exercício do mandato, o governo visa a promoção de resultados ou mudanças na sociedade. Dessa forma, ao iniciar a análise da elaboração das políticas públicas para o setor industrial, é necessário, antes de tudo, ter em vista

a necessidade de duas características-chave para a estruturação de uma política pública: resultados e mudanças.

Ao analisar a necessidade de implantação de mudanças como um dos vetores de implementação de uma política pública, muitos fatores se tornam relevantes no contexto desta conclusão, um deles, como observado por Frey (2000), reside na incapacidade da análise de políticas públicas, dispor de uma teoria uniforme, aplicável em qualquer realidade. Para a compreensão do contexto de aplicabilidade das políticas públicas de um setor específico, de uma sociedade específica, torna-se necessária a realização desta análise neste cenário específico, em outras palavras, será preciso estudar as políticas públicas aplicadas no contexto da indústria brasileira.

Segundo Almeida (2013), existem diversas abordagens que definem o que vem a ser o conceito de política industrial. Tais abordagens, no entanto, não, necessariamente, representam contraposições entre si, pelo contrário, elas refletem diferentes aspectos da relação existente entre o setor público e o setor privado. No entanto, é válido pontuar, como observado por Suzigan e Furtado (2006), que uma grande parte das divergências existentes entre as inúmeras abordagens em volta da temática da política industrial residem na existência de diferentes perspectivas sobre as fundamentações teóricas existentes:

Autores de extração liberal utilizam um arcabouço de teoria formal para justificar intervenções por meio de política industrial como forma de sanar falhas ou imperfeições de mercado, tais como externalidades, bens públicos, incerteza, informação insuficiente ou assimétrica, sob o pressuposto de que a economia se encontra numa trajetória de equilíbrio sub-ótimo, e com os supostos de racionalidade substantiva de agentes com comportamento maximizador, estruturas industriais dadas e conhecimento disponível como um bem livre. (SUZIGAN; FURTADO, 2006, p.164)

Ao passo que os neoschumpeterianos fundamentam suas análises a partir da seguinte perspectiva:

Combinada com a visão Schumpeteriana do papel estratégico da inovação no desenvolvimento econômico e com as formalizações teóricas da economia evolucionária, essa abordagem descarta o pressuposto do equilíbrio e — sob hipóteses mais realistas de que o comportamento dos agentes baseia-se em racionalidade limitada (ou condicionada) e de que o conhecimento é predominantemente tácito e idiossincrático — propõe que há uma co-evolução de tecnologias, de estruturas de empresas e de indústrias, e de instituições em sentido amplo, incluindo instituições de apoio à indústria, infraestruturas, normas e regulamentações, tendo a inovação como força motora. (SUZIGAN; FURTADO, 2006, p.165).

De acordo com Amsden (2001), as abordagens das políticas industriais implantadas nos países em desenvolvimento na América Latina e na Ásia, se deram, majoritariamente, por meio do modelo de desenvolvimento por substituição de importações. Através das concessões de crédito privado, subsidiados por bancos estatais de desenvolvimento, como *Korea Development Bank* (KDB), na Coreia do Sul, *Industrial Development Bank of India* (IDBI), na Índia, e *Banca de*

Desarrollo, no México, bem como, por meio do incentivo à P&D e pela via de proteção temporária de mercado, os países periféricos procuravam a inserção de suas economias nas indústrias intensivas em capital (como metalurgia, siderurgia e petroquímica), através do fortalecimento de suas instituições, possibilitando a geração de economias de escala.

Uma outra abordagem, no entanto, considerada por Rodrik (2004) e por Almeida (2013), como a nova política industrial do século XXI, vem redefinindo o conceito das vantagens geradas pelo fortalecimento e apoio a grandes grupos empresariais. Partindo do pressuposto de que, independentemente do nível de desenvolvimento econômico no qual se encontra um país, o empresário é incapaz de saber quais os produtos que são, de fato, economicamente viáveis de serem produzidos no mercado interno.

Ainda segundo Almeida (2013), o custo para que o empresário descubra se determinada atividade produtiva é viável economicamente de ser produzida no mercado interno é elevado não somente para o empresário, mas para a sociedade de maneira geral.

O problema subjacente à dificuldade de diversificação da economia estaria ligado a uma externalidade de informação. Não há como saber *ex-ante* qual tipo de produto ou atividade um país poderia produzir, mas, tão logo determinada atividade se mostre lucrativa, outros empresários fariam o mesmo investimento. Assim, se o Estado não incentivar esse processo por meio de subsídios a novas atividades ou garantindo o direito de empreendedores nele envolvidos de se apropriarem de lucros de quase monopólio como recompensa do seu esforço, o resultado seria pouco investimento na descoberta de novas atividades. (ALMEIDA, 2013, p. 277-278)

Atualmente, como visto pelo autor, reflexos da implantação desta política industrial podem ser facilmente observados. Vão desde produção de Salmões⁶ domésticos, no Chile, que contou com uma forte contribuição governamental, até casos de sucesso como a produção e exportação de frutas em Petrolina, no estado de Pernambuco, e em Juazeiro, na Bahia.

Imersa nesse contexto, a indústria brasileira, entre o período do pós-guerra e o final da década de 1970, observou, pela primeira vez, o processo de industrialização, efetivamente, obter espaço na agenda política do país. Durante esse período, o Brasil experimentou, como visto em Suzigan e Furtado (2006), a aplicação de duas políticas industriais de grande expressão, são elas: o plano de Metas, de Juscelino Kubitschek, e o II Plano Nacional de Desenvolvimento (PND), do período da ditadura militar. Tais períodos foram diretamente responsáveis pela evolução conjunta das estruturas econômicas do país, bem como, das instituições e do setor tecnológico nacional.

⁶ Ver: Amtmann e Blanco "Efectos de la salmonicultura en las economías campesinas de la Región de Los Lagos, Chile." (2001).

Durante o período de implantação do plano de metas e do II PND, no bojo da substituição de importações, observada por Amsden (2001), a política industrial brasileira

ocupava-se especificamente de construir setores, procurando fazer com que a estrutura industrial convergisse para o padrão estrutural das economias industrializadas — baseado na metalmecânica e na química. Mas paralelamente tentava também avançar na constituição de um embrião de sistema nacional de inovação — o Sistema Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, e no desenvolvimento da infraestrutura econômica; primeiro energia e transportes e depois telecomunicações. (SUZIGAN; FURTADO, 2006, p.170).

Graças à estruturação dessa indústria, assim como, dessa infraestrutura, a formatação da estrutura econômica brasileira foi redesenhada tendo por base o conhecido tripé, composto pelo estado, capital estrangeiro e o capital nacional.

O período recente da política industrial brasileira, por sua vez, configurou-se pela retomada da adoção de políticas de incentivos setoriais. Implementada no governo de FHC, a Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior (PITCE) consistiu em um “plano de ação do governo federal que tinha como objetivo o aumento da eficiência da estrutura produtiva, da capacidade de inovação das empresas brasileiras e a expansão das exportações” (ALMEIDA, 2013, p. 273). Durante o governo Lula, o Estado

ampliou sua política industrial para vários setores por meio da Política de Desenvolvimento Produtivo (PDP) e, em 2011, ela foi novamente ampliada com o estabelecimento de novas metas, mecanismos de proteção comercial e uma política de compras governamentais com margem de preferência de até 25% para produtos manufaturados e serviços nacionais no complexo de saúde, defesa, têxtil e confecção, calçados e tecnologia da informação e comunicação (ALMEIDA, 2013, p. 273-274).

No entanto, ainda que a política industrial tenha se feito presente tanto na gestão FHC, quanto na gestão Lula, ela pouco ou nada avançou, pois

A indefinição quanto aos instrumentos e mecanismos de coordenação e as restrições doutrinárias e as de política econômica tornaram a política industrial reduzida a um programa de expansão moderada dos investimentos em ciência e tecnologia. Nota-se, em particular, a inexistência de uma política industrial voltada a ampliar as exportações industriais nas cadeias produtivas. (MEDEIROS, 2015, p.157)

Aliado a esse fator, Almeida (2013) também destaca duas características importantes das recentes políticas industriais brasileiras, em primeiro lugar, fomentado pelo grande apetite por matérias primas e por alimentos da China, a atual conjuntura econômica na América Latina favorece e consolida a exportação de *commodities* agrícolas e minerais na matriz produtiva brasileira, nesse contexto, “A política industrial, em vez de contrabalançar esse efeito-demanda, na verdade o fortalece ao estimular a concentração e internacionalização das empresas brasileiras produtoras de *commodities*” (ALMEIDA, 2013, p. 283). Promovendo financiamentos, via BNDES, às instituições de grande porte, em segmentos, nos quais, o país já possui uma expressiva vantagem comparativa, como frigoríficos e papel e celulose, por exemplo, abre-se

mão de uma política industrial que financie segmentos nos quais o país não dispõe de semelhante vantagem.

O segundo aspecto destacado pelo autor ressalta que

apesar de a política industrial brasileira e as políticas de fomento à inovação (Lei do Bem, fundos setoriais etc.) não discriminarem entre empresas brasileiras e estrangeiras, na prática a política recente do BNDES de criar líderes nacionais adota uma postura pragmática que, em muitos casos, toma a forma de discriminação contra o capital estrangeiro. (ALMEIDA, 2013, p. 284).

Exemplos desse aspecto podem ser observados desde a formação da Brasil Foods⁷, através da injeção de recursos do BNDES para viabilizar a fusão entre a Sadia e a Perdigão, até a aquisição⁸ do controle acionário da Aracruz Celulose pela Votorantim, na qual o BNDES foi o responsável direto por tornar esse processo viável.

Em resumo, na prática, a política industrial brasileira, via BNDES, apoia empresas que já são grandes em setores nos quais o Brasil já é competitivo. Essa política, além do seu elevado custo, não se enquadra na velha nem na nova política industrial. Não promove a diversificação produtiva por meio de grandes empresas (a velha política industrial), nem promove soluções de problemas específicos a um grupo de empresas, nem facilita o processo de *self-discovery* (que caracteriza a nova política industrial). (ALMEIDA, 2013, p. 285).

3.2 POLÍTICA INDUSTRIAL DO SETOR DE P&G NO BRASIL

Debruçando-se sobre a análise das políticas implantadas na indústria brasileira de P&G, desde a descoberta de petróleo no bairro do Lobato, em Salvador, Fernández y Fernández (2013) observa que as políticas industriais voltadas a este setor estiveram fortemente atreladas às políticas implantadas na estatal Petrobras. Para o autor, a instituição, detentora do monopólio da produção e da exploração de P&G, na época, foi responsável por implementar, dentre as suas atribuições, uma cultura organizacional pautada, também, no desenvolvimento de fornecedores da indústria petrolífera nacional.

Tal como visto por Amsden (2001), no desenvolvimento das indústrias latino-americanas e asiáticas, Fernández y Fernández (2013) observou que, durante as décadas iniciais de operação, o desenvolvimento da IPP brasileira se deu por meio do processo de substituição de importações. A construção de refinarias, como, por exemplo, a Refinaria de Duque de Caxias, no Rio de Janeiro, e a Refinaria do Planalto Paulista, em São Paulo, em 1960 e 1970, respectivamente, foi responsável pela movimentação de uma quantidade elevada de empresas,

⁷ Ver: “BNDES admite participar da Brasil Foods”, no Jornal Folha de São Paulo.

⁸ Ver: “Com ajuda do BNDES, Votorantim assume controle da Aracruz”, no Jornal Estadão.

com construções, bombas, válvulas, dentre outros complementos, implantando, no Brasil, o primeiro grande canteiro de obras com uma substancial participação de companhias nacionais.

Paralelamente, também nos períodos iniciais de implantação de políticas industriais voltadas ao setor de P&G, Fernández y Fernández (2013), também, destaca a grande participação de empresas nacionais no desenvolvimento dos complexos petroquímicos brasileiros, como, por exemplo, o de PQU, em Santo André, e o da COPENE, em Camaçari.

Nos estudos de Santos e Avellar (2017), foi verificada a implantação de políticas industriais aplicadas no segmento de P&G, durante o período de 1999 até 2004, tais políticas foram nomeadas de: Repetro, Política de Conteúdo Local e BNDES P&G.

Imersa no cenário de estímulo à atração de instituições internacionais para o setor de P&G do país, tendo em vista que a quebra no monopólio da Petrobras havia sido legalmente promulgada poucos anos antes, o regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural (Repetro) é caracterizado pela suspensão de “impostos de importação e os demais tributos federais na admissão temporária de qualquer bem para as atividades de pesquisa e lavra.” (SANTOS; AVELLAR, 2017, p.731).

Implantado no ano de 1999, este regimento teve duas postergações em sua validade, sendo que a última estendeu o prazo de vigência do programa até o ano de 2020. Silva (2007) observou que o programa “destina-se a incentivar o ingresso no Brasil de ativos estrangeiros com suspensão ou isenção de tributos, como incentiva também a indústria nacional a fornecer e participar deste mercado de elevados investimentos” (SILVA, 2007, p. 04), ainda segundo o autor,

o modelo REPETRO é importante para o desenvolvimento da área de E&P de petróleo e gás, porém não é totalmente eficaz, bem como é necessário mudança ou criação de um novo modelo com uma nova visão sobre tratamento aduaneiro às atividades de exploração e produção, minimizando os procedimentos administrativos incidentes nas operações de importação e exportação. (SILVA, 2007, p. 05).

Contudo, “o regime, como um instrumento eminentemente técnico, não oferece a subjetividade necessária para que seja um mecanismo incluyente. Ao contrário, suas normas, regras e exceções, fazem com que o regime apresente traços de seletividade.” (SANTOS; AVELLAR, 2017, p.732).

Dando continuidade ao estudo das políticas implantadas na história recente da indústria de P&G, a política de conteúdo local, como visto por Guimarães (2013), decorreu em função da

lacuna que seria gerada pelo fim da amplitude nacional da política de compras da Petrobras, viabilizada por meio do seu monopólio. Em outras palavras, devido ao fim do monopólio da estatal, a política de compras da instituição, que privilegiava as companhias nacionais – refletindo as orientações emanadas do governo -, deixaria de possuir a abrangência que outrora possuíra, causando um forte impacto na IPP desenvolvida, quase exclusivamente, para fornecer as demandas da estatal.

Ao chegar ao fim o monopólio da Petrobras, “procurou-se comprometer os investidores privados com o objetivo de assegurar uma participação relevante dos fornecedores locais no suprimento da demanda de bens e serviços resultante dos investimentos da indústria de P&G” (GUIMARÃES, 2013, p.333). A partir da avaliação de que a demanda por empresas nacionais não seria muito expressiva, levando em consideração apenas a dinâmica mercadológica, foi formulada a política de conteúdo local, que consiste “na exigência de que uma empresa ou um conjunto de empresas de um setor produtivo, realize no mercado doméstico uma parcela de suas compras de insumos ou de bens e serviços requeridos por seus investimentos”. (GUIMARÃES, 2013, p.334).

Implantada como uma política de adesão voluntária, nas quatro primeiras rodadas licitatórias da ANP, entre os anos de 1999 e 2002, Santos e Avellar (2017) reiteram que a política de conteúdo local foi implantada visando minimizar os efeitos da evidente disparidade existente entre os fornecedores locais e os fornecedores internacionais.

Com a proposta de fornecer apoio, ajudando a desenvolver e a valorizar a IPP nacional, o governo, então presidido por FHC, e o contexto neoliberal, dominante na época, defendia que, como visto em Fernández y Fernández (2013), a não obrigatoriedade de adesão à política de conteúdo local era fundamental para manter íntegro o marco regulatório que a quebra do monopólio da Petrobras proporcionou.

Em 2002, com a ascensão de Lula ao governo, a adesão, até então voluntária, da política de conteúdo local, tornou-se obrigatória, alterando, significativamente, a dinâmica do setor. Como analisado por Santos e Avellar (2017), durante as quatro rodadas iniciais não havia exigência de percentuais mínimos de conteúdo local nas licitações, mas, a partir da 5ª rodada, em diante, durante as etapas de exploração e de desenvolvimento, deveria haver um percentual mínimo, que oscilava entre 30% e 70% de aquisições de produtos e serviços da indústria nacional. Este novo remodelamento:

foi interpretado pelos atores da cadeia como uma retomada da política industrial para o setor, com o objetivo de ampliar as compras no mercado interno e reduzir a um patamar mínimo as importações de equipamentos e serviços de forma a aumentar a geração interna de emprego e fortalecer a indústria nacional (SANTOS; AVELLAR, 2017, p.734).

Ao examinar a implantação das políticas industriais recentes voltadas ao setor de P&G, Santos e Avellar (2017), também, observaram, no ano de 2011, a implantação do Programa de Apoio ao Desenvolvimento da Cadeia de Fornecedores de Bens e Serviços Relacionados ao Setor de Petróleo e Gás Natural (BNDES P&G). Com vigência até dezembro de 2015 e com orçamento de R\$ 4 bilhões, este programa se consistiu, como analisado por Araújo, Mendes e Costa (2012), na adoção de medidas de facilitação de acesso ao crédito, bem como, realização de financiamentos, com taxas mais atrativas, às micro, pequenas e médias empresas do setor.

De acordo com o banco de desenvolvimento estatal, os focos do programa foram

projetos de implantação, ampliação e modernização da capacidade produtiva; consolidação, fusão e aquisição e internacionalização da cadeia de fornecedores; financiamento do capital de giro necessário à produção de equipamentos e prestação de serviços; e suporte a atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação. Além de oferecer condições financeiras diferenciadas, com taxas de juros variando de 4,5% ao ano, para inovação, até 11,04%, para o financiamento a capital de giro, nas operações diretas, o programa flexibiliza as condições de acesso ao crédito para as micro, pequenas e médias empresas. (BNDES, 2011)

Ainda segundo o banco, no bojo do programa BNDES P&G previa-se, também, uma maior parcela participativa do BNDES no financiamento de projetos de base tecnológica, assim como, nos investimentos realizados na qualificação da mão de obra dos profissionais do setor, possibilitando o apoio, inclusive, às empresas-âncora do segmento.

O desenvolvimento da indústria, não apenas de P&G, mas da indústria brasileira de maneira geral, pela ótica dos autores que compuseram a fundamentação teórica deste trabalho, se deu por meio da implantação de uma série de políticas que visavam promover o desenvolvimento tecnológico da matriz brasileira, frente à elevada competitividade do cenário internacional, nesta etapa, cabe a reflexão:

Por todo o exposto, a ampliação da participação da indústria brasileira no total dos investimentos precisa ter como elemento principal os ganhos de competitividade. É esse, na verdade, o grande desafio a ser enfrentado, com destaque explícito ao processo de inovação tecnológica. A qualidade das políticas públicas orientadas a esses objetivos é que determinará em que medida o Brasil irá aproveitar esse ciclo virtuoso em prol de seu desenvolvimento. (FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ, 2013, p.121).

Sendo uma política pública setorial que procura promover a revitalização, especificamente, da indústria de P&G em seu segmento terrestre, em 2017, o governo brasileiro anunciou a implantação do programa REATE. Na análise deste programa, a próxima seção irá se debruçar.

4 PROGRAMA REATE

Instituído sob a Portaria nº 17, de 17 de janeiro de 2018, do diário oficial da União, e contemplado no portfólio de projetos estratégicos para o quinquênio 2017-2021, do Ministério de Minas e Energia (MME), devido ao seu alinhamento com 3 áreas estratégicas a serem alcançadas pelo órgão, foi lançado, em janeiro de 2017, o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE). Proposto a partir de consulta pública realizada entre os dias 03 e 19 de maio de 2017, tal programa, segundo dados do relatório⁹ de governo do MME, está embasado nos pilares de promoção da revitalização das atividades de Exploração e Produção (E&P) de áreas terrestres no país, bem como, no estímulo ao desenvolvimento local e regional e a promoção do aumento e da competitividade da indústria de petróleo *onshore* no Brasil.

De maneira simplificada, o programa REATE possui, em sua visão, a consolidação de: “Uma indústria de E&P terrestre forte, competitiva, com produção crescente, com pluralidade de operadores e diversidade de fornecedores de bens e serviços” (MME, 2017), atingida a partir da implantação da sua missão, que consiste em uma: “Política Nacional para revitalizar a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres no Brasil, de modo a propiciar o desenvolvimento regional e estimular a competitividade nacional” (MME, 2017).

Com a ambiciosa proposta de triplicar a produção de petróleo em terra no país, em pouco mais de uma década, passando dos atuais 149 mil barris/dia para cerca de 500 mil barris - patamares semelhantes ao segmento *onshore* de países como Argentina e Equador -, o programa, como observado por Ramalho (2017), visa criar “sinergias entre os produtores, fornecedores e financiadores para aumentar a exploração e produção em terra”, assim como “aprimorar o ambiente de produção competitiva de gás natural, de modo a dar suporte a um desenvolvimento industrial regional, sobretudo nas regiões Nordeste, Centro-Oeste e Norte do Brasil”.

Para tais feitos, foram elencados, no relatório do MME, objetivos e resultados esperados, embasando-se na proposição de ações em três dimensões: políticas governamentais, regulação, e infraestrutura e comercialização.

Fundamentado essencialmente nas demandas dos diversos *players* que operam no contexto abarcado pelo programa, o MME, após análise setorial viabilizada pelo encaminhamento das

⁹ A presente investigação possui quantidade substancial de informações extraídas - e devidamente referenciadas - do relatório governamental do MME.

demandas por meio de consulta pública - que consta no relatório do programa REATE -, constatou que:

o declínio da produção dos campos em terra tem afetado fortemente as regiões produtoras dos estados do Espírito Santo, Bahia, Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará. A redução dos investimentos da Petrobras nessas áreas, e ainda os baixos preços do petróleo no mercado internacional, são fatores que contribuíram fortemente para a redução da atividade exploratória (Relatório Federação..., 2018, p.10)

A observação deste contexto, viabilizou a consolidação de determinadas demandas integradas – externalizando e consolidando todas as reivindicações setoriais - cujo escopo é refletir o atual cenário do segmento da indústria *onshore* de E&P de petróleo e gás natural no país. Tais demandas são elencadas a seguir:

1. Reverter a tendência de declínio da curva de produção das áreas *onshore*.
 2. Aumentar o fator de recuperação de hidrocarbonetos.
 3. Aumentar regularmente a produção competitiva de gás natural.
 4. Aumentar a atratividade das rodadas de licitações específicas.
 5. Aprimorar o ambiente de negócios da indústria de E&P terrestre, suportando o desenvolvimento da indústria local e regional, nas regiões produtoras.
- (Relatório Ministério..., 2017, p. 9)

4.1 DEMANDAS SETORIAIS

Com o intuito de compreender as demandas setoriais refletidas nos cinco tópicos elencados, serão feitos levantamentos e observações dos cenários aos quais as mesmas se inserem. A seguir, a pesquisa se debruçará na análise de cada uma das demandas setoriais integradas, levantadas e propostas no relatório do MME.

1. Reverter a tendência de declínio da curva de produção das áreas *onshore*

Antes mesmo de procurar compreender os anseios e potenciais resultados palpáveis desta demanda, é interessante compreender o que é a curva de produção ao qual a mesma externaliza a necessidade de reverter e qual é, de fato, sua “tendência de declínio”.

Sendo de grande interesse não apenas da empresa atuante na exploração e/ou produção de P&G, mas, também, de instituições financeiras e de investidores envolvidos com o segmento, é de fundamental importância a elaboração de dados que forneçam informações úteis acerca dos poços a serem explorados.

Para que os dados sejam úteis, estes devem ser capazes não apenas de informar o histórico dos poços, mas, também, suas projeções. Para tais feitos, como observado por Bassil e Hamacher (2004), o estudo do segmento de P&G fornece métodos determinísticos capazes de estimar o

potencial exploratório de determinados poços. Tais métodos, como visto por Cronquist (2001), são dos mais variados, passando por métodos de balanço de matérias, de analogia, volumétricos, dentre outros, cada um adequado a determinadas características de específicos poços. Dentre eles, ainda segundo Cronquist (2001), um método que leva em consideração especificamente o que foi produzido pelo poço com o passar do tempo, que é amplamente utilizado para elaborar projeções em campos maduros, é o método de análise da curva de declínio. Tal método

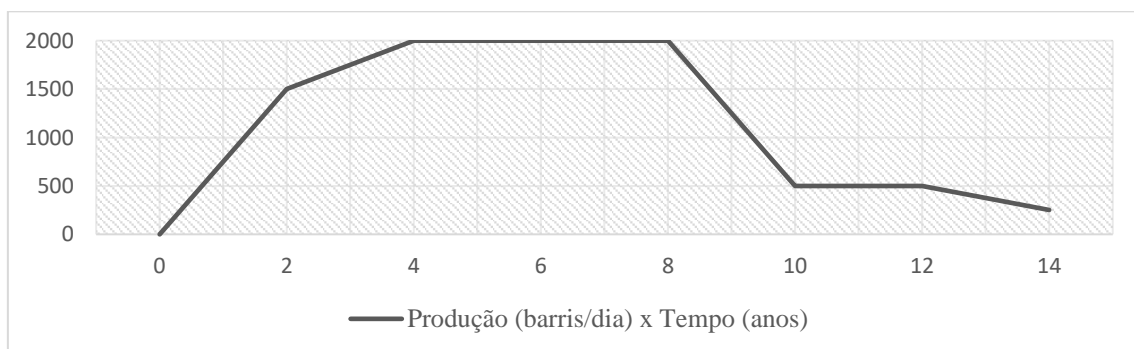
baseia-se no comportamento das vazões de produção ao longo do tempo. Quando o petróleo é retirado do reservatório, a pressão que existia inicialmente dentro do reservatório tende a diminuir, o que por sua vez acarreta em um declínio nas vazões de produção dos poços. Esse método utiliza apenas o histórico da produção do reservatório (taxa de produção vs tempo), não se importando com as propriedades físicas do meio em que o reservatório se encontra. (BASSIL E HAMACHER, 2004, P. 2).

Ao ser realizada a perfuração de um poço de petróleo, de acordo com Brauns, Gubitoso, Marinho e Grandra (2010), é possível observar sua intensa vazão durante o período inicial, mesmo variando de poço para poço, esta vazão inicial permite que seja realizada a retirada do líquido sem a necessidade de interferência de outros fatores, em outras palavras, a extração do petróleo é viabilizada apenas com a pressão existente.

Com a extração de óleo e do gás, no entanto, a pressão que outrora era o suficiente para realizar a retirada do líquido, deixa de ser. Esta mudança ocorre devido a inúmeros fatores, sejam eles “efeitos de descompressão dos fluidos no reservatório, das forças capilares, forças gravitacionais, efeitos da viscosidade e resistências oferecidas pelas tortuosidades e estrangulamentos dos canais porosos” (NAVIEIRA, 2007, p.13). Tal fator faz com que o produtor recorra a ferramentas, como a injeção de água ou a injeção de gás imiscível, afim de que ocorra o aumento da pressão e que seja possibilitada a retomada do processo de extração.

De forma simplificada, este processo pode ser exemplificado através da seguinte ilustração:

Gráfico 19: Curva hipotética de produção *onshore* do petróleo



Fonte: Elaboração própria (2018)

No exemplo hipotético, é possível observar as etapas do ciclo de vida de um poço de petróleo. Na etapa inicial, onde o tempo (t) é igual a zero, até $t = 2$, ocorre a perfuração do poço, na sequência, como citado anteriormente, o poço atinge o seu pico de produção, no exemplo $t = 4$, e a produção (p) é equivalente a 2000 barris por dia (b/d). Tal pico produtivo, sustentado até $t = 8$, é seguido por uma queda abrupta da sua produção, momento em que $t = 10$ e $p = 500$ b/d , na qual torna-se necessário o uso de técnicas que visem aumentar a pressão para que seja realizada a continuidade da extração.

Assim sendo, ao propor a reversão da tendência de declínio da curva de produção das áreas *onshore* em uma das suas demandas integradas, o relatório do MME procura externalizar o anseio do produtor em desenvolver métodos cada vez mais efetivos para que sejam realizadas extrações de petróleo em terra, lançando mão de ferramentas mais eficazes, capazes de atuar no processo de vazão.

2. Aumentar o fator de recuperação de hidrocarbonetos.

A segunda demanda setorial integrada proposta no relatório do MME argumenta sobre a necessidade da promoção do aumento do fator de recuperação de hidrocarbonetos. Para compreender em que se fundamenta a proposta desta reivindicação integrada dos setores, é útil que a mesma seja interpretada sob a ótica de complementariedade da demanda integrada anterior. Assim sendo, é pertinente, para efeito explicativo, que sejam recuperadas algumas informações que fundamentaram a explicação anterior e tal recuperação será feita ao longo da interpretação desta reivindicação setorial.

De acordo com Bruno (2014), é um fato observado e consolidado de que, com a aplicação de técnicas de extração de hidrocarbonetos, sejam elas primárias – que se referem à extração inicial, viabilizada pela pressão existente, visto em $t = 4$, no Gráfico 19 - ou secundárias convencionais – referente à extração realizada por intermédio da aplicação de técnicas, como a injeção de água, observado em $t = 10$, no Gráfico 19 -, uma elevada quantidade deste produto ainda permanece nos reservatórios.

Para que seja dada continuidade ao processo de extração, tendo em vista que a capacidade de recuperação da aplicação de técnicas secundárias convencionais consegue elevar, em média, como visto por Navieira (2007), de 15% a 20% da recuperação primária, para 30% a 40% na recuperação secundária convencional, torna-se necessária a aplicação de métodos de recuperação avançada – como observado no Gráfico 19 em $t = 14$ -, ou, então, como conhecido na literatura de P&G, *Improved Oil Recovery* (IOR).

Em linhas gerais, é nesse contexto que se insere a proposta desta demanda integrada. Como citado anteriormente acerca da recuperação média na fase primária e na fase secundária convencional, a taxa média de recuperação de reservatórios, sobretudo em campos *onshore*, é muito aquém do que possa ser considerada ideal para o produtor. Ao ser ultrapassada a fase secundária convencional, também é ultrapassada a fronteira do que muitos autores consideram como economicamente viável. Muito embora ainda haja nos reservatórios uma substancial quantidade de hidrocarbonetos a serem recuperados nas rochas, em grande parte dos casos, como observado por Navieira (2007), os poços já se encontram num acentuado grau de exploração, sendo, em muitos casos, posteriormente abandonados.

Contudo, como pesquisado por Rosa, Carvalho e Xavier (2006), por Brauns, Gubitoso, Marinho e Grandra (2010), e por Bruno (2014), são inúmeras as variáveis que definem o fator de recuperação de hidrocarbonetos. Tais variáveis vão desde a composição da rocha, até o tempo de alternância entre os bancos injetados. A título de ilustração, no estudo realizado por Santos (2015), foi possível observar um fator de recuperação 77% graças à aplicação do método WAG, que consiste na injeção alternada de água e gás, isto é, com a aplicação de métodos de recuperação secundária convencional, cuja média de recuperação, observada em Navieira (2007), girava em torno de 30% a 40%.

Dessa forma, para que sejam realizados avanços significativos no que diz respeito ao fator de recuperação de hidrocarbonetos, estudos mais aprofundados e técnicas mais adequadas ao contexto de cada reservatório são demandados para que a segunda demanda setorial integrada possa efetivamente ser alcançada.

3. Aumentar regularmente a produção competitiva de gás natural.

Dando continuidade às propostas determinadas nas demandas setoriais integradas do relatório do MME, a terceira reivindicação é focada especificamente na produção de gás natural. Para compreender as ações propostas nessa solicitação setorial, por sua vez, torna-se necessária uma contextualização prévia deste produto, visando, sobretudo, inserir sua peculiar produção ao que é proposto na terceira demanda setorial integrada do relatório. Munindo-se de tal informação, associando-a à matriz produtiva deste produto no cenário brasileiro, será possível compreender com maior facilidade a proposta definida.

De acordo com a ANP, o gás natural pode ser classificado, sob a ótica do seu estado inicial nos reservatórios, em duas distintas categorias: como gás associado ou como gás não associado.

O gás associado é aquele que, no reservatório geológico, se encontra dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás. Neste caso, normalmente privilegia-se a produção inicial do óleo, utilizando-se o gás para manter a pressão do reservatório. O gás não-associado é aquele que está livre do óleo e da água no reservatório; sua concentração é predominante na camada rochosa, permitindo a produção basicamente de gás natural. (ANP, 2018).

Este hidrocarboneto, também, “pode ser denominado de gás úmido, o gás que contém frações líquidas de hidrocarbonetos comercialmente recuperáveis, e de gás seco, aquele que tem a fração líquida retida depois de processado na Unidade de Processamento de Gás Natural” (VIEIRA; GARCIA; GUIMARÃES; TORRES; PEREIRA, 2005, p. 21).

No Brasil há a predominância de reservatórios com gás associado, o que torna ainda mais complexa a produção deste produto, tendo em vista, como citado anteriormente, a priorização da extração do óleo em detrimento da produção do gás.

Resultante da degradação de matéria orgânica, este combustível fóssil é composto, basicamente por:

Quadro 04: Composição química do gás natural

Componente	(%) Volume
Metano	88,82
Etano	8,41
Propano+	0,55
Nitrogênio	1,62
Dióxido De Carbono	0,60

Fonte: (VIEIRA; GARCIA; GUIMARÃES; TORRES; PEREIRA, 2005, p. 22)

Tal composição faz com que o gás natural se torne, dentre os demais combustíveis fósseis existentes, o combustível que possui a queima “mais limpa”, assim como, de acordo com Gagliano (2018), sua composição o torna capaz de reduzir entre 30% e 40% dos gastos com combustíveis por parte de fábricas, como as do interior baiano, quando comparado aos gastos com óleo diesel, um dos derivados do petróleo.

Por sua queima menos nociva do que outros combustíveis fósseis, o gás natural, como observado por Sanseverino (2018), é visto como um recurso energético estratégico na transição de combustíveis não renováveis para combustíveis renováveis na matriz energética nacional.

Detentor da segunda maior reserva latino-americana de gás natural, com cerca de 500 bilhões de m³, atrás apenas das reservas venezuelanas, o Brasil, atualmente, tem sua matriz energética composta em mais de 12% por gás natural. Concentrando, massivamente, a produção deste combustível no segmento *offshore*, o país, por meio de produtores independentes com as aquisições de campos maduros estimuladas, sobretudo, por meio dos projetos Topázio e Ártico

da estatal Petrobras, vem passando por um gradativo aumento na inserção de novos operadores na produção de P&G no segmento *onshore*.

O gradativo aumento no número de operadores, no entanto, como observado no pedido de análise da ANP ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) acerca da possível “existência de mercado monopsônico na comercialização do petróleo, em especial na coleta, tratamento e escoamento” (EBPR, 2018), não vem acompanhado de um aumento competitivo na produção. A existência da prática de monopsônio no segmento é capaz de se “configurar em barreira à criação de um mercado diversificado e competitivo na atividade de E&P terrestre” (EBPR, 2018).

Assim sendo, ao reivindicar ações nas quais estimulem-se aumentos da produção competitiva de gás natural, é necessário ter como um dos focos o contexto ao qual tal demanda está inserida. Apesar de sua capacidade estratégica, apesar da representatividade deste combustível na matriz energética nacional, é necessário entender o funcionamento de toda a cadeia produtiva, da extração à utilização, para que a proposta de aumento regular e produtivo deste produto seja efetivamente atingida.

4. Aumentar a atratividade das rodadas de licitações específicas.

Inserida no contexto das rodadas de licitações promovidas pela ANP, a quarta demanda setorial integrada fundamenta-se na necessidade de promoção de maior atratividade das rodadas de licitação, especificamente voltadas ao segmento *onshore*. Para compreender de que forma se estrutura tal reivindicação, será feita uma análise acerca da capacidade das rodadas licitatórias em atrair as instituições, bem como, será analisada, mais detalhadamente, a especificidade das rodadas de licitações abarcadas nesta solicitação setorial. Posteriormente, munido-se dos dados observados, será feito um cruzamento de informações, analisando, de maneira focada, o potencial de atratividade das rodadas de licitações específicas, referenciadas na quarta demanda setorial integrada.

No ano de 2017, o CNPE “aprovou um calendário plurianual de rodadas de licitações de blocos exploratórios, concessão e partilha, e de campos terrestres maduros, totalizando 10 rodadas entre 2017 e 2019” (CARNEIRO; DELGADO, 2017, p. 10), dentre as quais, ainda de acordo com os autores, quatro rodadas para serem realizadas em 2017 e as demais nos anos subsequentes, sendo três em cada ano.

Desde o início das rodadas de licitações, em 1999, até o presente momento, em 2018, foram realizadas, de acordo com dados da ANP, 15 rodadas de licitação de blocos exploratórios (B.E), 4 rodadas de licitação de acumulações marginais (A.M) e 5 rodadas de licitação de partilha de produção: pré-sal (P.P.S). Cada uma das modalidades de oferta (B.E, A.M e P.P.S) apresentou uma distinta capacidade em atrair instituições dispostas a dar lances e arrematar as áreas ofertadas. Dado que a capacidade atrativa é determinante para o sucesso ou o fracasso das respectivas rodadas licitatórias e, por conseguinte, determinante aos interesses da quarta reivindicação das áreas setoriais, convém fazer uma análise mais apurada sobre esse assunto.

Utilizando-se de uma simples operação matemática para observar a capacidade atrativa das rodadas de licitações já realizadas pela ANP, têm-se o seguinte:

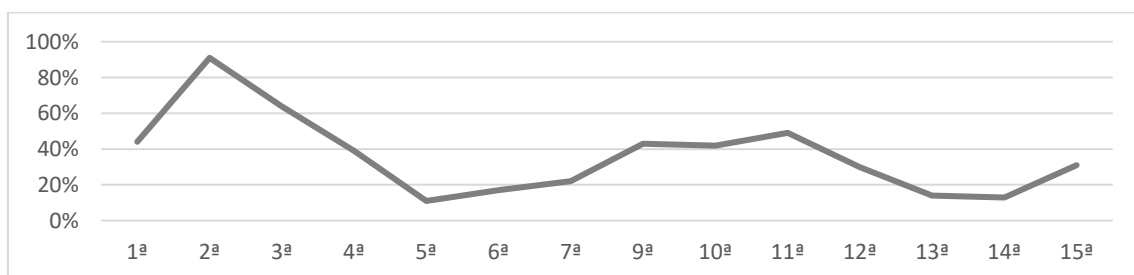
$$\text{Atratividade} = \text{Áreas Ofertadas} / \text{Áreas Arrematadas}$$

Na qual a *Atratividade* é um valor, expresso em porcentagem, dado pela razão entre o número de *Áreas Ofertadas* pelo número de *Áreas Arrematadas* em cada uma das rodadas licitatórias.

Convém a compreensão de que não é coerente calcular a média da *Atratividade* das rodadas licitatórias sem distingui-las por suas modalidades, dado que, como observado em Barros (2005), as modalidades de ofertas distinguem-se entre si, seja pelo público-alvo, pelo risco envolvido, ou mesmo pelo retorno e potencial da área ofertada. Contudo, torna-se adequado, no bojo do entendimento da quarta demanda, uma análise da *Atratividade* das rodadas licitatórias, segregando-as por suas respectivas modalidades.

Baseando-se em dados públicos disponibilizados pela ANP, a *Atratividade* das rodadas licitatórias já realizadas na modalidade B.E apresentaram a seguinte configuração:

Gráfico 20: *Atratividade* dos Blocos Exploratórios nas rodadas de licitações ANP



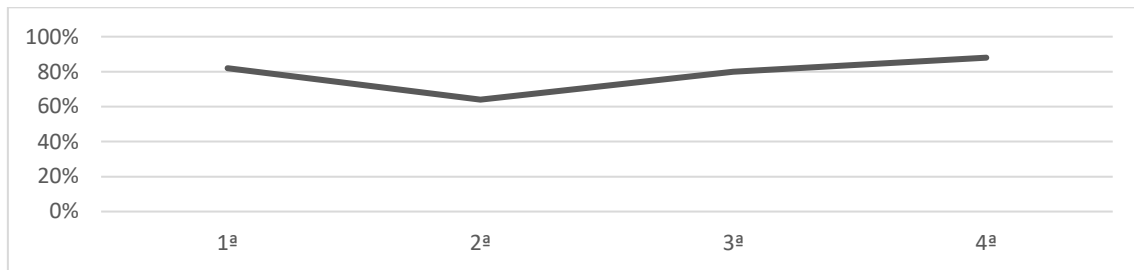
Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

Com uma média de *Atratividade* de 36%, mínima, na 5ª rodada, de 11%, e máxima, na 2ª rodada, de 91%, as rodadas licitatórias B.E ofertam áreas nas quais o regime de concessão está

atrelado a um elevado grau de risco – em comparação às outras modalidades. Ficando a cargo da instituição ou consórcio arrematante analisar a viabilidade produtiva de P&G da área.

Analisando a configuração existente nas rodadas de licitações realizadas para a modalidade A.M, observou-se a seguinte formatação:

Gráfico 21: *Atratividade* das Acumulações Marginais nas rodadas de licitações ANP

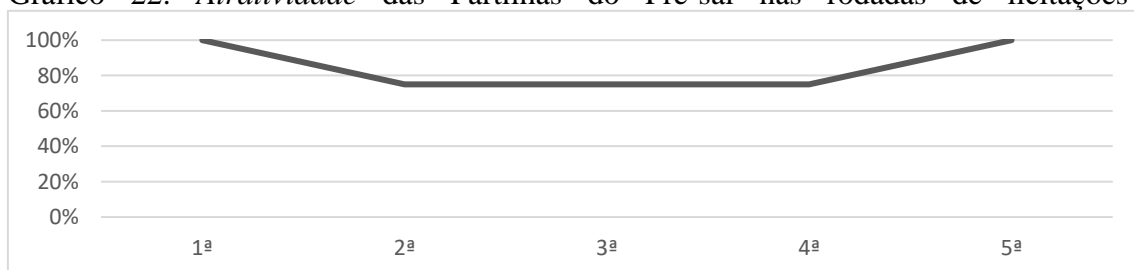


Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2017)

Durante suas 4 rodadas, essas acumulações obtiveram uma *Atratividade* média de 79%, com ponto máximo de 88%, na 4ª rodada, e ponto mínimo de 64%, na 2ª rodada. Com o portfólio de áreas ofertadas localizadas em bacias sedimentares maduras, o foco das ofertas de A.M se concentra em áreas inativas, cuja produção não ocorreu ou então foi interrompida devido à ausência de interesse econômico por parte das grandes instituições.

A observação da *Atratividade* nas rodadas de licitações em P.P.S se desenham, por sua vez, da seguinte forma:

Gráfico 22: *Atratividade* das Partilhas do Pré-sal nas rodadas de licitações ANP



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP (2018)

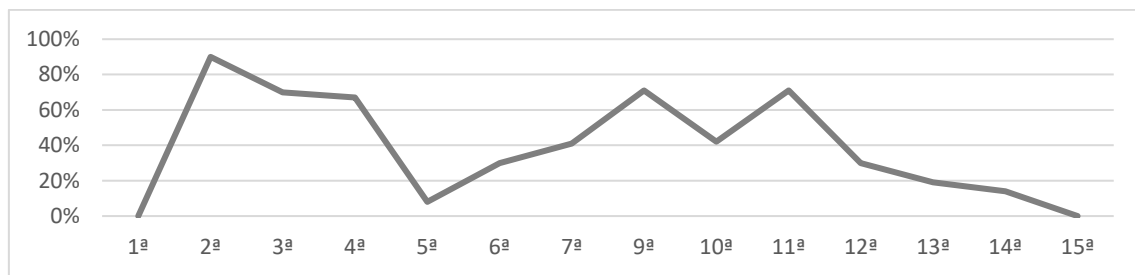
Com uma média de *Atratividade* de 85%, com mínima de 75% na 2ª, 3ª e 4ª rodada, e máxima de 100%, na 1ª e na 5ª rodada, as rodadas do P.P.S apresentam valores de atratividade superiores às duas outras modalidades, tanto na média, quanto nos pontos de mínimo e de máximo. Focado na partilha da região conhecida por pré-sal, distinguindo-se das outras licitações, sagram-se vencedoras dos leilões as instituições – ou consórcios – que ofertem o mais elevado percentual de produção de P&G.

Inserido no contexto do programa REATE, a quarta solicitação setorial integrada foca, especificamente, assim como todo o programa, em áreas *onshore*. Dessa forma, as rodadas de licitações tratadas nesta demanda se referem, em sua totalidade, às áreas abarcadas nos blocos exploratórios, através das novas fronteiras em terra, bem como, nas acumulações marginais, por meio dos campos maduros igualmente localizadas nas bacias sedimentares, excluindo-se, dessa forma, as informações observadas na análise dos dados em P.P.S.

Munindo-se do contexto *onshore*, com o escopo de delimitar e, de certa forma, determinar os dados que serão úteis à análise das reivindicações abarcadas no bojo da quarta demanda setorial, torna-se possível inferir que as novas formatações da *Atratividade* das rodadas licitatórias se desenham das seguintes formas:

Sob a ótica da *Atratividade* em B.E, apenas de blocos *onshore*:

Gráfico 23: *Atratividade* dos Blocos Exploratórios onshore nas rodadas de licitações ANP



Fonte: Elaboração própria (2018) com dados da ANP

Com média de *Atratividade* de 40%, mínima na 1ª e 15ª rodada, de 0%, e máxima na 2ª rodada, de 90%. As rodadas de licitações de B.E referente às áreas *onshore* apresentaram média superior – em 4 pontos percentuais – à média de *Atratividade* das rodadas licitatórias B.E, no entanto, quando comparada com os pontos de *Atratividade* mínima e máxima, em ambos os resultados observados, as rodadas de licitações de B.E referentes às áreas *onshore* apresentaram valores inferiores, sendo mínima de 0%, contra 11% das rodadas licitatórias B.E, e máxima de 90% das áreas exclusivamente terrestres, contra 91% de ambas as áreas.

Ao passo que, sob a ótica da *Atratividade* em A.M, apenas de blocos *onshore*, a formatação observada é mantida, sobretudo, porque com as rodadas de acumulações marginais “A ANP pretende motivar as pequenas e médias empresas a investir em produção de petróleo em bacias terrestres maduras, onde a infraestrutura para tratamento e transporte do petróleo e do gás natural já estão instaladas” (ANP, 2018).

Deste modo, como observado anteriormente, os valores da *Atratividade* média, mínima e máxima, mantêm-se, a saber: 79%, 64% e 88%, respectivamente.

Dessa maneira, é possível compreender a pertinência da proposta da quarta demanda setorial integrada. Com um desempenho médio de *Atratividade* nas licitações de novas fronteiras igual a 40%, sendo que duas das rodadas licitatórias de B.E sem nenhuma área *onshore* arrematada, o contexto atual das ofertas das rodadas licitatórias em novas fronteiras terrestres se mostra pouco ou nada animador às instituições que visam arrematar áreas de P&G nos blocos.

Pouco discrepante do contexto ao qual se inserem as novas fronteiras *onshore*, as acumulações marginais, por sua vez, apresentam valores razoáveis com *Atratividade* mínima acima de 50%. Contudo, a despeito da já instalada infraestrutura – que notadamente é um fator extremamente relevante ao investimento inicial das pequenas e médias empresas –, em nenhuma das rodadas licitatórias A.M houve uma *Atratividade* superior a 90%, reiterando, dessa forma, a pertinência da quarta demanda setorial.

5. Aprimorar o ambiente de negócios da indústria de E&P terrestre, suportando o desenvolvimento da indústria local e regional, nas regiões produtoras

Dando seguimento à análise das demandas setoriais, a quinta e última demanda abarca o aprimoramento do ambiente de negócios de P&G *onshore*, sem perder de vista o desenvolvimento da indústria na qual o mesmo se insere, com foco em E&P.

Para realizar a verificação desta reivindicação setorial, torna-se necessária a compreensão do ambiente de negócios no qual, de acordo com o relatório do MME (2017), existe a necessidade de aprimoramento para, posteriormente, conceber tal aprimoramento, no bojo do desenvolvimento da indústria local.

Como observado na análise das demandas do relatório do MME (2017) e reiterado no relatório da FIRJAN (2018), as recentes políticas de redução gradativa de investimentos em E&P de campos terrestres de P&G da Petrobras, afetaram, fortemente, os estados produtores, em especial, os estados do Espírito Santo, Bahia, Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará.

Há de se convir, no entanto, referenciando a ótica de inúmeros autores acerca da temática, que a perda das benesses oriundas do *Devil's excrement*¹⁰ e de sua “maldição dos recursos naturais”, em tese, não deveria ser representativo para as regiões produtoras, pelo contrário:

Oil is a curse. Natural gas, copper, and diamonds are also bad for a country's health. Hence, an insight that is as powerful as it is counterintuitive: Poor but resource-rich countries tend to be underdeveloped not despite their hydrocarbon and mineral riches but because of their resource wealth. One way or another, oil — or gold or zinc — makes you poor. This fact is hard to believe, and exceptions such as Norway and the United States are often used to argue that oil and prosperity can indeed go together. (NAIM, 2009, p.1).

Por ser intensiva em capital, como visto em Karl (2007), a indústria do petróleo, de maneira geral, mas, particularmente, sob a produção de *majors* e estatais, é responsável pela geração de um número bastante limitado de empregos por cada unidade de capital que é investido nas regiões produtoras. Aliado a este fator

Em geral, as receitas do petróleo produzem um estado rentista, ou seja, que se mantêm a partir das rendas do petróleo ao invés da tributação da população e demais atividades econômicas, em que fronteiras entre interesses públicos e privados são tênues, ocasionando ineficiência dos serviços públicos (BASTOS, 2013, p.34-35).

Fernández e Fernández (2013) observa que não é raro que a riqueza proporcionada pela E&P de petróleo, produzam economias dependentes, sendo substituídas, posteriormente, por graves crises financeiras devido à redução natural da extração desse mineral.

Sob o prisma deste recurso energético não renovável, isto é, não apenas a nova configuração de investimentos da Petrobras, mas, também, o processo natural de maturação de um poço, bem como, a cotação internacional desta *commodity*, são capazes de gerar elevadas oscilações nas receitas dos municípios produtores.

Contudo, como analisado por Bastos (2013), bem como por Robison (2017), a “maldição dos recursos naturais” nem sempre se mostra plausível quando analisada sob a ótica dos municípios brasileiros. Reafirmando, dessa forma, a pertinência da perda sofrida no desenvolvimento industrial dos municípios, com a nova configuração dos investimentos da Petrobras.

Imersa neste contexto, a 5ª reivindicação setorial procura expor a demanda dos produtores por um maior dinamismo da Indústria Para-Petrolífera (IPP) brasileira, de forma que a mesma se torne capaz de servir como um vetor de desenvolvimento não apenas para a indústria *onshore* de E&P, mas, também, para toda a localidade produtora.

¹⁰ Citação feita por Juan Pablo Pérez Alfonso, ex-ministro da Venezuela e um dos fundadores da OPEC para contrapor o argumento de que o petróleo era o “ouro negro”.

4.2 RESULTADOS ESPERADOS DO REATE

Com o propósito de elaborar medidas e soluções que atendam às demandas setoriais integradas, objetivando não apenas atender aos interesses de determinado segmento empresarial, mas, também, com a finalidade de propor medidas que promovam a revitalização das áreas *onshore* no país, o programa REATE teve sua área de atuação estruturada sob a ótica de três eixos: políticas governamentais, regulação e infraestrutura e comercialização.

Para o atingimento da meta de triplicação da produção de P&G *onshore* no país até 2030, foram elencados, no relatório do MME (2017), determinados resultados e as ações - em cada um dos eixos temáticos - demandadas para tal.

Visando compreender os resultados esperados estruturadas do programa REATE, as próximas seções irão analisar a composição dos resultados, segregando-os por cada um dos seus eixos, fundamentando-se massivamente em informações extraídas- e devidamente referenciadas - do relatório do MME.

1 Políticas Governamentais

Pautando-se em um dos objetivos estratégicos do programa REATE, que consiste em “revitalizar as atividades de E&P terrestre, estimular o desenvolvimento local e regional e atrair investimentos” (MME, 2017, p. 10), e respaldando-se num dos objetivos estratégicos do MME, referente ao “aproveitamento dos recursos energéticos e minerais de forma sustentável” (MME, 2017, p. 10), as políticas governamentais se estruturam em seis subáreas.

Tendo como instituições facilitadoras o MME, a ANP, o Ministério do Meio Ambiente (MMA), os Órgãos Estaduais de Meio Ambiente (Oemas), o Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC), o Ministério da Fazenda (MF), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Agência Nacional de Águas (ANA) e a Casa Civil, as políticas governamentais propostas no relatório de governo do MME referentes ao programa REATE possuem o foco de atuação nas seguintes subáreas:

- A oferta de novas áreas *onshore*: cuja meta é promover maior previsibilidade, assim como viabilizar a agilidade na oferta de novas áreas, tendo em vista, sobretudo, aumento da proporção de áreas arrematadas nas rodadas de licitação no Brasil.
- Aprimoramento do “conteúdo local”: que consiste na utilização de programas governamentais, em especial o Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de

Petróleo e Gás Natural (Pedefor), visando, dentre outros aspectos, aprimorar políticas que promovam o desenvolvimento de fornecedores regionais.

- A participação governamental: explicitada pela promoção do aumento da atratividade das áreas terrestres, embasando-se, sobretudo, estimulando a prospecção e a implantação de novos investimentos que viabilizem o aumento do fator de recuperação de áreas *onshore*.
- Tributação: visando a realização de levantamentos e análise de possibilidades de reduções na carga tributária.
- No marco regulatório: pautado, principalmente, na regularização e estabelecimento de segurança jurídica referente à atuação nas atividades de produção e exploração de recursos energéticos, especificamente petróleo e gás natural, no segmento *onshore*.
- Financiamento de E&P terrestre: nesse, observa-se o interesse em viabilizar financiamentos nas atividades da indústria terrestre de P&G, por meio da articulação entre investidores e órgãos financiadores, públicos e privados.
- Recursos Petrolíferos de Baixa Permeabilidade: que procura formatar meios de exploração mais eficazes em jazidas terrestres de P&G, que possuam uma capacidade reduzida de permeabilidade.

Resumidamente, as propostas no bojo das políticas governamentais, subdivididas entre os seis eixos temáticos, estão definidas da seguinte forma:

Quadro 05: Resultados Esperados da área de Políticas Governamentais do REATE

Área	Subárea	Resultados Esperados
1. Políticas Governamentais	1.1. Oferta de Áreas	1.1.1 Oferta de áreas para E&P sem restrições ambientais críticas à execução do contrato.
		1.1.2 Aumento na atratividade E na previsibilidade dos leilões.
		1.1.3 Adequação dos critérios de avaliação das ofertas de acordo com as características dos ativos.
	1.2. Conteúdo Local	1.2.1 Aprimoramento da Política de Desenvolvimento de Fornecedores, com reflexos na regulação e nos contratos visando ao desenvolvimento da cadeia de bens e serviços onshore.
	1.3. Participações Governamentais	1.3.1 Aumento da atratividade das áreas terrestres.
		1.3.2 Estímulo a novos investimentos para o aumento do fator de recuperação dos campos terrestres
	1.4. Tributos	1.4.1 Identificação e avaliação das possibilidades de redução da tributação em atividades de E&P terrestre.
	1.5. Marco Legal e Regulatório	1.5.1 Proposta de resolução em substituição à Resolução CNPE nº1, de 2013, definindo critérios para licitação e retirando restrições à produção de recursos petrolíferos não convencionais, mantendo a definição de prisma nas próximas rodadas de licitações.
	1.6. Financiamento de E&P Terrestre	1.6.1 Viabilizar a modalidade de financiamento RBL no Brasil
		1.6.2 Melhoria nas condições de atração de financiamento em condições razoáveis para atividades de E&P onshore.
	1.7. Recursos Petrolíferos de Baixa	1.7.1 Criação de condições que permitam aumentar a possibilidade de produção de petróleo e gás natural oriundos de jazidas de baixa permeabilidade no segmento onshore.

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados do relatório do Ministério de Minas e Energia (2017)

2 Regulação

Relacionando-se com o objetivo estratégico do REATE no que diz respeito a “criar regulação mais adequada e modelos licitatórios mais ágeis para aumentar a atratividade do setor” (MME, 2017, p. 20), no qual o mesmo encontra apoio no objetivo estratégico do MME, que visa “proporcionar um ambiente de confiança, inovação e competitividade para os setores de energia e mineração” (MME, 2017, p. 20), o eixo temático da regulação se encontra fragmentado em sete subáreas.

Tendo como facilitadoras as instituições: ANP, MME e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o eixo da regulação, de acordo com o relatório do MME (2017), estrutura-se nas subáreas:

- Gestão regulatória de áreas terrestres: cuja meta procura aumentar a atração do setor por meio da atuação em dois importantes aspectos, são eles, a facilitação da entrada de novos ingressantes no mercado de E&P das bacias sedimentares terrestres, assim como, a promoção de determinadas adaptações nos contratos exploratórios.
- Garantias de compromissos contratuais: que possui o escopo de levar melhorias na aplicação das condições dos contratos exploratórios existentes, por meio do aumento na rentabilidade das instituições atuantes no segmento focal do programa.
- Participações governamentais – regulação: nesse, procura-se minimizar as distorções fiscais, ocasionadas pela política de preços do petróleo, implementada pela Petrobras, devido à existência do ambiente de monopsonia na indústria.
- Prorrogação da fase de exploração: que, fundamentando-se nas necessidades da indústria e da atratividade de investimentos no país, procura viabilizar adequações contratuais, tomando como referência lições aprendidas com novas contratações, com o intuito, de acordo com o relatório, de flexibilizar os prazos de investimentos exploratório.
- Adequação regulatória e simplificação contratual: que está pautada em promover agilidade na execução dos contratos das concessões, bem como, estabelecer critérios gerais para avaliar a renovação das concessões e implantar projetos que promovam a revitalização dos campos exploratórios.
- Acesso ao banco de dados de E&P: nesta subárea, o foco da atuação se dá na promoção de maior acessibilidade de dados referentes às bacias sedimentares terrestres, bem como às informações que envolvam a indústria *onshore* de maneira geral.

- Recursos de Pesquisa, desenvolvimento e inovação: a meta galgada por meio desta subárea, por sua vez, dá-se na atuação harmônica entre os mecanismos estatais de estímulo à expansão da Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), aliado à viabilização de recursos de financiamento para o desenvolvimento de PD&I, por meio da iniciativa privada, para o setor de P&G terrestre.

Fragmentando-se nas subáreas temáticas acima citadas, ainda de acordo com o relatório governamental, os resultados esperados elencados são divididos e estruturados da seguinte forma:

Quadro 06: Resultados Esperados da área de Regulação do REATE

Área	Subárea	Resultados Esperados
2. Regulação	2.1. Gestão Regulatória de Áreas Terrestres	2.1.1 Facilitar aos novos entrantes o entendimento das regulações aplicáveis para a atividade de E&P terrestre.
		2.1.2 Adequação dos contratos e regulamentos aplicáveis à atividade de E&P em áreas de bacia sedimentar terrestre, de maneira a aumentar sua atratividade.
	2.2. Garantia de Compromissos Contratuais	2.2.1 Aprimoramento das condições contratuais aplicáveis, com incremento da rentabilidade e, portanto, da atratividade da atividade de E&P em bacias terrestres..
		2.3. Participações Governamentais Regulação
	2.4. Prorrogação da Fase de Exploração	2.4.1 Aplicação das lições aprendidas aos novos contratos, permitindo adequações contratuais nos prazos para o cumprimento de investimentos exploratórios que levem em consideração situações que afetem a indústria e a necessidade de aumento da atratividade para investimentos no País.
		2.5. Adequação Regulatória e Simplificação Contratual
	2.5.2 Estabelecimento de critérios gerais para nortear a avaliação da ANP acerca da renovação das concessões e melhoria na interação e na comunicação entre a ANP e as partes interessadas.	
	2.5.3 Implantação de projetos complementares e de revitalização e aumentar o fator de recuperação dos campos.	
	2.6. Acesso ao Banco de Dados de	2.6.1 Melhoria da atratividade de áreas terrestres por meio da maior acessibilidade dos dados.
		2.7 Recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
	2.7.2 Garantia de disponibilização de recursos para o financiamento de projetos tecnológicos capazes de alavancar investimentos em P, D&I para o segmento onshore.	

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados do relatório do Ministério de Minas e Energia (2017)

3 Infraestrutura e comercialização

Pautando-se do objetivo estratégicos do REATE de “fortalecer a competitividade nacional, buscando condições para a comercialização eficiente de óleo e gás natural e a utilização otimizada da infraestrutura e da logística” (MME, 2017, p. 27), alinhado ao objetivo do plano estratégico do MME, o qual diz respeito ao “Ambiente de confiança, inovação e competitividade para os setores de energia e mineração” (MME, 2017, p. 27), está fundamentado o eixo temático da Infraestrutura e comercialização.

Apoiando-se nos facilitadores: MME, EPE, ANP, Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME (SPE-MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e MDIC, esse eixo está fragmentado, como observado no relatório de governo do MME (2017), nas seguintes subáreas:

- Comercialização e consumo interno: que procura promover a implantação de melhorias no comércio sob a ótica dos produtores independentes, visando, sobretudo, tornar o setor *onshore* de P&G mais atrativo.
- Adequação do modelo “Reservoir-to-Wire”: no qual, têm-se como meta a promoção de adequações referentes ao período de comprovação e adaptação nos despachos. Assim como, procura-se realizar correções tarifárias existentes na distribuição de gás natural sob o modelo de geração térmica no perímetro próximo às áreas *onshore* produtoras de gás natural, conhecido como modelo “reservoir-to-wire”.
- Uso do gás natural na geração distribuída: o foco de atuação nesta subárea, por sua vez, dá-se na exploração de possibilidades de aproveitamento do gás natural na geração, de maneira distribuída, e comercialização de energia elétrica. Explorando, inclusive, possibilidades de operadoras realizarem vendas de energia elétrica no mercado de curto prazo, bem como, em Ambiente de Contratação Livre (ACL).
- escoamento e tratamento: o ponto focal desta meta se dá no estímulo e na promoção de redes integradas, ou mesmo métodos de compartilhamento que visem promover melhorias ou facilidades no escoamento e tratamento de petróleo. Tais integrações podem se dar por meio de contratos com refinarias como, também, por meio de um projeto piloto de Arranjo produtivo Local (APL).

Tal qual a formatação observada nas políticas governamentais e na regulamentação, os resultados esperados da infraestrutura e comercialização propostos no programa REATE estão subdivididos entre os seus eixos temáticos, estes estão definidos da seguinte forma:

Quadro 07: Resultados Esperados da área de Infraestrutura e Comercialização do REATE

Área	Subárea	Resultados Esperados
3. Infraestrutura e Comercialização	3.1. Comercialização e Consumo Interno	3.1.1 Aumento da atratividade do setor por meio da melhoria das condições de comercialização para os produtores independentes.
	3.2. Adequação do Modelo “Reservoir-to-Wire”	3.2.1 Adaptação da regulação e dos contratos para flexibilizar o período de comprovação de reservar e adequar regras de despacho.
		3.2.2 Correção das distorções tarifárias na distribuição de gás sob o modelo reservoir-to-wire
	3.3. Uso do Gás Natural na Geração Distribuída	3.3.1 Aproveitamento do gás natural, evitando a ventilação ou queima, em prol da geração distribuída de energia elétrica e comercialização da mesma.
		3.3.2 Definição da possibilidade de operadoras venderem energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou mercado de curto prazo (Spot).
	3.4. Escoamento e Tratamento	3.4.1 Estabelecimento de medidas que facilitem o escoamento e tratamento de petróleo, além da adoção de um modelo de compartilhamento de instalações, que funcione por meio de contratos especiais com refinarias ou centros de coleta existentes em terra.
		3.4.2 Definição de mecanismos de incentivo à formação de rede de coleta compartilhada para atender à medição e recebimento do óleo produzido por EPMS, bem como a criação de projeto piloto de APLs para empresas interessadas.

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados do relatório Ministério de Minas e Energia (2017)

A observação da estrutura do REATE, analisando, principalmente, a composição de suas pretensões, permite observar, tendo em vista o principal objetivo do programa, as oportunidades que o mesmo pode gerar com sua implantação. É na análise dessas oportunidades que a próxima seção irá se desdobrar.

5 OPORTUNIDADES DOS PRODUTORES INDEPENDENTES

Para realizar a análise das oportunidades geradas aos produtores independentes, no âmbito da produção *onshore*, por meio da implementação do programa REATE, será analisado o atendimento das reivindicações fornecidas pelas partes interessadas na indústria de P&G, cruzando informações fornecidas por meio das demandas setoriais e das ações e resultados esperados com a implantação do programa governamental. Posteriormente, serão analisadas as medidas que vêm sendo implementadas pelo governo no bojo do REATE e a percepção de um dos *stakeholders* do programa, acerca do mesmo.

5.1 REATE: DEMANDAS SETORIAIS X RESULTADOS ESPERADOS

Utilizando-se das ações prioritárias, dos resultados esperados, bem como, das demandas setoriais fornecidas no relatório de governo do MME (2017), é possível observar, ainda que não de maneira explícita, um aspecto de complementariedade dessas informações.

Iniciando o relatório de governo, referente ao REATE, com a apresentação das demandas setoriais e, durante a continuidade do relatório, promovendo o desenvolvimento de maneiras de atender a essas reivindicações, com a exposição das ações e de resultados esperados com a implantação do programa, é possível extrair, deste relatório, as ações e os resultados esperados em cada uma das demandas setoriais registradas.

Não sendo a pretensão deste trabalho ter a hercúlea tarefa de analisar todos os impactos desencadeados na cadeia produtiva de P&G *onshore*, com a implantação do REATE, será observado, nesta seção, em que medida os resultados esperados, com a implantação do programa, atendem às reivindicações setoriais. Para tal feito, será utilizado um método simples, no qual, será visto quais demandas setoriais são impactadas diretamente pelas ações propostas e resultados esperados, tal método é proposto no seguinte quadro:

Quadro 8: Método de classificação das demandas setoriais e dos resultados esperados do REATE

Demandas Setoriais	Método de Classificação	
1. Reverter a tendência de declínio da curva de produção das áreas <i>onshore</i> .	Aprimoramento de Métodos de recuperação primária e secundária convencional.	Aprimoramento de Técnicas Produtivas, fornecimento de dados referentes aos poços e fomento à P,D&I no segmento.
2. Aumentar o fator de recuperação de hidrocarbonetos.	Aprimoramento de Métodos de recuperação primária, secundária convencional e recuperação avançada.	
3. Aumentar regularmente a produção competitiva de gás natural.	Aplicação de técnicas aprimoradas e promoção de melhorias que visem o aumento da competitividade na produção de gás natural.	
4. Aumentar a atratividade das rodadas de licitações específicas.	Focadas nos novos entrantes.	Promoção de melhorias ao ambiente de negócios da indústria de P&G, como financiamentos, garantias, transparência e etc.
5. Aprimorar o ambiente de negócios da indústria de E&P terrestre, suportando o desenvolvimento da industrial local e regional, nas regiões produtoras.”	Focadas na indústria já existente.	

Fonte: Elaboração própria (2018)

Como forma de desenvolver um método único, aplicável a todas as classificações necessárias na análise das demandas setoriais e dos resultados esperados pelo REATE, o Quadro 8 assim se estrutura. Elaborado em função do contexto que o mesmo se propõe a analisar, as classificações se fundamentam tanto nas demandas setoriais integradas, quanto nas ações propostas e nos resultados esperados com a implantação do programa.

A título de ilustração, este método classificatório funcionará da seguinte forma: caso um resultado esperado com a implantação do REATE seja referente ao fomento de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) do setor de P&G, o mesmo abarcará, diretamente, as demandas setoriais 1 e 2. Caso o mesmo fomento vise promover o desenvolvimento de PD&I apenas dos métodos de recuperação avançada, o mesmo abarcará apenas a demanda setorial de número 2.

Neste exemplo específico, é possível argumentar que esta classificação é falha por não abarcar a demanda setorial de número 3, por exemplo, tendo em vista que o fomento à PD&I poderá impactar na competitividade da indústria de gás natural. No entanto, para que ocorra esse aumento da competitividade, é necessário que a indústria “assimile” este fomento à PD&I e o converta em vantagem competitiva, contudo, para tal feito, inúmeros fatores são necessários; acesso à inovação, por exemplo. Dessa forma, o fomento à PD&I não reverbera, diretamente, na competitividade da indústria de gás natural.

Na análise das políticas governamentais, as demandas setoriais se aglutinam desta forma:

Quadro 09: Demandas setoriais x resultados esperados: políticas governamentais.

	Demandas Setoriais				
Políticas Governamentais	1. Reverter a tendência de declínio da curva de produção das áreas <i>onshore</i> .	2. Aumentar o fator de recuperação de hidrocarbonetos.	3. Aumentar regularmente a produção competitiva de gás natural.	4. Aumentar a atratividade das rodadas de licitações específicas.	5. Aprimorar o ambiente de negócios da indústria de E&P terrestre, suportando o desenvolvimento da industrial local e regional, nas regiões produtoras.”
	Melhoria nas condições de atração de financiamento em condições razoáveis para atividades de E&P onshore.	Estímulo a novos investimentos para o aumento do fator de recuperação dos campos terrestres.	Identificação e avaliação das possibilidades de redução da tributação em atividades de E&P terrestre.	Oferta de áreas para E&P sem restrições ambientais críticas à execução do contrato.	Aprimoramento da Política de Desenvolvimento de Fornecedores, com reflexos na regulação e nos contratos visando ao desenvolvimento da cadeia de bens e serviços onshore.
				Aumento na atratividade E na previsibilidade dos leilões.	
		Adequação dos critérios de avaliação das ofertas de acordo com as características dos ativos.		Viabilizar a modalidade de financiamento RBL no Brasil.	
		Aumento da atratividade das áreas terrestres.			
	Melhoria nas condições de atração de financiamento em condições razoáveis para atividades de E&P onshore.	Melhoria nas condições de atração de financiamento em condições razoáveis para atividades de E&P onshore.	Viabilizar a modalidade de financiamento RBL no Brasil.	Proposta de resolução em substituição à Resolução CNPE nº1, de 2013, definindo critérios para licitação e retirando restrições à produção de recursos petrolíferos não convencionais, mantendo a definição de prisma nas próximas rodadas de licitações.	Criação de condições que permitam aumentar a possibilidade de produção de petróleo e gás natural oriundos de jazidas de baixa permeabilidade no segmento onshore.
Identificação e avaliação das possibilidades de redução da tributação em atividades de E&P terrestre.				Identificação e avaliação das possibilidades de redução da tributação em atividades de E&P terrestre.	

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados do relatório Ministério de Minas e Energia (2017)

A análise dos resultados das Políticas Governamentais aplicadas no bojo do REATE, sob a ótica metodológica aqui aplicada como referência, permite observar que grande parte dos resultados esperados deste campo de atuação refletirão diretamente na demanda setorial referente ao aumento da atratividade das rodadas licitatórias específicas, bem como, ao aprimoramento do ambiente de negócios da indústria de E&P terrestre.

Ainda que a aplicação deste método esteja passível de críticas, tendo em vista que o mesmo carece de dados empíricos que corroborem com suas afirmações, é minimamente coerente realizar a afirmação acima. Tendo em vista que, por exemplo, os resultados esperados, citados na coluna de aumento da atratividade das rodadas licitatórias, referem-se, de fato, ou à atratividade, ou à oferta de áreas, ou à redução nos impostos.

O exame do aspecto regulatório do programa, permite observar que:

Quadro 10: Demandas setoriais x resultados esperados: regulação

Demandas Setoriais					
Regulação	1. Reverter a tendência de declínio da curva de produção das áreas onshore.	2. Aumentar o fator de recuperação de hidrocarbonetos.	3. Aumentar a regularmente a produção competitiva de gás natural.	4. Aumentar a atratividade das rodadas de licitações específicas.	5. Aprimorar o ambiente de negócios da indústria de E&P terrestre, suportando o desenvolvimento da industrial local e regional, nas regiões produtoras.”
	Criação de mecanismos de incentivo ao desenvolvimento e/ou de aplicação de novas tecnologias para a revitalização do segmento terrestre.	Implantação de projetos complementares e de revitalização e aumentar o fator de recuperação dos campos.	Criação de mecanismos de incentivo ao desenvolvimento e/ou de aplicação de novas tecnologias para a revitalização do segmento terrestre.	Facilitar aos novos entrantes o entendimento das regulações aplicáveis para a atividade de E&P terrestre.	Eliminação de distorções fiscais ocasionadas pela política de preço de referência do petróleo em um ambiente monopsonio e melhoria na comunicação externa.
		Criação de mecanismos de incentivo ao desenvolvimento e/ou de aplicação de novas tecnologias para a revitalização do segmento terrestre.		Adequação dos contratos e regulamentos aplicáveis à atividade de E&P em áreas de bacia sedimentar terrestre, de maneira a aumentar sua atratividade.	
	Garantia de disponibilização de recursos para o financiamento de projetos tecnológicos capazes de alavancar investimentos em P, D&I para o segmento onshore.	Garantia de disponibilização de recursos para o financiamento de projetos tecnológicos capazes de alavancar investimentos em P, D&I para o segmento onshore.	Implantação de projetos complementares e de revitalização e aumentar o fator de recuperação dos campos.	Aprimoramento das condições contratuais aplicáveis, com incremento da rentabilidade e, portanto, da atratividade da atividade de E&P em bacias terrestres.	
				Aplicação das lições aprendidas aos novos contratos, permitindo adequações contratuais nos prazos para o cumprimento de investimentos exploratórios que levem em consideração situações que afetem a indústria e a necessidade de aumento da atratividade para investimentos no País.	
		Melhoria da atratividade de áreas terrestres por meio da maior acessibilidade dos dados.			

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados do relatório Ministério de Minas e Energia (2017)

Analisando os resultados esperados por meio dos aspectos regulatórios, é possível ver uma distribuição mais dissipada pelas demandas setoriais. Resultados esperados, como, por exemplo, “criação de mecanismos de incentivo e/ou de aplicação de novas tecnologias para a

revitalização do segmento terrestre”, reflete, de forma direta, em três demandas setoriais integradas.

Com 5 resultados esperados que fazem citação direta aos novos entrantes, novos contratos e, mais uma vez, à atratividade, o aumento da atratividade das rodadas de licitações foi, mais uma vez, a demanda setorial mais citada por meio desse método de análise.

O cruzamento de informações da infraestrutura e comercialização permite observar que:

Quadro 11: Demandas setoriais x resultados esperados: infraestrutura e comercialização

		Demandas Setoriais			
Infraestrutura e Comercialização	1. Reverter a tendência de declínio da curva de produção das áreas onshore .	2. Aumentar o fator de recuperação de hidrocarbonetos.	3. Aumentar regularmente a produção competitiva de gás natural.	4. Aumentar a atratividade das rodadas de licitações específicas.	5. Aprimorar o ambiente de negócios da indústria de E&P terrestre, suportando o desenvolvimento da industrial local e regional, nas regiões produtoras.”
			Adaptação da regulação e dos contratos para flexibilizar o período de comprovação de reservar e adequar regras de despacho.		Aumento da atratividade do setor por meio da melhoria das condições de comercialização para os produtores independentes.
			Correção das distorções tarifárias na distribuição de gás sob o modelo reservóir-to-wire		
			Aumento da atratividade do setor por meio da melhoria das condições de comercialização para os produtores independentes.		Adaptação da regulação e dos contratos para flexibilizar o período de comprovação de reservar e adequar regras de despacho.
			Aproveitamento do gás natural, evitando a ventilação ou queima, em prol da geração distribuída de energia elétrica e comercialização da mesma.		Aproveitamento do gás natural, evitando a ventilação ou queima, em prol da geração distribuída de energia elétrica e comercialização da mesma.
			Definição da possibilidade de operadoras venderem energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou mercado de curto prazo (Spot).		
			Estabelecimento de medidas que facilitem o escoamento e tratamento de petróleo, além da adoção de um modelo de compartilhamento de instalações, que funcione por meio de contratos especiais com refinarias ou centros de coleta existentes em terra.	Aumento da atratividade do setor por meio da melhoria das condições de comercialização para os produtores independentes.	Estabelecimento de medidas que facilitem o escoamento e tratamento de petróleo, além da adoção de um modelo de compartilhamento de instalações, que funcione por meio de contratos especiais com refinarias ou centros de coleta existentes em terra.
		Definição de mecanismos de incentivo à formação de rede de coleta compartilhada para atender à medição e recebimento do óleo produzido por EPMs, bem como a criação de projeto piloto de APLs para empresas interessadas.		Definição de mecanismos de incentivo à formação de rede de coleta compartilhada para atender à medição e recebimento do óleo produzido por EPMs, bem como a criação de projeto piloto de APLs para empresas interessadas.	

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados do relatório Ministério de Minas e Energia (2017)

Com uma concentração muito maior do que as observadas nos quadros anteriores, o aspecto dos resultados esperados no campo da infraestrutura e comercialização pauta-se, sobretudo, na promoção de melhorias na competitividade da produção de Gás Natural, assim como, no

aprimoramento do ambiente de negócios da indústria de E&P terrestre, suportando o desenvolvimento da indústria local e regional nas regiões produtoras.

Por meio deste método, é possível observar que aspectos voltados à infraestrutura e comercialização atuarão incisivamente em aspectos que não possuem uma relação direta com o caráter técnico-produtivo da indústria de P&G *onshore*. Ao levar em consideração que o objetivo estratégico deste campo de atuação, se refere a “fortalecer a competitividade nacional, buscando condições para a comercialização eficiente de óleo e gás natural e a utilização otimizada da infraestrutura e da logística” (MME, 2017, p. 27), tal afirmação poderia ser considerada minimamente coerente.

5.2 CENÁRIO ATUAL E OPORTUNIDADES VIA REATE

Para realizar a análise do cenário de possibilidades proporcionado pela implantação do REATE, serão examinadas as ações já anunciadas que, de acordo com o governo federal, vêm sendo implantadas pelos órgãos competentes no âmbito do programa. Ao fim da seção, serão feitas citações acerca da percepção de um dos *stakeholders* do programa, com relação às ações já implantadas no bojo do programa REATE, criando, dessa forma, um paralelo entre o anunciado e o que foi, sob a ótica desta parte interessada, efetivamente realizado.

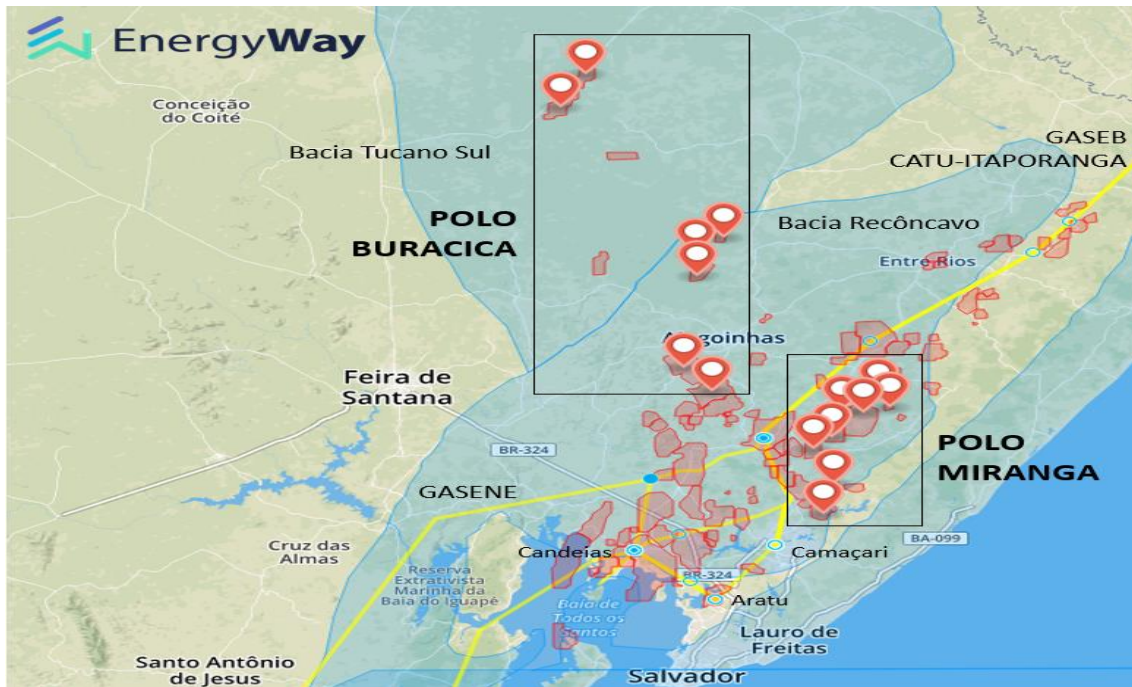
Caracterizado pela implantação de uma oferta contínua de áreas que foram objetos de devolução da Petrobras e de outras empresas, assim como, pela oferta de blocos exploratórios que não foram arrematados durante as rodadas de licitações, a oferta permanente de áreas, elaborada sob a égide dos termos do Artigo 4º da Resolução CNPE nº 17, de 08/06/2017, é uma das medidas implantadas pela ANP que possui um forte impacto na oferta de áreas exploratórias.

Em sinergia com a oferta de áreas do REATE, está a implementação da nova pauta de investimentos, focada na atuação em áreas do pré-sal, da Petrobras. Nos últimos anos, a estatal se desfez de parte substancial do seu portfólio de investimentos em campos *onshore*, um bom exemplo disso é o Projeto Topázio. Este projeto

prevê a venda de 104 campos terrestres com produção de 35 mil barris/dia de petróleo. Estes campos, considerados maduros, têm sua viabilidade de operação relacionada à redução de custos e, por sua vez, não são atrativos economicamente para a estatal. Essas áreas se mostram atrativas para empresas de pequeno e médio porte, já que seus custos podem ser mais facilmente moldados para cada tipo de operação. (DELGADO; FEBRARO, 2018, p. 5)

Na Bahia, por exemplo, é possível observar oportunidade de aquisições de áreas ofertadas, adequadas às pretensões e às limitações dos produtores independentes, nos polos terrestres de Buracica e de Miranga, ambos na bacia do recôncavo, como visto no Mapa 01:

Mapa 01: Polos exploratórios *onshore* de Miranga e de Buracica, na Bacia do Recôncavo



Fonte: EnergyWay (2017)

Na rota das áreas *onshore* abarcadas no processo de cessão dos direitos de E&P do projeto Topázio da estatal Petrobras, a bacia do recôncavo possui os polos exploratórios de Buracica e de Miranga.

Com o total de 16 campos ofertados, sendo 7 em Buracica e outros 9 em Miranga, estes campos, juntamente com os 34 campos do Riacho Forquilha, no Rio Grande do Norte, também abarcado no projeto Topázio, obtiveram uma produção média de P&G de 20,4 mil boe/d.

No bojo do REATE, as áreas abrangidas no programa de ofertas permanentes, como mostra a Mapa 02, estão espalhadas por grande parte do território nacional. Com um total de 726 blocos, dos quais, 158 já possuem parecer ambiental, a oferta dessas áreas representa uma característica reiteradamente observadas nas ações prioritárias do REATE - observado nos Quadros 9, 10 e 11 –, assim como, nos resultados esperados pelo programa – visto nos Quadros 12, 13 e 14.

O exame das oportunidades possibilitadas aos produtores independentes, com a implantação do REATE, também permite observar a implementação de iniciativas pioneiras na indústria de P&G, como por exemplo, a realização de seminários e fóruns de discussões promotores do

debate¹¹ acerca de demandas do setor. Contudo, é lúcido observar que tais aspectos são, até o presente momento, ainda incipientes, e a manutenção, ou não, desta iniciativa poderá, de fato, ser observada com a implantação da agenda da política industrial do próximo governo no ano seguinte.

Munindo-se dessa preocupação, a ABPIP, em carta enviada¹² ao presidente eleito, reiterou o interesse da instituição não apenas na manutenção do Programa REATE, mas, também, na celeridade das ações propostas no bojo do projeto Topázio, bem como, o fortalecimento das discussões acerca de projetos exploratórios não convencionais.

Não sendo essa uma exceção, a iniciativa privada, que compõe a indústria de P&G, demonstrou diversas percepções acerca da implantação deste programa. Para a ABPIP, no papel de instituição representante dos interesses dos produtores independentes, quando foi lançado o REATE

As expectativas do MME, vislumbrava que a produção crescesse dos 130 mil barris por dia, a época do lançamento do programa (fev.2017), para 500 mil até 2030. No entanto, decorrido um ano, especialmente pelo atraso na licitação dos campos da Petrobras, o acentuado declínio que ocorreu ao longo de 2017 e que continua em 2018, fez com que produção terrestre ao invés de crescimento, alcance negativamente o patamar de cerca de 95 mil barris (FIRJAN, 2018, p.18).

Como cita a ABPIP, ainda que o programa vise metas ambiciosas para a indústria terrestre, tais metas, contudo - ainda que conclusões no período inicial de implantação do programa se mostre incipiente -, estão longe de serem atingidas.

¹¹ Ver: “Seminário da ANP sobre aumento do fator de recuperação reúne 30 empresas” – ANP Notícias.

¹² Ver: “Produtores independentes pedem ao governo Bolsonaro aceleração no desinvestimento da Petrobras” - Epr

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com a proposta de analisar a composição e o funcionamento do setor *onshore* de P&G, esse trabalho buscou fundamentar sua pesquisa na análise exploratória de dados do segmento de P&G, assim como, nas contribuições de determinados autores à temática das políticas públicas, voltadas ao setor industrial, implantadas no Brasil.

Tais pesquisas puderam subsidiar o exame do programa governamental REATE, pautando-se, sobretudo, na análise das ofertas de novas áreas, atraentes aos produtores independentes de P&G.

Com um incremento substancial na oferta de novas áreas, adequadas ao perfil dos produtores independentes, esta pesquisa observou que, ainda que a intervenção na produção do setor *onshore* de P&G se mostre explicitamente plausível, tal programa, até o presente momento, ainda não apresentou resultados substanciais no aspecto que o mesmo se propõe a atuar. É válido, no entanto, enfatizar que o programa foi lançado muito recentemente, tendo sua portaria publicada apenas no começo deste ano.

Por mais que fosse demanda a promoção de um debate mais aprofundado acerca de assuntos pertinentes à temática, mas que, por limitações de dados, não foi possível se aprofundar, esta pesquisa abre a possibilidade de desenvolvimento de trabalhos mais completos sobre as implicações do Programa REATE na cadeia produtiva *onshore* de P&G do Brasil.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural**. Rio de Janeiro, 2018. 265 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Gás Natural**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/gas-natural>. Acesso em 05 de mar. De 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Oportunidades no Setor de Petróleo e Gás no Brasil: Ações em Curso e Rodadas de Licitação 2018-2019**. Rio de Janeiro, 2018. 32 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Seminário da ANP sobre aumento do fator de recuperação reúne 30 empresas**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/3644-1-seminario-da-anp-sobre-aumento-do-fator-de-recuperacao-reune-30-empresas> Acesso em: 02 de dez. 2018.
- ALMEIDA, Edmar L. F.; RODRIGUES, Felipe R.: Desenvolvimento das Companhias de Petróleo Independentes no Brasil: Oportunidades e Obstáculos. **Boletim INFOPETRO**. Rio de Janeiro. v.7, n.1, p.10-13, jan. 2006.
- ALMEIDA, Mansueto. **Desafios da real política industrial brasileira do século XXI**. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2009. 70 p.
- ALMEIDA, Mansueto. Padrões da política industrial: a velha, anova e a brasileira. In: BACHA, E.; BOLLE, M. B. (Orgs.). **O futuro da indústria no Brasil: desindustrialização em debate**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 2013. p. 273-293.
- AMTMANN, Carlos A.; BLANCO, Gustavo. Efectos de la salmonicultura en las economías campesinas de la Región de Los Lagos, Chile. **Revista Austral de Ciencias Sociales** v.5, n.1, p.93-106, 2001.
- AMSDEN, A. **The rise of “the rest”**: challenges to the West from late-industrializing economies. Nova York: Oxford University Press, 2001. 416p.
- ARAÚJO, B. P.; MENDES, A. P. A.; COSTA, R. C. Perspectivas para o desenvolvimento industrial e tecnológico na cadeia de fornecedores de bens e serviços relacionados ao setor de P&G. In: SOUSA, F. L. (Org.). **BNDES 60 anos: perspectivas setoriais**. Rio de Janeiro: BNDES, 2012. p.224-273.
- BARBIERI, Cristiane. **BNDES admite participar da Brasil Foods**. Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi2005200902.htm>. Acesso em: 20 de nov. de 2018.
- BARROS, Sebastião do Rego. As rodadas de licitação e o petróleo brasileiro. **Conjuntura Econômica**, v.59, n.2, p.82, fev.2005.
- BASSIL Sergio W.; HAMACHER Silvio. Estimación de Reservas de Petróleo e Gás Através de Métodos Numéricos Baseados na Curva de Declínio. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 36, 2004. **Anais...** São João del-Rei: Universidade Federal de São João del-Rei, 2004. p.1885-1894.
- BASTOS, Luiz Eduardo Marques. **Rendas do petróleo e desenvolvimento: um estudo sobre os municípios beneficiários do estado da Bahia**. 2013. 168 f, Tese (Doutorado em Desenvolvimento Regional e Urbano) - Universidade Salvador, UNIFACS, Salvador, 2013.
- BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **BNDES lança programa de apoio à cadeia de fornecedores do setor de petróleo e gás natural**. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/20110803_bndes_peg. Acesso em: 07 nov. 2018.
- BRASIL. Imprensa Nacional. **Portaria nº 17, de 17 de janeiro de 2018**. Disponível em: <http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/1928931/do1-2018-01-18-portaria-n-17-de-17-de-janeiro-de-2018-1928927>. Acesso em 22 jul. 2018.
- BRASIL. Ministério De Minas e Energia. **Grupo de trabalho do programa de revitalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres – REATE**. Brasília, 2017. 34 p.

BRAUNS, Bianka; GUBITOSO, Edna Baptista do Santos; MARINHO, Lúcia Cristina Dias; GRANDRA Rodrigo Mendes. Viabilidade técnica e econômica na exploração de petróleo em campos maduros. Uma porta para a indústria nacional. In: CONGRESSO NACIONAL DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO, 6, 2010. **Anais...** Niterói: Faculdade de Administração e Ciências Contábeis da UFF, 2010. p. 1-19.

BRUNO, Carolina de Barros. **Estudo de métodos para a determinação da permeabilidade de uma amostra siliciclástica**. 2014. 81 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleos) Faculdade de Ciências, ULisboa, Lisboa, 2014.

CABRAL, Bernardo Pereira. **O cluster da Indústria do Petróleo e Gás Natural do Recôncavo baiano e os campos maduros e/ou marginais: uma análise exploratória pelos dados da RAIS**. 2010. 52 f. Monografia (Graduação em Economia) – Faculdade de Economia, UFBA, Salvador, 2010.

CÂMARA, Roberto José Batista. **Campos Maduros e Campos Marginais - Definições para efeito Regulatório**. 2004. 128 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia), Universidade Salvador, UNIFACS, Salvador, 2004.

CARNEIRO, Jason; DELGADO, Fernanda. A crise de atratividade do setor de óleo e gás no Brasil. **Boletim da Conjuntura do Setor Energético**, Rio de Janeiro, v.33, n.6, p.8-15, jun.2017.

COELHO NETO, Valdivio. **Competências Organizacionais para o desenvolvimento estratégico do negócio de exploração de petróleo em campos maduros: O caso Petrorecôncavo S.A.** 2005. 91f. Dissertação (Mestrado em Administração) – Faculdade de Administração, UFBA, Salvador, 2005.

DELGADO, Fernanda; FEBRARO, Júlia. O Programa Reate e a desmistificação do fraturamento hidráulico no Brasil. **Caderno FGV Energia**, Rio de Janeiro, p. 1-16, jan.2018 Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/o-programa-reate-e-desmistificacao-do-fraturamento-hidraulico-no-brasil> Acesso em 01 de dez. de 2018.

DIAS, Cláudia Mazza. **Técnicas de Integração Reduzida para simulação de problemas não lineares de transporte pelo método dos elementos finitos**. 2003. 129 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

EASTON, D. **A Framework for Political Analysis**. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1965. 143 p.

ENERGYWAY. **Petrobras inicia nova fase de venda de campos terrestres na BA e RN**. Disponível em: <http://www.energyway.com.br/2017/11/20/petrobras-inicia-nova-fase-de-venda-de-campos-terrestres-na-ba-e-rn/> Acesso em: 02 de dez. de 2018.

FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ, E. Indústria nacional de bens e serviços nos arranjos produtivos do setor de óleo e gás natural no Brasil. In: GIAMBIAGI, F.; LUCAS, L. P. V. (Org.). **Petróleo – reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013. p.104-124.

FERREIRA JÚNIOR, H. M.; JESUS JÚNIOR, L. B.; LEITE, A. P. V.; CABRAL, B. P. A indústria do petróleo e gás natural e seus impactos na economia baiana: uma análise de insumo-produto. **Revista Desenharia**, Salvador, v 8, n. 15, p. 129-161, set. 2011.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. **Ambiente Onshore de Petróleo e Gás No Brasil**. Rio de Janeiro, 2017. 23 p.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. **Ambiente Onshore de Petróleo e Gás no Brasil 2018**. Rio de Janeiro, 2018. 52 p.

FREY, Klaus. Políticas Públicas: Um Debate Conceitual e Reflexões Referentes à Prática da Análise de Políticas Públicas no Brasil. **Planejamento e Políticas Públicas**, n.21, p. 211-259, jun. 2000.

FRIEDLANDER, David. **Com ajuda do BNDES, Votorantim assume controle da Aracruz**. Disponível em: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,com-ajuda-do-bndes-votorantim-assume-controle-da-aracruz,310366>. Acesso em: 20 de nov. de 2018.

GAGLIANO, Matheus. **Gás Sudoeste começa a sair do papel**. Disponível em: <<https://fgvenergia.fgv.br/noticias/gas-sudoeste-comeca-sair-do-papel>>. Acesso em: 15 nov. 2018.

GRAVINA, Fernanda Rocha. **O projeto manati e o impacto na matriz energética baiana: uma análise da expansão da oferta de gás natural a partir de 2007**. 2008. 76 f. Monografia (Graduação em Economia) – Faculdade de Economia, UFBA, Salvador, 2008.

GUIMARÃES, E. A. Uma avaliação da política de conteúdo local na cadeia de petróleo e gás. In: BACHA, E.; BOLLE, M. B. (Orgs.). **O futuro da indústria no Brasil: desindustrialização em debate**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 2013. p. 333-353.

HARVARD UNIVERSITY. **The Atlas of Economic Complexity**. Disponível em: <http://atlas.cid.harvard.edu>. Acesso em: 05 de jul. de 2018.

JESUS JUNIOR, Leonardo Bispo. **Petrobras, intervenção governamental e maximização do valor para o acionista: uma sugestão de interpretação**. 2015. 200 f. Tese (Doutorado em Economia) – Instituto de Economia, UNICAMP, Campinas, 2015.

JESUS JUNIOR, Leonardo Bispo; SARTI, Fernando; FERREIRA JUNIOR, Hamilton de Moura. Petrobras, política de conteúdo local e maximização de valor para o acionista: uma sugestão de interpretação. **Economia e Sociedade**, Campinas, v. 26, n. 2, p. 369-400, ago. 2017

KARL, T. Oil-led development: social, political and economic consequences. In: CLEVELAND, Cutler (Org.). **Encyclopedia of energy**. Boston: Elsevier, 2007. p.661-672.

KUDAMATSU, Robison Francisco. **Rendas do petróleo e desenvolvimento local no Brasil: um estudo empírico com base no produto municipal**. 2017. 45 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, USP, São Paulo, 2017.

LASWELL, H.D. **Politics: Who Gets What, When, How**. Cleveland: Meridian Books, 1936. 264 p.

LI, Robert. **Study of Foam Mobility Control in Surfactant Enhanced Oil Recovery Processes in 1-D, Heterogeneous 2-D, and Micro Model Systems**. 2011. 209 f. (Doctor of Philosophy), Rice University, Texas, 2011.

LINDBLOM, Charles E. The Science of Muddling Through. **Public Administration Review**, Londres v.19, n.2, p.78-88. mar. 1959.

MACIEL, Felipe. **Produtores independentes pedem ao governo Bolsonaro aceleração no desinvestimento da Petrobras**. Disponível em: <https://epbr.com.br/produtores-independentes-pedem-ao-governo-bolsonaro-aceleracao-no-desinvestimento-da-petrobras/> Acesso em: 10 de out. de 2018.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. **The Observatory of Economic Complexity**. Disponível em: <http://atlas.media.mit.edu> . Acesso em: 20 mai. 2018.

MEDEIROS, C. A. **Inserção externa, crescimento e padrões de consumo na economia brasileira**. Brasília: IPEA, 2015. 182 p.

MLODINOW, L. **O andar do bêbado, como o acaso determina nossas vidas**. Rio de Janeiro: Zahar, 2009. 264 p.

NAIM, Moisés. **The devil's excrement**. Disponível em: <https://foreignpolicy.com/2009/08/22/the-devils-excrement/> Acesso em 26 de out. de 2018

NAVEIRA, Lilia Palma. **Simulação de Reservatórios de Petróleo utilizando o Método de Elementos Finitos para Recuperação de Campos Maduros e Marginais**. 2007. 114 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia Civil) - Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.

PEREIRA, Alexandre de Faria. **Geotecnologias e seu impacto nas tomadas de decisão no desenvolvimento de campos terrestres marginais: uma perspectiva do pequeno produtor**. 2012. 77 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Instituto de Geociências, UFBA, Salvador, 2012.

PETRORECÔNCAVO. **Missão, Visão e Valores**. Disponível em: <http://www.petroreconcavo.com.br/site/a-petroreconcavo/missao-visao-e-valores/> Acesso em: 12 out. 2018.

RAMALHO, André. **Governo quer triplicar produção de petróleo em terra até 2030**. Disponível em: <https://www.valor.com.br/brasil/4850468/governo-quer-triplicar-producao-de-petroleo-em-terra-ate-2030> Acesso em: 05 de out. de 2018.

- REGO, Lucas Effren. **Análise de Curvas de Declínio em Reservatórios não-convencionais**. 2015. 73 f. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Escola Politécnica, UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.
- RODRIGUES, Felipe Rachid. **Desenvolvimento das companhias de petróleo independentes no Brasil: obstáculos e oportunidades**. 2007. 78 f. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.
- RODRIG, D. Industrial policy for the twenty-first century. **CEPR Discussion Paper**, Cambridge, v4, n. 4767, p.1-57, nov. 2004.
- ROSA A. J.; CARVALHO R. S.; XAVIER J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 808 p.
- SANSEVERINO, Carlos. **Gás natural amplia seu papel na matriz energética brasileira**. Disponível em: <https://politica.estadao.com.br/blogs/fausto-macedo/gas-natural-amplia-seu-papel-na-matriz-energetica-brasileira/> Acesso em: 05 de out. de 2018.
- SANTANA, Victor Hugo Tabarez. **Políticas industriais recentes no Brasil: retomada e limites**. 2018. 124 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Faculdade de Economia, UNISINOS, São Leopoldo, 2018.
- SANTOS JÚNIOR, Anabal Alves dos. **Produção de petróleo e gás natural em campos com acumulação marginal no Brasil: uma visão pragmática**. 2006. 152 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade Salvador, UNIFACS, Salvador, 2006.
- SANTOS JÚNIOR, Anabal Alves dos. **O futuro dos campos terrestres brasileiros**. Disponível em: <https://epbr.com.br/o-futuro-dos-campos-terrestres-brasileiros-por-anabal-santos-jr/> Acesso em: 02 de dez. de 2018.
- SANTOR, Ricardo; AVELLAR, Ana. Políticas de apoio à indústria de petróleo e gás no Brasil: um estudo das ações públicas para o desenvolvimento da cadeia de valor. **Economia e Sociedade**, Campinas, v. 26, n. 3, p. 721-750, dez.2017.
- SANTOS, Yuri David Silva dos – **Análise da injeção alternada de água e CO2 (WAG) em reservatórios de óleo leve**. 2015. 97 f. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, UFRN, Natal, 2015.
- SENNA, Brenny Dantas. **Estudo da Viabilidade Econômica em Campos Maduros**. 2001. 121 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, UFRN, Natal, 2001.
- SIMON, Herbert. **Administrative Behavior**. Nova York: Free Press, 1945. 259 p.
- SILVA, Tom Pierre Fernandes da. **REPETRO-Regime aduaneiro especial de importação e exportação de bens destinados à pesquisa e lavra de petróleo e gás: análise dos entraves e propostas de soluções**. 2007. 173 f. Dissertação (Mestrado em Gestão Empresarial) - Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas, FGV, Rio de Janeiro, 2007.
- SOUZA, Celina. Políticas Públicas: uma revisão de literatura. **Sociologias**, Porto Alegre, n.16, p.20-45, jul/dez 2006.
- SUZIGAN, Wilson; FURTADO, João. Política Industrial e Desenvolvimento. **Revista de Economia Política**, v.26, n.2, p.163-185, abr.2006.
- TAVARES, Mateus Martignoni. **Análise Geral do Setor e Condições Regulatórias de Gás Natural no Brasil**. 2011. 104 f. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Escola de Engenharia, UFF, Niterói, 2011.
- VIEIRA, Petronio Lerche; GARCIA, Celestino Boente; GUIMARÃES, Helvécio Borges; TORRES, Ednildo Andrade; PEREIRA, Osvaldo Livio Soliano. **Gás natural: benefícios ambientais no Estado da Bahia**. Salvador: Solisluna Design e Editora, 2005. 132 p.
- ZAMITH, Maria Regina Macchione de Arruda. **A nova economia institucional e as atividades de exploração e produção Onshore de petróleo e gás natural em campos maduros no Brasil**. 2005. 298 f. Tese (Doutorado em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, USP, São Paulo, 2005

APÊNDICES

Quadro 12: Ações Prioritárias da área de Políticas Governamentais do REATE

Área	Subárea	Ações Prioritárias
1. Políticas Governamentais	1.1. Oferta de Áreas	1.1.1 Dar maior autonomia à ANP na oferta de áreas terrestres oferecidas e não arrematadas e de áreas devolvidas e agilizar o procedimento licitatório das áreas com acumulações marginais.
		1.1.2 Aprimorar e implementar o mecanismo de manifestação conjunta (e futuramente das AAAS) para dar maior previsibilidade ao licenciamento ambiental para as atividades do PEM.
		1.1.3 Aprimorar critérios de avaliação das ofertas para blocos exploratórios considerando as áreas de fronteira e maduras.
		1.1.4 Verificar a viabilidade legal de adequação do critério de avaliação de ofertas em áreas terrestres, baseado num bônus de oferta dividido em bônus mínimo e bônus conversível em investimento
	1.2. Conteúdo Local	1.2.1 Adequar as minutas dos novos contratos, bem como a regulação, tendo como base as diretrizes no âmbito do Pedefor.
		1.2.2 Avaliar as demandas dos interessados em áreas terrestres em nível regional (por meio de fóruns regionais) e as medidas necessárias para o estímulo ao desenvolvimento da cadeia de bens e serviços onshore e encaminhar propostas ao Pedefor, alinhando com as iniciativas deste programa.
	1.3. Participações Governamentais	1.3.1 Adequar o percentual das participações governamentais em áreas terrestres considerando os royalties dos novos editais, com base nos riscos geológicos, tecnológicos, logísticos e econômicos em áreas terrestres (maduras, de novas fronteiras e/ou com produção predominante de gás natural), conforme preconizado no §1º, do art. 47, da Lei 9.478, de 1997; e as alíquotas da Participação Especial (PE) aplicadas para campos terrestres, conforme previsto no inciso I § 1º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.
		1.3.2 Avaliar juridicamente as alternativas para possibilitar a redução dos royalties sobre a produção incremental terrestre em contratos vigentes (proposição contida na Resolução CNPE nº 17, de 2017, inciso XII do art. 3º). Com base nessa avaliação, implementar plano de comunicação junto às Unidades da Federação e aos Municípios para detalhamento das vantagens e benefícios de tais incentivos (redução dos royalties sobre a produção incremental).
	1.4. Tributos	1.4.1 Analisar a possibilidade de redução dos impostos federais e estaduais (ICMS) sobre a produção e disponibilização, por empresas brasileiras, de bens e insumos necessários para as atividades petrolíferas em terra, especialmente para o desenvolvimento e operação dos projetos de EOR, avaliando inclusive a criação de portos secos próximos às áreas de produção em terra.
	1.5. Marco Legal e Regulatório	1.5.1 Aprimorar e harmonizar a regulação das atividades de E&P em áreas terrestres.
		1.5.2 Garantir a manutenção do prisma de hidrocarbonetos nos contratos de concessão futuros, sem cláusulas com vedações a recursos de reservatórios de baixa permeabilidade, ou a qualquer outro, em linha com a definição de bloco constante da Lei 9478 de 1997
	1.6. Financiamento de E&P Terrestre	1.6.1 Articular com potenciais investidores e órgãos financiadores, públicos e privados, para definir pontos a serem aprimorados nas resoluções da ANP e nos próprios contratos, com vistas ao financiamento das atividades
		1.6.2 Avaliar a possibilidade de usar fundos do P,D&I para criar programas de amparo à pesquisa científica e tecnológica aplicados à indústria do petróleo e gás natural vinculados a campos terrestres
	1.7. Recursos Petrolíferos de Baixa Permeabilidade	1.7.1 Avaliar proposta de criação de incentivos tributários para atividades de E&P de recursos petrolíferos de baixa permeabilidade .
1.7.2 Propor a revogação da Resolução CNPE nº 1/2013, visando à eliminação das restrições de oferta de blocos com potencial para os recursos não convencionais		
1.7.3 Viabilizar a realização de projeto piloto para recursos petrolíferos em reservatórios de baixa permeabilidade (não convencionais) no País, buscando compreender questões judiciais, ambientais, financeiras e técnicas. Tal projeto irá contribuir para o conhecimento do potencial petrolífero nacional e incorporação de novas tecnologias, com segurança operacional e socioambiental.		

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados do relatório Ministério de Minas e Energia (2017)

Quadro 13: Ações Prioritárias da área de Regulação do REATE

Área	Subárea	Ações Prioritárias
2. Regulação	2.1. Gestão Regulatória de Áreas Terrestres	2.1.1 Criar um “Guia do E&P Terrestre” consolidando em um único documento de referência toda a regulação existente afeta às atividades de E&P em áreas terrestres.
		2.1.2 Avaliar a situação dos blocos e campos terrestres em operação, em processo de devolução e por conceder, de modo a identificar possíveis oportunidades de estímulo à atividade de E&P de petróleo e gás natural e à preservação da sua importância econômica em escalas local e regional.
		2.1.3 Identificar os principais entraves regulatórios, socioeconômicos e ambientais e sugerir possíveis soluções para sua superação.
	2.2. Garantia de Compromissos Contratuais	2.2.1 Analisar alternativas de mecanismos de garantia menos onerosos aos concessionários, sem prejuízos ao cumprimento do contrato.
	2.3. Participações Governamentais Regulação	2.3.1 Avaliar possibilidade de estabelecimento de preço de referência do petróleo para produtores independentes de campos com produção inferior a determinado limite, de modo a ajustar o cálculo de royalties para que considere os descontos facultados à comercialização por parte destes produtores.
		2.3.1 Implementar plano de comunicação para detalhamento das vantagens e benefícios das mudanças propostas para o cálculo do preço de referência.
	2.4. Prorrogação da Fase de Exploração	2.4.1 Avaliar a adequação dos novos contratos de E&P introduzindo como alternativas aspectos conjunturais e técnicos.
	2.5. Adequação Regulatória e Simplificação Contratual	2.5.1 Aprimorar os mecanismos de diálogo e de comunicação efetiva com a indústria, avaliar pertinência das demandas para simplificação regulatória e contratual, bem como definir possível cronograma de execução das alterações propostas.
		2.5.2 Avaliar a possibilidade de regulamentação do processo de recuperação dos valores pagos a título de Bônus de Assinatura, quando comprovado o impedimento involuntário do concessionário em realizar as operações estabelecidas em contrato por força de determinação legal, incluindo o licenciamento ambiental, ao qual o concessionário não tenha dado causa.
		2.5.3 Avaliar a possibilidade de elevar o volume de produção de gás natural de 2.000 m³/dia para 15.000 m³/dia como limite para obrigatoriedade da implantação do Gerenciamento da Integridade Estrutural (SGI) da ANP.
	2.6. Acesso ao Banco de Dados de E&P	2.6.1 Analisar a viabilidade de criar um plano de acesso aos dados do BDEP de baixo custo ou de fornecer gratuitamente dados específicos, às instituições operadoras e aos especialistas habilitados e credenciados pela ANP.
2.7 Recursos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação	2.7.1 Negociar com as concessionárias afetadas pela cláusula de P, D&I acerca da possibilidade de utilizar esses recursos para fomentar projetos para a indústria de E&P terrestre.	
	2.7.2 Avaliar junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) a possibilidade de acesso a fundos setoriais e opções de créditos disponíveis para P,D&I.	

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados do relatório Ministério de Minas e Energia (2017)

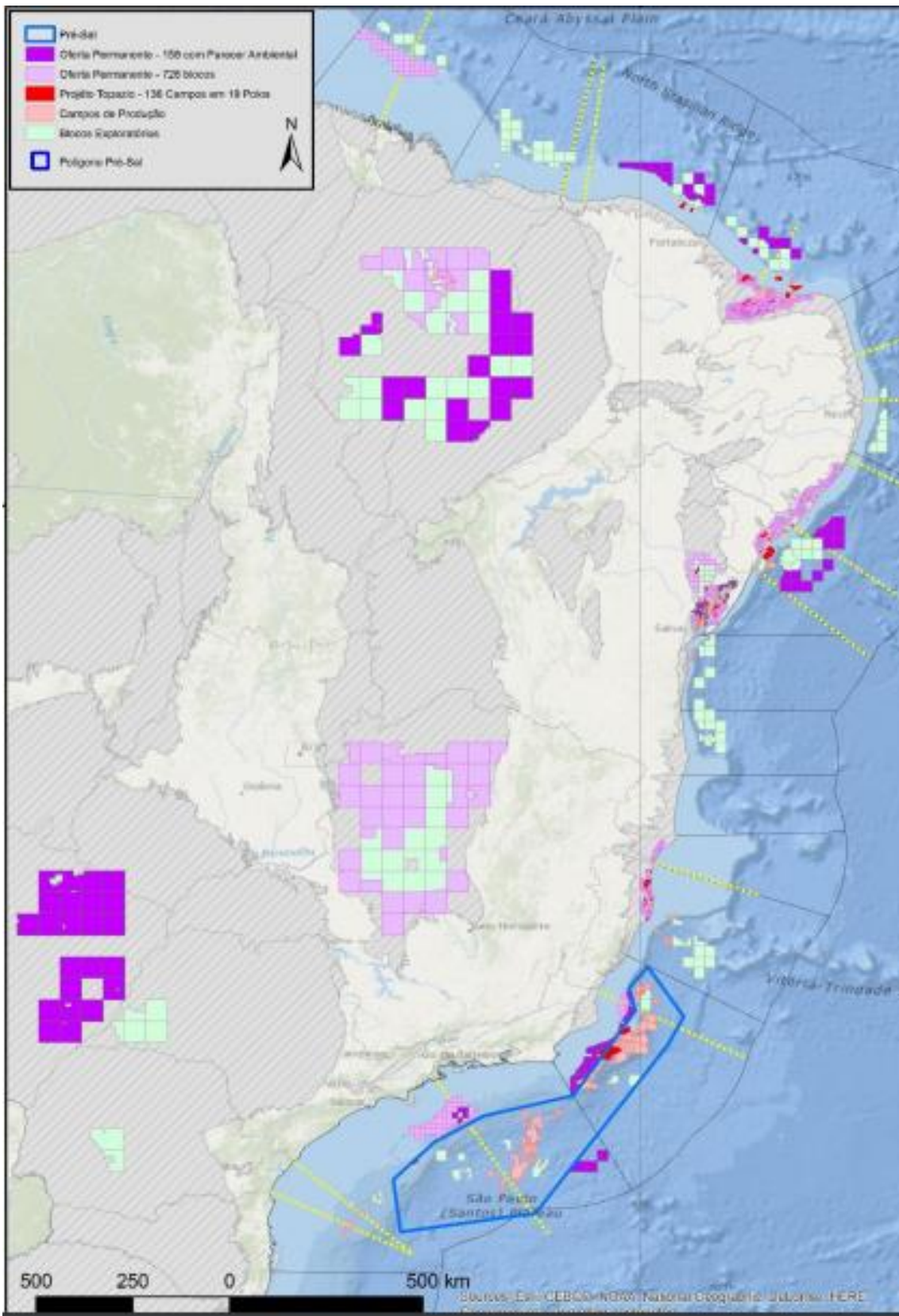
Quadro 14: Ações Prioritárias da área de Infraestrutura e Comercialização do REATE

Área	Subárea	Ações Prioritárias
3. Infraestrutura e Comercialização	3.1. Comercialização e Consumo Interno	3.1.1 Consultar junto ao CADE as possíveis medidas a serem adotadas para distinguir condutas não competitivas e dialogar com a Petrobras com vistas ao equacionamento das questões de comercialização da produção dos produtores independentes.
		3.1.2 Verificar as barreiras ou limites existentes para o surgimento de comercializadores de petróleo e gás natural e analisar a adequação e viabilidade da atuação destes agentes na comercialização de baixos volumes.
		3.1.3 Avaliar e acompanhar as propostas de aprimoramento das regras de acesso à malha de gasodutos de transporte de gás natural e dos objetivos do Pemat, ambas apresentadas na Iniciativa Gás para Crescer
	3.2. Adequação do Modelo “Reservoir-to-Wire”	3.2.1 Acompanhar as discussões conduzidas no âmbito do Programa Gás para Crescer, em especial o tema Adequação do Modelo Reservoir-to-wire.
		3.2.2 Avaliar a proposta de estabelecimento de horizontes rolantes para a comprovação de reservas em usinas termelétricas a gás natural (“UTES”), com prazo sugerido de cinco a sete anos, bem como a proposta de se estabelecer despachos mínimos e máximos nos novos leilões de energia.
		3.2.3 Avaliar e acompanhar os estudos conduzidos pela Iniciativa Gás para Crescer acerca da adequação do sistema progressivo de penalidades por falta de combustível e acerca da não consideração do modelo reservóir-to-wire como serviço local de gás canalizado
	3.3. Uso do Gás Natural na Geração Distribuída	3.3.1 Identificar os campos com queima e ventilação significativa de gás natural, para mapeamento dos potenciais e análise de viabilidade para <u>geração distribuída</u> .
		3.3.2 Avaliar a necessidade de alteração na Resolução Normativa (RN) Aneel nº 482/2012 para possibilitar o surgimento de empreendimentos com geração distribuída de energia elétrica a partir do gás natural (queimado ou ventilado), bem como a comercialização da energia gerada.
		3.3.3 Promover workshops com especialistas sobre: (1) As tecnologias disponíveis para geração distribuída (envolver a Aneel, ANP e EPE); e (2) O funcionamento do ambiente de contratação livre e a formação do preço no mercado de curto prazo (PLD).
	3.4. Escoamento e Tratamento	3.4.1 Acompanhar as discussões conduzidas pelo Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN) do Programa Gás para Crescer, em especial o Subcomitê Temático nº 1 – Escoamento Processamento, Regaseificação e GNL, de modo a consolidar as propostas para escoamento e tratamento de fluidos, em especial ao petróleo.
		3.4.2 Avaliar com o MDIC a possibilidade de enviar proposta de criação de APLs para EPMs.

Fonte: Elaboração própria (2018) com dados do relatório Ministério de Minas e Energia (2017)

ANEXOS

Mapa 02: Áreas permanentes a serem ofertadas nas licitações da ANP



Fonte: MME (2017)