

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

ISABELA CRISTINA DE SOUZA MACHADO

**A ARRECADAÇÃO DE *ROYALTIES* DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL E A
GESTÃO FISCAL DOS MUNICÍPIOS MARANHENSES ENTRE 2013 E 2017.**

SÃO LUÍS – MA
2019

ISABELA CRISTINA DE SOUZA MACHADO

**A ARRECADAÇÃO DE *ROYALTIES* DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL E A
GESTÃO FISCAL DOS MUNICÍPIOS MARANHENSES ENTRE 2013 E 2017.**

Monografia apresentada ao curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal do Maranhão, como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Prof. João Gonsalo de Moura

SÃO LUÍS – MA
2019

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Machado, Isabela Cristina de Souza.

A arrecadação de royalties do petróleo e gás natural e a gestão fiscal dos municípios maranhenses entre 2013 e 2017 / Isabela Cristina de Souza Machado. - 2019.

78 p.

Orientador(a): João Gonsalo de Moura.

Monografia (Graduação) - Curso de Ciências Econômicas, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2019.

1. Gestão Fiscal. 2. Maranhão. 3. Municípios. 4. Royalties. I. Moura, João Gonsalo de. II. Título.

ISABELA CRISTINA DE SOUZA MACHADO

**A ARRECADAÇÃO DE *ROYALTIES* DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL E A
GESTÃO FISCAL DOS MUNICÍPIOS MARANHENSES ENTRE 2013 E 2017.**

Aprovado em ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Prof. João Gonsalo de Moura (Orientador)

Prof. Alan Vasconcelos Santos

Prof. Andre Luiz Lustosa de Oliveira

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter segurado em minha mão durante todo esse caminho, mantendo-me firme e me proporcionando discernimento para chegar até aqui.

A minha família por todo o apoio e incentivo, pelo tempo de comemorações, assim como o tempo de cobrança.

Agradeço aos meus amigos, que se mantiveram igualmente ao meu lado durante o período de formação, especialmente a Bruna Guimarães, Juliana Arouche, Natalia Martins e Ricardo Luís.

Aos professores e à instituição pelas oportunidades de imersão em conhecimento, bem como pela chance de exercitar um vislumbre do que desejo para o futuro.

Ao meu orientador, pelo suporte na realização desse trabalho, suas correções e sugestões.

E a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para que eu conseguisse chegar até esse ponto, o meu mais sincero obrigada.

*Sabemos o que somos, mas não
sabemos o que poderemos ser.*
(William Shakespeare)

RESUMO

O trabalho aqui realizado busca analisar a arrecadação de royalties do petróleo e gás natural na gestão fiscal dos municípios do estado do Maranhão, tendo como base para essa análise indicadores de *royalties per capita*, o percentual de participação dos *royalties* petrolíferos na receita orçamentária, a proporção das despesas de capital e a medição dos gastos per capita de capital. Além disso, é realizada uma análise dos resultados do IFGF (Índice FIRJAN de Gestão Fiscal) para os municípios maranhenses beneficiários das receitas advindas da exploração e produção de petróleo e gás. A metodologia utilizada está voltada não apenas à relação dos *royalties* com o índice de gestão fiscal, mas também à investigação das possíveis relações entre os royalties arrecadados pelas municipalidades e suas despesas públicas de capital, no período compreendido entre 2013 e 2017.

Palavras-chave: Royalties, Gestão Fiscal, Municípios, Maranhão.

ABSTRACT

This work analyze the collection of oil and natural gas royalties in the fiscal management of the municipalities of the state of Maranhão, based on the analysis of per capita royalties, the share of oil royalties in the budget revenue, the proportion of capital expenditures and the measurement of per capita capital expenditures. In addition, an analysis of the results of the IFGF (FIRJAN Tax Management Index) is carried out for the municipalities in Maranhão beneficiary of the revenues from the exploration and production of oil and gas. The methodology used is focused not only on the relationship between royalties and the tax management index, but also on the investigation of possible relations between royalties collected by the municipalities and their public capital expenditures in the period between 2013 and 2017.

Keywords: Royalties, Fiscal Management, Municipalities, Maranhão.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. Justificativa	14
1.2. Objetivos geral e específicos	16
1.3. Metodologia	16
2. A APLICAÇÃO DOS RECURSOS DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL	19
2.1. O papel do investimento público e a responsabilidade fiscal	19
2.2. A aplicação de royalties e a gestão fiscal	22
3. A EVOLUÇÃO DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL	28
3.1. As participações governamentais previstas na legislação brasileira	32
3.2. Os royalties do petróleo e gás natural	34
3.2.1. Apuração e cálculo dos royalties do petróleo e gás natural	34
3.2.2. A distribuição dos royalties do petróleo e gás natural	35
3.2.3. A utilização dos royalties do petróleo e gás natural	37
3.3. Breve histórico da arrecadação de royalties no Brasil	38
4. A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO MARANHÃO	42
4.1. A evolução da indústria petrolífera e gasífera no estado do Maranhão	42
4.2. A arrecadação de <i>royalties</i> do petróleo e gás no Maranhão	50
5. OS ROYALTIES DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL E A GESTÃO FISCAL NO MARANHÃO	54
5.1. Royalties per capita (RPC)	54
5.2. Royalties e receita orçamentária (RRO)	56
5.3. Peso das despesas de capital (PDK)	58
5.4. Despesa de capital per capita (DKPC)	60
5.5. Índice FIRJAN de Gestão Fiscal (IFGF)	62
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	70
7. REFERÊNCIAS	72

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Produção Mensal de Gás Natural no Maranhão	48
Gráfico 2 - Evolução da Produção Anual de Gás Natural no Maranhão.....	49
Gráfico 3 - Royalties+PE por Ano nos Municípios Beneficiários do Maranhão	52
Gráfico 4 - Evolução do RCP médio nos municípios maranhenses beneficiários (2013 - 2017).....	55
Gráfico 5 - RRO médio dos municípios beneficiários maranhenses (2013-2017) ...	57
Gráfico 6 - PDK médio dos municípios beneficiários no Maranhão (2013-2017).....	59
Gráfico 7 - DKPC médio dos municípios beneficiários no Maranhão (2013-2017) ..	61
Gráfico 8 - Evolução do IFGF médio dos municípios beneficiários	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução das Participações Governamentais recebidas pelo Brasil (bilhões R\$)	39
Figura 2 - Distribuição de Royalties por Estado (Acumulado 2017)	40
Figura 3 - Localização da Bacia do Parnaíba.....	43
Figura 4 - Esforços exploratórios para hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba: 4 fases principais	45
Figura 5 - Localização das bacias Pará-Maranhão e Barreirinhas	46
Figura 6 - Quadro de classificação de recursos.....	47
Figura 7 - Volumes declarados pelos operadores, discriminados por ambiente e bacia.....	47
Figura 8 - Parque dos Gaviões	50
Figura 9 - 20 Campos Terrestres com maior produção de gás natural.....	51
Figura 10 - IFGF e Indicadores para Santo Antônio dos Lopes	63
Figura 11 - IFGF e componentes para Lima Campos.....	64
Figura 12 - IFGF e componentes para Capinzal do Norte	65
Figura 13 - IFGF e componentes para Barreirinhas.....	65
Figura 14 - IFGF e componentes para Trizidela do Vale.....	66
Figura 15 - IFGF e componentes para Pedreiras	67
Figura 16 - 10 Maiores Resultados do IFGF 2017 do Maranhão.....	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Beneficiários de royalties e coeficientes de participação - Lei do Petróleo e Lei 12.734/12	36
Tabela 2 - Produção de gás natural no Maranhão 2012-2017 (10 ³ m ³).....	48
Tabela 3 - Royalties + PE nos Municípios Maranhenses	52
Tabela 4 – RCP: Arrecadação de royalties e participações especiais, per capita, entre os municípios maranhenses (2013-2017)	54
Tabela 5 - Royalties e receita orçamentária dos municípios beneficiários do Maranhão (2013-2017)	56
Tabela 6 - PDK por município beneficiário do Maranhão (2013-2017)	59
Tabela 7 - DKPC por município beneficiário no Maranhão (2013-2017)	60
Tabela 8 - IFGF dos municípios maranhenses beneficiários entre 2013-2017	62

1. INTRODUÇÃO

Conforme explicitado por Rego (2002), no Brasil, desde a década de 1950, a trajetória da indústria do petróleo e gás, bem como dos seus derivados, deu-se em torno da PETROBRÁS. No entanto, a partir da transição da lógica do Estado brasileiro, ocorrida nos anos 90, em direção à abertura econômica e reformas “pró-mercado”, a adoção de políticas mais liberalizantes impactou e transformou o cenário no qual a indústria petrolífera brasileira se configurava. Nessa nova perspectiva, permitiu-se que o Brasil passasse a adotar o monopólio estatal com o exercício aberto à iniciativa privada, através de contratos de concessão com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o órgão regulador governamental.

Em continuidade às transformações no setor, com a instituição da Lei nº 9.478/97 foram determinadas as normas que deveriam regulamentar a atividade petrolífera no Brasil, estabelecendo regras para seu funcionamento. Entre essas regras, houve a flexibilização do monopólio do petróleo no país, tendo sido instituído que o Estado, ao conceder a exploração e os respectivos ganhos obtidos através dela à terceiros, tivesse direito a compensações financeiras extraordinárias – que iriam além dos tributos federais, estaduais e municipais exigidos a qualquer empresa para operar sob a legislação brasileira. E a estas compensações, denominaram-se os *royalties*. (PACHECO, 2003)

Dessa forma, entende-se que o *royalty* é uma compensação financeira devida à União pelas empresas que exploram e produzem petróleo e gás natural em território nacional. Isto é, uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos não renováveis.

Os *royalties* constituem-se como a mais antiga forma de arrecadação existente no mundo. O termo, por si só, é um anglicismo, cuja raiz “*royal*” significa “da realeza” ou “relativo ao rei”. Inicialmente, o termo designava o direito que o rei tinha de receber pagamentos pelo uso de minerais em suas terras, conceito este que se estendeu no século XX a outras atividades extrativas de recursos naturais não renováveis, como o petróleo e o gás natural. (BARBOSA e BASTOS, 2000)

No caso brasileiro, os *royalties* do petróleo e gás podem ser divididos nos *royalties* propriamente ditos e nas participações especiais, que representam uma forma de compensação diferenciada, proporcional à produção e à rentabilidade de cada campo de petróleo e gás. (CNM, 2010)

Conforme Reis e Santana (2014), o somatório da arrecadação desses *royalties* e participações especiais possui um impacto significativo nas finanças públicas do país, uma vez que representa uma importante possibilidade de ampliação dos investimentos públicos e, conseqüentemente, da promoção do desenvolvimento econômico local. E a relevância da destinação correta dessa arrecadação acaba por tornar-se gigante, considerando o volume produzido no país e, sobretudo, quando se tem em conta que essa é uma condição temporária, decorrente da exploração de recursos naturais não renováveis.

No Brasil, a cobrança e a distribuição dos *royalties* possuem um ordenamento jurídico específico. Contudo, a sua aplicação, embora tenha alguns dispositivos legais para nortear as ações de gastos, não está bem definida. Isso faz com que os gestores tenham maior grau de liberdade quanto à sua aplicação. Desse modo, Reis e Santana (2014) apontam também que, num cenário de elevação das receitas de *royalties*, é importante analisar a forma de aplicação dos recursos provenientes dessa compensação pelos entes públicos, sobretudo no que diz respeito à alocação em despesas de capital.

Ao abordar sobre a aplicação dos *royalties* e a sua aplicação dentro da gestão fiscal do Estado, tem-se como dever averiguar se a economia local tem sido bem administrada, de forma a garantir que esta apresentará desenvolvimento mesmo quando os recursos tiverem sido exauridos. Isto é, vislumbrar de que maneira a aplicação dos recursos obtidos através das receitas de *royalties* manifestam-se sobre as despesas de capital como política de desenvolvimento.

1.1. Justificativa

A partir da descoberta da camada pré-sal, o Brasil vivenciou um expressivo aumento nas questões de qualidade, tanto da extração quanto na própria qualidade dos óleos nacionais, pois foram feitos investimentos intensivos em tecnologia última geração e em conhecimento técnico, de modo a proporcionar um aumento na eficiência dos projetos e na redução do custo médio da extração. Assim, como consequência, o Brasil passou a experimentar um avanço no seu setor de refino, potencializando a produção de gasolina, diesel, gás liquefeito e lubrificante (FGV, 2017, p. 07).

O caso maranhense, no entanto, possui diversos aspectos particulares quando em comparação ao Rio de Janeiro, estado que despontou em função do pré-sal, uma vez que o Estado do Maranhão é pioneiro especificamente na exploração e

produção terrestre de gás natural, bem como não se encontra no mapa de exploração de pré-sal brasileiro.

A Bacia do Parnaíba, que é a única a produzir hidrocarbonetos no Estado, só integrou as Rodadas de Licitação promovidas pela ANP em 2002. Ainda assim, é possível dizer que a trajetória do Maranhão no setor teve início efetivo em 1999, quando houveram blocos de exploração pertencentes aos limites maranhenses arrematados.

A ENEVA, por meio da sua subsidiária, Parnaíba Gás Natural (PGN), controla a totalidade do gás natural produzido no Maranhão, com uma produção que pode alcançar 7,5 milhões de m³ de gás diários, consolidando-se como a maior operadora privada de gás natural no Brasil.

No entanto, ainda que apresente um volume de produção expressivo, foi apenas no período entre 2013 e 2017 que houve a ampliação do volume de royalties do petróleo e gás arrecadado no estado, em função do aumento do número de campos de exploração descobertos. Existem somente três campos de comercialidade declarada em produção atualmente, dentro de trinta e dois blocos de exploração em concessão nesta bacia. Isto é, apenas três campos produtores geram rendas petrolíferas mensais ao Estado do Maranhão e aos municípios nos quais esses campos se localizam.

Considerando que as atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e derivados que geram a obrigação de pagamento de royalties tiveram início recente¹, a produção científica com enfoque no tema ainda é escassa.

E apesar de tratar-se de um assunto ainda não tão debatido no contexto maranhense, os royalties do petróleo e gás têm importância extremamente representativa na manutenção das finanças de Estados e Municípios, especialmente ao tomarmos conta da representatividade de volume produzido de gás no Maranhão, a qual garante uma maior arrecadação e, conseqüentemente, um aumento na capacidade de gasto do Estado.

Diante do exposto, para o curso de Ciências Econômicas, bem como para o setor energético do Maranhão, torna-se cada vez mais imprescindível conhecer os possíveis impactos derivados desse incremento significativo nas finanças públicas,

¹ O arremate do primeiro bloco de exploração no estado do Maranhão aconteceu em 1999, durante a realização da 2ª rodada de licitações da ANP. No entanto, o primeiro campo produtor, e assim gerador da obrigação de pagamento de royalties, é datado apenas em 2012.

considerando que a arrecadação dos royalties varia diretamente em relação ao nível de produção mensal e que há previsão de crescimento da extração de petróleo e gás natural nos campos em produção, assim como início das atividades nos novos campos produtores. Ao relacionar a arrecadação de royalties com a gestão fiscal, este trabalho também possui grande importância por mostrar como essas compensações são administradas pelas prefeituras, exaurindo assim a possível apreensão da sociedade em relação aos gestores públicos e à eficiência da forma que gerenciam esses recursos.

1.2. Objetivos geral e específicos

Esse trabalho tem como objetivo analisar os royalties petrolíferos à luz das finanças públicas, buscando visualizar a situação financeira dos municípios maranhenses beneficiados pelas receitas de royalties petrolíferos e de que forma a entrada dessas compensações financeiras impactou a gestão fiscal dessas mesmas localidades.

Para tal, os objetivos específicos obedecem a seguinte ordem de abordagem: i) conceituação dos royalties do petróleo e gás quanto ao seu cálculo e distribuição, enfatizando a sua importância dentro do cenário de E&P (exploração e produção); ii) realização de um histórico que mostre o papel atribuído aos royalties petrolíferos na economia brasileira; iii) a demonstração de como a arrecadação de royalties tem se manifestado dentro da composição das receitas dos municípios maranhenses; iv) averiguação dos impactos da arrecadação de royalties entre 2013 e 2017 na gestão fiscal do Estado do Maranhão e dos municípios maranhenses afetados.

1.3. Metodologia

O trabalho teve como ponto inicial o levantamento bibliográfico referente ao debate teórico da aplicação dos recursos petrolíferos e o papel do investimento público, bem como a evolução do setor petrolífero no Brasil, de forma a conceituar as compensações advindas dessa atividade e a legislação que sobre ela atua.

Em relação à atuação da indústria petrolífera dentro do Maranhão, utilizou-se os dados sobre das atividades de E&P publicados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Ministério de Minas e Energia (MME). Enquanto isso, o número de habitantes de cada município foi extraído do site do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

A identificação dos impactos que podem ser trazidos à qualidade da gestão fiscal dos municípios através da distribuição dessas rendas foi realizada a partir do Índice FIRJAN de Gestão Fiscal (IFGF), obtido no site da Federação das Indústrias do Rio de Janeiro (FIRJAN). Este índice é construído a partir dos resultados fiscais das próprias prefeituras com informações de declaração obrigatória e disponibilizadas anualmente pela Secretaria do Tesouro Nacional (STN), de forma a atuar como uma ferramenta de controle social que tem como objetivo estimular a cultura da responsabilidade administrativa, possibilitando maior aprimoramento da gestão fiscal dos municípios, bem como o aperfeiçoamento das decisões dos gestores públicos quanto à alocação dos recursos (FIRJAN, 2018).

Tomando por base a estratégia metodológica para análise dos efeitos da aplicação dos royalties utilizados por Reis e Santana (2014), adotou-se também a utilização de dois indicadores de dependência e dois indicadores de despesa de capital: *royalties per capita* (RCP), *royalties* e receita orçamentária (RRO), o peso das despesas de capital (PDK) e a despesa de capital per capita (DKPC).

O RCP indica a razão entre os royalties e participações especiais (PE) recebidos pelo município (i), em determinado ano (t) e a estimativa da população da localidade (i) no mesmo ano (t).

$$RCP_{i,t} = \frac{(Royalties + PE)_{i,t}}{(População)_{i,t}}$$

O RRO vai determinar o percentual de participação dos royalties petrolíferos na receita orçamentária do respectivo município, através do cálculo da razão entre a soma dos *Royalties* e Participações Especiais (PE) recebidas pelo município (i) em determinado ano (t) e a receita orçamentária anual do município (i) no ano (t).

$$RRO_{i,t} = \frac{(Royalties + PE)_{i,t}}{(Receita Orçamentária)_{i,t}}$$

Adiante, o PDK vai medir a proporção das despesas de capital (investimentos, inversões financeiras e amortização da dívida) sobre a despesa orçamentária, enquanto que o DKPC irá medir os gastos *per capita* de capital.

$$PDK_{i,t} = \frac{(Despesa de Capital)_{i,t}}{(Despesa Orçamentária)_{i,t}}$$

$$DKPC_{i,t} = \frac{(\text{Despesa de Capital})_{i,t}}{(\text{População})_{i,t}}$$

Reis e Santana (2014) apontam ainda que quanto maior a proporção de PDK e DKPC, mais elevada é a probabilidade de o município obter ganhos futuros. Isso porque um maior nível de despesa de capital pode resultar num maior acúmulo de capital por trabalhador, aumentando a produtividade da mão de obra, razão pela qual as economias se diferenciam.

A partir da estimativa desses indicadores, pode-se não apenas determinar os impactos que a qualidade da gestão fiscal dos municípios obteve a partir da evolução da arrecadação de royalties, mas também visualizar o grau de dependência dessas economias locais em relação a essa compensação financeira.

2. A APLICAÇÃO DOS RECURSOS DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL

2.1. O papel do investimento público e a responsabilidade fiscal

É importante compreender como a receita advinda da arrecadação de *royalties* pode contribuir para o crescimento local através de sua boa aplicação pelo poder público, de forma a resultar posteriormente em desenvolvimento econômico. Mas, antes disso, é necessário entender o papel do investimento público e as questões relacionadas à responsabilidade fiscal. É este entendimento inicial que nos garante visualizar a importância de uma boa administração para que os benefícios da remuneração da exploração de recursos naturais sejam vislumbrados.

O orçamento é instrumento de planejamento de qualquer entidade, seja pública ou privada, e representa o fluxo previsto dos ingressos e das aplicações de recursos em determinado período. Em sentido amplo, receitas públicas são ingressos de recursos financeiros nos cofres do Estado, que se desdobram em receitas orçamentárias, quando representam disponibilidades de recursos financeiros para o erário, e ingressos extra orçamentários, quando representam apenas entradas compensatórias. (MTO, 2015)

Quando tratamos de orçamento público municipal, temos que as prefeituras dispõem de várias fontes de receitas, sejam elas tributárias, patrimoniais, de serviços ou decorrentes de multas e outras penalidades administrativas. No entanto, em sua maioria, estas respondem às transferências constitucionais.

As transferências constitucionais correspondem à participação do município na arrecadação de tributos como ICMS, IPVA e IPI que o estado recebe, bem como no repasse de parte do ITR, IR e IPI arrecadado pela União, através de cotas calculadas pelo Tribunal de Contas da União com base em indicadores como população. Além desses, a compensação financeira que é o *royalty* também se enquadra nas transferências constitucionais.

Quanto à categoria econômica, os *royalties* ainda são tidos como receitas correntes, classificados como um preço público devido pelas companhias petrolíferas à União, em contraprestação a um direito de exploração de bem público, do qual este ente político detém a propriedade. (TORQUATO, 2013)

Ao serem classificados dessa forma, os *royalties* são vistos como receitas arrecadadas dentro do exercício, que aumentam as disponibilidades financeiras do Estado, em geral com efeito positivo sobre o Patrimônio Líquido, e constituem

instrumento para financiar os objetivos definidos nos programas e ações correspondentes às políticas públicas (MTO, 2015).

A fim de conferir racionalidade, eficiência e transparência aos processos de elaboração, execução e controle do orçamento público, existem princípios orçamentários visam estabelecer regras básicas. Válidos para todos os Poderes e para todos os entes federativos - União, Estados, Distrito Federal e Municípios -, são estabelecidos e disciplinados tanto por normas constitucionais e infraconstitucionais quanto pela doutrina (MTO, 2015).

Segundo o princípio da unidade, o orçamento deve ser uno, ou seja, cada ente governamental deve elaborar um único orçamento. Este princípio é mencionado no caput do art. 2º da Lei no 4.320, de 1964, e visa evitar múltiplos orçamentos dentro da mesma pessoa política. Dessa forma, todas as receitas previstas e despesas fixadas, em cada exercício financeiro, devem integrar um único documento legal dentro de cada nível federativo: LOA. No princípio da universalidade, a LOA de cada ente federado deverá conter todas as receitas e as despesas de todos os Poderes, órgãos, entidades, fundos e fundações instituídas e mantidas pelo poder público. Este princípio é mencionado no caput do art. 2º da Lei no 4.320, de 1964, recepcionado e normatizado pelo § 5º do art. 165 da CF. Para o princípio da anualidade, o exercício financeiro é o período de tempo ao qual se referem a previsão das receitas e a fixação das despesas registradas na LOA. Este princípio é mencionado no caput do art. 2º da Lei no 4.320, de 1964. Segundo o art. 34 dessa lei, o exercício financeiro coincidirá com o ano civil (1º de janeiro a 31 de dezembro). O princípio da exclusividade, previsto no § 8º do art. 165 da CF, estabelece que a LOA não conterá dispositivo estranho à previsão da receita e à fixação da despesa. Ressalvam-se dessa proibição a autorização para abertura de créditos suplementares e a contratação de operações de crédito, ainda que por Antecipação de Receitas Orçamentárias - ARO, nos termos da lei. O princípio do orçamento bruto, previsto no art. 6º da Lei no 4.320, de 1964, preconiza o registro das receitas e despesas na LOA pelo valor total e bruto, vedadas quaisquer deduções. Estabelecido pelo inciso IV do art. 167 da CF, o princípio da não vinculação da receita de impostos veda a vinculação da receita de impostos a órgão, fundo ou despesa, salvo exceções estabelecidas pela própria CF. (MTO, 2015, p. 17-18)

Ao abordarmos questões relacionadas aos princípios orçamentários, torna-se imprescindível a conceituação da responsabilidade fiscal, vista que esta relaciona-se diretamente com o respeito ao equilíbrio nas contas públicas por parte da administração governamental, mantendo-se em conformidade à Lei Complementar 101 de 4 de maio de 2000. Para tal, os gastos devem ser definidos a partir da disponibilidade orçamentária da arrecadação de impostos e das outras fontes do governo, e não apenas por pelo ponto de vista político da atuação.

Quando falamos de *royalties*, a Lei de Responsabilidade Fiscal torna-se ainda mais considerável, em função de que esta visa uma Administração Pública transparente, voltada para atender as necessidades e os objetivos dos cidadãos –

especialmente antes das determinações sobre os gastos específicos aos quais estas receitas compensatórias deveriam ser direcionadas.

Logo, esta Lei viria a ser um importante instrumento normativo no controle das Finanças Públicas e, conseqüentemente, na receita obtida a partir dos *royalties*. E a sua implantação resultaria em uma política de gestão fiscal responsável, combatendo as duas principais fontes de desperdícios de recursos públicos denunciadas pela população em geral: em primeiro, o gasto excessivo com as despesas com pessoal e, em segundo, as despesas excessivas com pagamento do serviço da dívida pública (DOIA, 2016, p. 24-36).

Garantir a responsabilidade fiscal e, conseqüentemente, a boa administração pública, viria a promover assim a subversão dos casos nos quais esse incremento na receita obtido através dos *royalties* acabariam por não resultar em desenvolvimento econômico.

Além da responsabilidade fiscal, outro termo importante dentro do âmbito dos *royalties* é o conceito de investimento público, tendo que a destinação da aplicação das receitas de *royalties* está ligada diretamente a sua boa administração.

Segundo Carmo (2012), o investimento público pode ser definido como o capital aplicado pelo Estado para a melhora da qualidade de vida de uma sociedade, visando não apenas o lucro financeiro. Logo, investimentos em pontes, escolas, saneamento básico, transporte e qualquer outro voltado à infraestrutura, seriam exemplos desse tipo de aplicação., mas, ainda que apelativos, não costumam ser de iniciativa privada por possuírem baixas taxas de retorno.

O nível qualitativo das infraestruturas que um país possui, pode ser interpretado como um indicador do nível de desenvolvimento e do grau de qualidade de vida que essa nação possui. E por isso, o Estado teria o papel de garantir um nível adequado de infraestrutura e o potencial qualitativo da mesma dentro do país. Cumprindo-se estas características, podem estar criadas as condições essenciais para a promoção do Investimento Privado (nacional e estrangeiro), que se revela também de grande importância para assegurar o crescimento econômico do país (Egger, H., e Falkinger, J, 2003).

Porém, apesar da comum concordância quanto aos seus benefícios, o investimento público apresenta um conjunto de potenciais externalidades negativas que colocam à prova a determinação do volume aceitável deste investimento. Entre o conjunto, a afetação de recursos aparece como uma dessas externalidades. O

Estado, por vezes, recorre ao aumento da carga fiscal, de forma a financiar-se, assim como ao aumento da sua dívida pública junto dos mercados de capitais, o que leva, conseqüentemente, a um aumento da taxa de juro e a uma subtração de recursos ao sector privado, tendo como consequência uma diminuição do nível de investimento deste setor, o chamado efeito crowding out (Afonso e St. Aubyn, 2006).

Uma outra questão relacionada com as potenciais externalidades negativas que podem decorrer da realização de investimento público é o endividamento excessivo que este provoca nos países, podendo conduzir as nações à necessidade de recorrerem a ajuda externa para se financiarem.

No caso particular dos *royalties*, no que tange o investimento público, destaca-se a Lei 12.351 de dezembro de 2010, que mostra um aumento da preocupação com a destinação dos *royalties* para a caução do desenvolvimento sustentável e a minimização das desigualdades sociais. Nela, ressalta-se ainda a necessidade da atuação do Estado através do estabelecimento de políticas públicas adequadas, ou, como apontado por Serra (2007), pela premiação dos municípios que promovam a “justiça intergeracional”. Dessa forma, com base na legislação vigente, os *royalties* do petróleo e gás se difundiriam como instrumentos financeiros notáveis para o fomento do desenvolvimento sustentável, destinando-se a garantir o tripé de Ignacy Sachs, onde o desenvolvimento econômico, o desenvolvimento social e o ambiental precisam ser triplamente ganhadores.

Em suma, mostra-se necessário que haja consciência da importância da receita proveniente da arrecadação de royalties do petróleo e gás ao orçamento público, bem como responsabilidade no uso dessas receitas, a fim de que as administrações beneficiadas não sucumbam à chamada “maldição dos recursos naturais” apontada por Bresser-Pereira.

2.2. A aplicação de royalties e a gestão fiscal

No que faz menção à indústria petrolífera, os *royalties* referem-se às remunerações pagas pelas empresas produtoras ao Estado para ter direito à exploração. E conforme visto em item anterior, eles devem ser geridos com o objetivo de gerar investimentos produtivos, que apresentem efeitos intergeracionais para a economia. Desta forma, os royalties do petróleo e gás devem ser administrados de forma a garantir o desenvolvimento sustentável e reduzir as

desigualdades sociais, considerando-se o princípio do federalismo cooperativo². Neste sentido, o gestor público, deverá utilizar as receitas públicas, neste caso, os royalties de petróleo e gás, de forma a transformá-las em um agente de geração de desenvolvimento.

No entanto, as abordagens empíricas que examinam os efeitos da aplicação de *royalties* em determinadas economias nem sempre encontram a associação entre as receitas dos *royalties* do petróleo e gás e o desenvolvimento sustentável. Uma das explicações encontradas para isso se fundamentaria na ideia de “maldição dos recursos naturais” – ou simplesmente doença holandesa. Exemplos da ocorrência desse fenômeno podem ser encontrados nos resultados das análises de estudos realizados por Rodriguez e Sachs (2004), Postali e Nishijima (2008), Postali (2009) e Nogueira e Menezes (2011).

Entre os demais trabalhos de pesquisa citados, a principal explicação para a performance irregular das economias dependentes das receitas obtidas através de recursos naturais encontrava-se na má gestão do recurso. Isto é, segundo Rodriguez e Sachs (2004), as rendas obtidas estavam se convertendo em aplicações não direcionáveis a investimentos em capital humano e bens de capital. Outra explicação encontrada por estes mesmos autores fundamenta-se na ideia de que, dado o conforto que a renda proporcionava durante o período de abundância dos recursos naturais, as instituições teriam se fragilizado e perdido competitividade.

Por sua vez, Schantz (1994) faz uma análise do pagamento dos *royalties*, o que, posteriormente, vai ser decisivo para o estudo da gestão fiscal. Para isso, ele usa como base os Estados Unidos e observa que também nesse país há divergência quanto às razões que fundamentam o seu pagamento. No entanto, o autor filia-se à teoria segundo a qual esse tipo de receita é recebida pelo Estado em contraprestação à venda de um bem público ao particular. Ou seja, o petróleo e/ou gás é vendido para uma empresa autorizada a explorá-lo e produzi-lo (quando isso ocorre em terras públicas), exatamente como se dá no Brasil. Eis os argumentos apresentados pelo autor:

As pessoas concordam que o *royalty* dará à sociedade um “retorno” pelos seus minerais, mas têm ideias diferentes sobre por que o retorno é necessário. Uma visão ampla é que o *royalty* é a contraprestação pela apropriação de uma riqueza de propriedade pública que é pago quando os

² Segundo Gilberto Bercovici (2004, p.58), “O grande objetivo do federalismo, na atualidade, é a busca da cooperação entre União e entes federados, equilibrando a descentralização federal com os imperativos da integração econômica nacional”.

minerais são extraídos e vendidos. De acordo com essa visão, o *royalty* federal é análogo aos *royalties* recolhidos por proprietários privados. É o preço dos minerais que se encontram no subsolo, ou seja, a renda mineral. A definição precisa desse preço ou renda, no entanto, é questão de desacordo. Reporto-me à inspiração de Ricardo, que descreveu renda como um pagamento pelos usos dos poderes originais e indestrutíveis do solo. A frase evoca autorrenovação dos campos visitados pelos agricultores ano após ano, plantando e colhendo, pagando um aluguel cada vez para o proprietário. Em contraste, o mineiro é tradicionalmente visto como um visitante único, que arranca e queima o solo, ou o destrói. O dono da terra não tem mais a propriedade dos minerais após eles terem sido extraídos e transportados até os consumidores; por isso ele vende seus direitos pelo pagamento de uma renda (SCHANTZ, 1994, p. 36-37).

A partir da descoberta do pré-sal, entretanto, estendeu-se no cenário político brasileiro a discussão acerca da forma como são distribuídas as receitas petrolíferas no Brasil. Aqueles que defendem a transferência das receitas petrolíferas para as regiões produtoras costumam apontar que estas necessitam ser compensadas pelos danos ambientais sofridos em seu território com o exercício da atividade extrativa, bem como necessitam destas rendas para lidar com o constante aumento da demanda por obras de infraestrutura e serviços públicos. Aduz Kiyoshi Harada diz que:

Realmente, não há como negar que a exploração de recursos naturais, que se caracteriza como atividade de grande porte, obriga os poderes públicos a efetuar investimentos maciços na formação de completa infraestrutura material e pessoal, capaz de suportar as movimentações de bens e pessoas delas decorrentes. Além disso, notadamente o poder público local é obrigado a manter um programa ou um serviço de assistência à população direta ou indiretamente envolvida na atividade econômica da espécie. É fato incontestável que toda atividade econômica de grande porte atrai populações mais carentes, resultando na formação de cinturões de pobreza em torno dos centros urbanos, que se constituem em causas permanentes de inúmeros problemas. Em caso de acidentes, decorrentes dessas atividades, torna-se imperiosa a imediata mobilização de recursos materiais e humanos pelos poderes públicos. E o poder público local é sempre aquele que se encontra na linha de frente para prestar os primeiros socorros à população atingida (HARADA, 2009, p. 85)

Quanto as formas de regulamentar essa aplicação, Serra propõe a implementação de um teto ao valor dos *royalties* e participações especiais repassados pela União aos entes subnacionais, de forma que haveria assim o aprimoramento das regras de distribuição e aplicação das rendas petrolíferas:

A norma brasileira de distribuição das rendas petrolífera entre os municípios não prevê nenhum mecanismo de limitação das somas máximas de repasses para estas esferas governamentais. A questão que parece nortear este debate, é: será que o aumento do volume de petróleo e gás extraído da plataforma continental gera impactos proporcionais no território continental? É possível que a elevação da demanda por alguns insumos produtivos cresça proporcionalmente ao volume de petróleo e gás extraído, mas grande parte dos bens e serviços que atendem ao segmento de E-P, como é sabido, sofrerão somente acréscimos marginais em sua demanda, ou

permanecerão fixos, até certo limite, como por exemplo, a infraestrutura de dutos de escoamento. Uma definição de tetos máximos para os repasses de *royalties* aos municípios, estabelecidos em razão do volume produzido, poderia servir como parâmetro para uma lógica de distribuição mais equânime. No Estado de Dakota do Norte (EUA), por exemplo, são utilizadas regras para limitação do volume de recursos destinados às esferas locais (SERRA, 2006, p. 234).

Em contrapartida, Kohler e Mendes (2012) defendem que a atividade petrolífera por si só já estimula bastante o desenvolvimento de atividades econômicas nas regiões afetadas, “aumentando substancialmente a base de arrecadação tributária”. Segundo eles:

No que diz respeito aos impactos ecológicos, a distância entre os campos do pré-sal e a costa, de centenas de quilômetros, torna praticamente impossível associar qualquer dano ecológico ao município confrontante: o município efetivamente afetado dependerá muito mais das correntes marítimas e de outros fatores geológicos do que da proximidade da plataforma de exploração (KOHLER; MENDES, 2012, p. 2).

A partir das colocações citadas é possível ver que, ainda que a ideia de descentralização da aplicação de recursos dos *royalties* tenha diversos argumentos a seu favor na doutrina internacional, é preciso realizar uma série de ressalvas quando pensar na sua adoção no Brasil, especialmente ao considerar que a maioria da produção aqui realizada é offshore. No que tange aos argumentos contra a descentralização dos recursos, critica-se severamente a alta concentração da renda petrolífera em um único Estado brasileiro – o Rio de Janeiro – e em um pequeno número de municípios, localizados nesse Estado. No caso maranhense, haveria também uma concentração dessa renda em poucos municípios do Centro Maranhense.

No que se refere à gestão fiscal, especialmente quando atrelada a essas rendas petrolíferas, Rodrigo Valente Serra relata que são divulgados pela mídia casos de malversação dessas receitas, tendo o autor citado algumas delas:

Algumas evidências factuais, registradas na imprensa, apontam situações preocupantes. Os prefeitos de muitas cidades beneficiárias de participações governamentais têm investido recursos públicos em finalidades exóticas como times de futebol ou em obras questionáveis. Em 23/01/2004, por exemplo, o jornal Folha de S. Paulo registrou que: “Ajudada pelos *royalties* do petróleo que fez o orçamento municipal saltar de R\$ 30 milhões para R\$ 210 milhões em sete anos, a cidade [de Cabo Frio – RJ] pode se tornar uma potência no futebol brasileiro, imagina o prefeito Alair Corrêa (... [O prefeito] é apontado pelos opositores como uma versão brasileira dos príncipes árabes, que investem no futebol o que ganham com o petróleo (...). A prefeitura gastou R\$ 2 milhões só para reformar o estádio [do Cabofriense] (...). O pagamento dos atletas também segue o estilo milionário dos árabes. O salário é dado no vestiário aos jogadores. O dinheiro vem dentro de um

envelope. O caso anteriormente citado não é isolado. Vários municípios beneficiários de participações governamentais nos estados do Rio de Janeiro e Rio Grande do Norte investem em times de futebol, o que levou um ex-secretário de governo de Guamaré-RN a afirmar que “é tanto dinheiro que entra que os políticos têm que encontrar jeito de gastar”. (...) Macaé – RJ foi um pouco além, investindo não só em futebol mas também em escolas de samba. Não se pode deixar de citar, também, o caso de Rio das Ostras – RJ, que revestiu o calçadão da praia com pedras de porcelanato, material de fino acabamento e alto custo, enquanto o próprio prefeito admite que apenas 30% da população tem acesso a saneamento básico (SERRA, 2006, p. 231-232).

Da mesma forma, Mendes e Kohler afirmam que:

Existem evidências a esse respeito na literatura. Sousa e Stosic (2003), em um estudo que compara a eficiência dos municípios brasileiros, mostram que há grande concentração de municípios que são beneficiários de *royalties* no grupo dos menos eficientes. Mendes (2005) mostra que os principais beneficiários de compensações financeiras relacionadas ao petróleo gastam entre 20% e 50% a mais que a média dos municípios brasileiros com a manutenção de suas câmaras de vereadores. O que parece ocorrer é que, ainda que mal gasto, parte do dinheiro dos *royalties* continua circulando na área de influência econômica dos municípios beneficiados. Salários públicos elevados, despesas públicas improdutivas e desvios geram uma dinâmica econômica com baixo potencial de geração de riqueza futura, mas que é capaz de fomentar a demanda local por bens e serviços, como construção de residências, despesas no comércio, contratação de empregados domésticos, etc. Em vez de os *royalties* representarem uma indenização aos municípios pela futura decadência econômica, quando não houver mais petróleo na região, eles criam uma dependência do município em relação a esses recursos no presente. Quando acabar a exploração do petróleo e os *royalties* secarem, esses municípios não terão construído nenhuma base sustentável para sua atividade econômica e irão, efetivamente, entrar em depressão econômica (2012, p. 3). Diante de tais conclusões, Mendes e Kohler defendem não ser desejável a manutenção do atual modelo de distribuição dos *royalties*, principalmente em um contexto em que os valores se multiplicarão devido à exploração do pré-sal. Por outro lado, afirmam também não ser aconselhável que se dividam os recursos igualmente entre todos os Estados e Municípios, uma vez que tais receitas seriam apenas “mais um recurso a ser aplicado nos gastos correntes, sem perspectiva de que venham a ser adequadamente investidos em favor das gerações futuras” (KOHLE; MENDES, 2012, p. 3).

E uma vez considerada a possibilidade de subversão dessas rendas, bem como o grande valor movimentado por esse pequeno número de campos de produção, dentro de apenas quatro anos de operação, torna-se importante averiguar os impactos que podem ser trazidos à gestão fiscal do Estado e dos municípios através da distribuição dessas rendas – sendo esse o principal objetivo do trabalho a ser realizado.

Para esta análise da gestão fiscal, conforme explanado anteriormente, além de alguns indicadores específicos, este trabalho utilizará do Índice FIRJAN de Gestão Fiscal (IFGF) para identificar se, de alguma forma, as rendas petrolíferas têm

impactado tal gestão nos municípios maranhenses – positiva ou negativamente. Esse índice, por sua vez, seria “uma ferramenta de controle social que tem como objetivo estimular a cultura da responsabilidade administrativa, possibilitando maior aprimoramento da gestão fiscal dos municípios, bem como o aperfeiçoamento das decisões dos gestores públicos quanto à alocação dos recursos” (FIRJAN, 2012).

Em seu desenvolvimento são levados em conta os resultados fiscais disponibilizados pelas prefeituras, informações essas que tem declaração de cunho obrigatório e são disponibilizadas pela Secretaria do Tesouro Nacional (STN) a cada ano.

O índice é composto por cinco indicadores – Receita Própria, Gastos com Pessoal, Investimentos, Liquidez e Custo da Dívida –, e tem uma metodologia que permite tanto comparação relativa quanto absoluta, isto é, o índice não se restringe a uma fotografia anual, podendo ser comparado ao longo dos anos. Dessa forma, é possível especificar, com precisão, se uma melhoria relativa de posição em um *ranking* se deve a fatores específicos de um determinado município ou à piora relativa dos demais. A leitura dos dados, por sua vez, é bem simples, visto que a pontuação varia entre 0 e 1, sendo que, quanto mais próximo de 1, melhor a gestão fiscal do município no ano em observação (FIRJAN, 2012).

3. A EVOLUÇÃO DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

O setor petrolífero é um dos maiores e mais empreendedores no mundo. E a cada ano verificam-se os crescentes resultados obtidos por esse ramo de atividade, seja através da imersão de novas tecnologias ou mesmo por meio da perspectiva de imersão de inovações na produção.

No Brasil, pode-se dizer que a sua trajetória teve início em 1982, quando foi perfurado o primeiro poço em busca de petróleo, na cidade de Bofete, no interior do estado de São Paulo. A perfuração foi realizada pelo fazendeiro Eugênio Ferreira de Camargo em sua própria fazenda. Porém, o único achado nos 488 metros de profundidade do poço foi água sulfurosa.

Com o destaque que o setor petrolífero ganhava na opinião pública e na estrutura econômica do país, foi criado o CNP (Conselho Nacional do Petróleo) pelo presidente Getúlio Vargas (MARTINS, 2008). O conselho tinha a função de controlar e supervisionar a produção e o comércio de derivados de petróleo dentro do país, além de determinar limites, máximo e mínimo, dos preços dos produtos refinados, e realizar os trabalhos oficiais de pesquisa das jazidas de petróleo e gases naturais, podendo, inclusive, proceder à lavra e industrialização dos respectivos produtos. (SENNA, 1978). Um ano depois da criação do conselho, em 1939, na cidade de Salvador (BA), a primeira jazida de petróleo explorável comercialmente era descoberta.

Ainda em 1938, no meio militar, a proposta de tomar o petróleo monopólio do Estado começou a circular. A ideia básica era a de que o controle, pelo Estado, da atividade de refino, seria a chave para o financiamento das atividades de exploração (pesquisa) e produção, onde se concentravam os grandes riscos do setor petrolífero (SENNA, 1978).

Principalmente em decorrência das dificuldades de importação de tecnologias necessárias à exploração e produção, o setor não atingiu grandes progressos desse período até o final da II Guerra Mundial. Havia na época vários pequenos poços produtores na Bahia, mas a produção era equivalente a mais ou menos 1% do consumo nacional de derivados.

No ano de 1941 foi anunciada a instalação de um estabelecimento do campo de exploração petrolífera de Candeias no Estado da Bahia. Ainda que se

tratassem de descobertas de pequena escala, elas proporcionaram incentivos à atividade petrolífera, possibilitando, em 1953, a criação da empresa estatal “Petróleo Brasileiro S.A”, empresa estatal mais conhecida como Petrobras (MARTINS, 2008).

Em 1945, com o fim da primeira administração do Presidente Vargas, começou-se a questionar a decisão manter a pesquisa, a produção e o refino de petróleo limitados a empresas nacionais. O principal argumento para o questionamento fundamentava-se no ponto de que a pesquisa e a industrialização do petróleo requeriam mão-de-obra especializada e um alto volume de capital, os quais não eram ofertados no país.

Em 1947, deu-se início à elaboração de um projeto de lei que abordaria diversos aspectos do problema do petróleo. O projeto ficou conhecido como Estatuto do Petróleo, e permitiria a participação de capitais privados, nacionais e estrangeiros, em todas as atividades relacionadas com a indústria do petróleo, sob a forma de concessão (SENNÁ, 1978, p. 77).

Então, em outubro de 1953, instituiu-se o monopólio estatal de pesquisa, refino e transporte do petróleo, por meio da sanção da Lei 2.004. Esta lei garantia que a exploração de petróleo no Brasil ocorresse em prol da União, estabelecendo com isso a Petrobras como uma empresa estatal de economia mista, de capital aberto e sendo o acionista majoritário o governo brasileiro (GASPARETTO JUNIOR, 2014). E a partir desse período, pode-se dizer que a história do setor petrolífero no Brasil passou a girar em torno da Petrobras.

Vale ressaltar que as refinarias que já estavam em funcionamento em período anterior à criação da Petrobras e aquelas que já tinham obtido autorização para a sua instalação ficavam excluídas do monopólio que ficavam excluídas do monopólio. No entanto, essas mesmas refinarias estavam sujeitas à participação da Petrobras como acionista, a fim de torná-las subsidiárias, bem como tinham limitações às suas expansões.

O ano de 1955 marcou então o início de uma acelerada expansão da produção de derivados de petróleo no Brasil. Em 1957 o Brasil apareceu, pela primeira vez, como exportador de petróleo e derivados. Essa exportação consistia, na verdade, na saída encontrada para na única saída para o problema causado pela natureza do petróleo baiano. O óleo produzido na Bahia, onde se concentrava a produção brasileira, era do tipo parafínico, o que fazia que do seu processamento resultasse óleo combustível de alto ponto de fluidez. A capacidade do mercado

nacional de absorver esse tipo de óleo combustível era, no entanto, na época, bastante limitada. A solução então era exportar petróleo cru e o óleo combustível que excedesse o limite de absorção dado pelo mercado. Em 1958 e 1959 o Brasil exportou cerca de 45 % da produção interna de petróleo bruto. (SENNÁ, 1978, p. 79)

Entre 1962 e 1964, a passagem por uma crise política afetou diretamente o setor petrolífero, o qual apresentou quedas nos níveis de produção de petróleo. Mas, se por um lado, aquele período não mostrou resultados expressivos no tocante à produção, por outro, foi a partir da década de 1960 que a atuação da Petrobras na economia brasileira se tornou ainda mais ampla.

O ano de 1962 marcou o início da participação da Petrobrás no setor de distribuição de derivados. A venda dos seus produtos, inicialmente, se dava diretamente para outras empresas e órgãos governamentais, como por exemplo, para o Ministério da Marinha. Um ano depois, o CNPq autorizou a distribuir também aos consumidores em geral de todo o Brasil.

Já em 1968, a empresa passou a desenvolver um projeto de exploração de petróleo em águas profundas, e com as descobertas obtidas através desse projeto possibilitou-se a ampliação significativa da produção brasileira. E assim, o petróleo passou a ser uma das principais “commodities” minerais produzidas pelo Brasil e comercializadas mundialmente (LUSTOSA, 2002; THOMAS, 2001).

Com o lançamento do Programa Brasileiro de Álcool (Proálcool), em 1975, tentou-se criar uma alternativa ao grande uso de derivados do petróleo, visto que o barril passava por alta nessa época. No ano de 1974 havia sido descoberto petróleo na Bacia de Campos, mas o início da exploração se deu apenas em 1977, com a entrada em operação do Campo Enchova, produzindo petróleo a 120 metros de profundidade, considerada grande marca para a época (LUSTOSA, 2002; SOUZA, 2006).

Em 1982, pela primeira vez houve uma reunião em evento para que empresas apresentassem seus produtos e serviços. E ao longo dos anos, eventos dessa natureza ajudaram a consolidar o Rio de Janeiro como a “Capital Nacional do Petróleo”, com o estado sendo responsável por mais de 70% de todo o óleo produzido no país. (LUSTOSA, 2002).

No ano de 1989, em função de uma queda da produção de álcool, o Proálcool entrou em crise. Durante o período, a produção brasileira caiu de 11,8

milhões de toneladas de álcool para 7,3 milhões. Para evitar o desabastecimento da frota, o governo precisou adotar uma série de medidas alternativas, como aumentar o nível de importações e adicionar metanol ao combustível.

Através da promulgação da Lei nº 9.478, em 1997, o Brasil vivenciou o fim do monopólio do petróleo. Criou-se então o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), responsáveis pelas concessões de blocos exploratórios e pela regulamentação da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, permitindo que houvesse estímulo à concorrência e aumento dos investimentos na produção de energia no país.

Em 1999 a ANP realizou o primeiro leilão de blocos exploratórios no país. No ano seguinte, 2000, a Petrobras produziu petróleo a 1.877 metros de profundidade, no Campo de Roncador, um recorde mundial (THOMAS, 2001).

Em 2007 foi descoberta a camada de pré-sal, localizada abaixo do leito do mar, compreendendo uma faixa de 800 km entre os estados do Espírito Santo e Santa Catarina, contendo um volume de aproximadamente 50 bilhões de barris. Com essas grandes descobertas e com o avanço ano após ano da Petrobras e das atividades de exploração, o Brasil alcançou a autossuficiência na produção de petróleo.

Em 2008, extraiu-se óleo da camada pré-sal pela primeira vez, no campo de Jubarte, na bacia de Campos. Um ano depois, os preços internacionais atingiram patamares recordes e especialistas creditaram o aumento à demanda de países como Índia e China (PETROBRAS, 2013).

Os constantes avanços tecnológicos, em contraste com décadas anteriores, agora são estabelecidos e apresentados por diversas empresas e centros de pesquisa a par de grandes desenvolvimentos na área de exploração e produção de petróleo. E a imersão dessas novas tecnologias no setor brasileiro tem garantido o constante progresso na área petrolífera, assegurando melhoria nos processos de extração e produção, diminuindo os custos de produção e gerando maior competitividade.

Por meio da descoberta dos recursos da camada do pré-sal, o Brasil passou a se configurar como um grande produtor e exportador de petróleo. E essa descoberta, no entanto, trouxe ao país também um aumento das expectativas

quanto às transformações na estrutura social e econômica que viriam a ser geradas através desses novos recursos.

Acompanhando as transformações esperadas, no final de 2009, foram enviados ao Congresso Nacional quatro projetos de lei que tinham por objetivo instituir um novo marco regulatório para a exploração do petróleo e gás no Brasil. Entre as mudanças, a instituição do regime de partilha configurava-se como a principal. Em dezembro de 2010, foi sancionada a Lei 12.351, que instituiu o regime de partilha, substituindo o até então atual regime, de concessão.

Em continuidade às modificações iniciadas após a descoberta do pré-sal, foi sancionada a Lei nº 12.734 em 2012, pela até então Presidente Dilma Roussef, tendo esta o objetivo de aprimorar o marco regulatório sobre a exploração desses recursos no regime de partilha. (LIMA, 2015, p. 18)

Com essas transformações, o novo marco regulatório vem levantando diversos questionamentos no que se refere à distribuição das competências entre as entidades públicas envolvidas no setor e às vantagens proporcionadas à economia dos municípios beneficiários, especialmente no tocante às participações governamentais previstas na legislação brasileira.

3.1. As participações governamentais previstas na legislação brasileira

Com a regulamentação da Lei nº 9.478/97, o Estado passou a atuar como um mediador na transferência das atividades de exploração e produção para aquelas empresas que obtinham o contrato de concessão dos blocos exploratórios. Com a celebração dessa mesma lei, estabeleceu-se também que os concessionários das atividades de E&P deveriam pagar, além dos tributos exigidos de qualquer empresa que opere sob a legislação brasileira, uma compensação financeira à sociedade. Esta compensação financeira é o *royalty* (BARBOSA, 2001).

Além dos royalties propriamente ditos, a Lei do Petróleo previa outras três modalidades básicas de participações governamentais na produção de petróleo e gás, sendo elas: i) bônus de assinatura; ii) participações especiais; iii) taxa de ocupação e retenção da área. É importante ressaltar que assim como os *royalties*, a taxa de ocupação e retenção da área era item obrigatório ao contrato de concessão a ser firmado.

Associado a Lei do Petróleo, o Decreto nº 2.705/98 definiu critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais previstas, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural

(LIMA, 2015, p. 19). Estes critérios, no entanto, foram alterados em 2012, quando foi sancionada a Lei nº 12.734/12, que modificou as destinações das rendas obtidas através da arrecadação dos royalties e da participação especial em contratos de concessão e de partilha de produção.

Em 2013, com a sanção da Lei nº 12.858/13, novamente houveram alteração nos critérios da destinação das receitas obtidas através dos *royalties* e da participação, para todos os contratos celebrados a partir de dezembro de 2012, sejam eles em contrato de concessão ou em regime de partilha.

Independente das modificações quanto à destinação das receitas obtidas por meio dessas participações governamentais, tem-se que o bônus de assinatura é o pagamento ofertado na proposta para a obtenção da concessão e é feito no ato da assinatura do contrato de concessão pela empresa com a oferta vencedora na rodada de licitação. O valor mínimo de pagamento desse bônus é estabelecido no edital da licitação do bloco exploratório.

O pagamento da taxa de ocupação ou retenção de área é realizada anualmente pelos concessionários. O valor do pagamento é determinado, inicialmente, no edital da licitação e no contrato de concessão, sendo este um valor diretamente relacionado à área (em quilômetros quadrados) do bloco exploratório cujo valor inicial é estabelecido no edital da licitação e no contrato de concessão. O pagamento pela ocupação ou retenção de área, assim como o bônus de assinatura, constitui receita da ANP (FERNANDES, 2007, p. 14).

Segundo a ANP, a participação especial (PE) é uma compensação financeira extraordinária adicional aos royalties devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção. São consideradas alíquotas progressivas para a apuração da participação especial, sendo que estas variam de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o volume de produção trimestral fiscalizada. Essas alíquotas são aplicadas sobre a receita líquida da produção de cada campo de produção, consideradas as deduções previstas no § 1º do Art. 50 da Lei nº 9.478/1997, como por exemplo, os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os demais tributos. (ANP, 2018)

Depois de recolhida, tem-se que a participação especial é distribuída da seguinte maneira: 40% para o Ministério de Minas e Energia; 10% para o Ministério do Meio Ambiente; e, 40% aos estados e 10% aos municípios com produção em

terra ou confrontantes com a plataforma continental onde se realiza a produção (art.50, Lei nº 9.478/97).

3.2. Os royalties do petróleo e gás natural

Os *royalties* consistem em uma das formas mais antigas de compensação financeira ao detentor de território, recurso natural ou produto pelos direitos de exploração, uso ou distribuição da referida atividade econômica ou produto. (LIMA, 2015, p. 19)

Segundo a ANP, o *royalty* é definido como uma compensação financeira devida à União pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro: uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos não renováveis.

Eles incidem sobre o valor da produção do campo e são recolhidos mensalmente pelas empresas concessionárias por meio de pagamentos efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional (STN) até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção. A STN repassa os royalties aos beneficiários com base nos cálculos efetuados pela ANP, de acordo com o estabelecido pelas leis nº 9.478/97 e nº 7.990/89, regulamentadas, respectivamente, pelos decretos nº 2.705/98 e nº 1/91. (ANP, 2018)

3.2.1. Apuração e cálculo dos royalties do petróleo e gás natural

Em seu manual de cálculo e distribuição de *royalties*, a ANP determina que as informações básicas para apuração dos *royalties* têm como fonte documentos preenchidos pelos concessionários. Nesses documentos, os dados fundamentais para que ocorra essa apuração são a produção mensal de petróleo e gás natural por poço (parcela de 5%) e por campo (parcela acima de 5%), as alíquotas de *royalties*, os preços de referência³ de petróleo e gás natural e o volume movimentado nas instalações de embarque e desembarque.

O valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três dados apresentados nos documentos: a alíquota dos royalties do campo produtor – que pode variar de 5% a 10%; a produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo; e o preço de referência destes hidrocarbonetos no mês.

Logo:

³ Segundo a ANP, este seria o preço por unidade de volume, expresso em moeda nacional, para o petróleo ou gás natural produzido em cada campo, a ser determinado pela própria agência reguladora, com base na Portaria ANP 206 de 29.08.2000 (petróleo) e Resolução ANP nº 40 de 14.12.2009 (gás natural).

$$\text{Royalties} = \text{alíquota} \times \text{valor da produção}$$

$$\text{Valor da produção} = (V_{\text{petróleo}} \times P_{\text{petróleo}}) + (V_{\text{gn}} \times P_{\text{gn}})$$

$V_{\text{petróleo}}$ = Volume de petróleo produzido;

$P_{\text{petróleo}}$ = Preço do petróleo;

V_{gn} = Volume de gás natural produzido;

P_{gn} = Preço do gás natural.

Onde: royalties são o valor decorrente da produção do campo no mês de apuração, em R\$; A alíquota é o percentual previsto no contrato de concessão do campo; $V_{\text{petróleo}}$ é o volume da produção de petróleo no mês de apuração, em metros cúbicos; $P_{\text{petróleo}}$ é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³; V_{gn} é o volume de gás natural produzido no mês de apuração, em metros cúbicos; e P_{gn} é o preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m³.

3.2.2. A distribuição dos royalties do petróleo e gás natural

A distribuição entre os beneficiários dos *royalties* petrolíferos varia de acordo com a localização do campo (terra ou mar) e a alíquota básica dos *royalties* – que geralmente corresponde a 10%, mas que pode ser reduzida pela ANP a um mínimo de 5%, em função de riscos geológicos, expectativas de produção, etc.

Segundo o artigo 48 da Lei do Petróleo, a distribuição da parcela dos royalties que representar 5% do valor de produção entre seus beneficiários é feita da seguinte forma:

a) Quando a lavra ocorrer em terra: 70% aos estados produtores; 20% aos municípios produtores e 10% aos municípios onde estiverem localizadas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

b) Quando a lavra ocorrer em mar (plataforma continental): 30% aos estados confrontantes com poços; 30% aos municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas; 20% ao Comando da Marinha; 10% aos municípios onde se localizarem instalações de embarque e desembarque de petróleo e 10% ao Fundo Especial, a serem distribuídos entre todos os estados e municípios.

O artigo 49 da mesma lei determina que a distribuição dos *royalties* daqueles campos em que a alíquota excede a 5% do valor de produção deve dar-se da seguinte maneira:

a) Quando a lavra ocorrer em terra: 52,5% aos estados produtores; 25% ao Ministério de Ciência e Tecnologia; 15% aos municípios produtores; 7,5% aos municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

b) Quando a lavra ocorrer em mar (plataforma continental): 25% ao Ministério de Ciência e Tecnologia; 22,5% aos estados confrontantes com campos produtores marítimos; 22,5% aos municípios confrontantes com campos produtores marítimos; 15% ao Comando da Marinha; 7,5% aos municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural; e 7,5% ao Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os estados e municípios.

Contudo, com a instituição da Lei 12.734/12, algumas mudanças atingiram o método de distribuição entre os beneficiários dos *royalties*, sendo possível visualizar estas alterações, segundo os seus coeficientes de participação, em quadro-resumo apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Beneficiários de royalties e coeficientes de participação - Lei do Petróleo e Lei 12.734/12

% Royalties	Ocorrência da Lavra	Lei do Petróleo	Lei 12.734/12
Royalties de até 5%	Terra, rios, lagos, ilhas fluviais e lacustres	<ul style="list-style-type: none"> • Estados produtores: 70% • Municípios produtores: 20% • Municípios afetados: 10% 	
	Plataforma continental ou zona econômica exclusiva	<ul style="list-style-type: none"> • Estados confrontantes: 30% • Municípios confrontantes: 30% • Municípios afetados: 10% • Comando da Marinha: 20% • Fundo especial a ser distribuído entre os Estados, Territórios e Municípios: 10% 	<ul style="list-style-type: none"> • Estados confrontantes: 20% • Municípios confrontantes: 17% • Municípios afetados: 3% • União destinado ao Fundo Social: 20% • Fundo especial a ser distribuído entre os Estados e Distrito Federal: 20% • Fundo especial a ser distribuído entre os Municípios: 20%
Parcela que superar os 5%	Terra, rios, lagos, ilhas fluviais e lacustres	<ul style="list-style-type: none"> • Estados produtores: 52,5% • Ministério de Ciência e Tecnologia: 25% 	<ul style="list-style-type: none"> • Estados produtores: 52,5% • União destinado ao Fundo Social: 25%

		<ul style="list-style-type: none"> •Municípios produtores: 15% •Municípios afetados: 7,5% 	<ul style="list-style-type: none"> •Municípios produtores: 15% •Municípios afetados: 7,5%
	Plataforma continental ou zona econômica exclusiva	<ul style="list-style-type: none"> • Estados confrontantes: 22,5% • Municípios confrontantes: 22,5% • Municípios afetados: 7,5% • Comando da Marinha: 15% • Ministério de Ciência e Tecnologia: 25% • Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios: 7,5% 	<ul style="list-style-type: none"> • Estados confrontantes: 20% • Municípios confrontantes: 17% • Municípios afetados: 3% • União destinado ao Fundo Social: 20% • Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados: 20% • Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Municípios: 20%

Fonte: LIMA (2015).

Ainda sobre a Tabela 1, torna-se necessário apontar algumas definições:

a) São considerados confrontantes com a plataforma continental os Estados e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais, até a linha de limite da plataforma continental, onde estiver situado o campo produtor de petróleo e gás natural. (§2º, art.15, Decreto n. 2.705/98);

b) “Municípios afetados” referem-se àqueles que possuam ou sejam afetados por instalações⁴ de embarque ou desembarque de petróleo ou gás natural produzidos no Brasil.

No que diz respeito sobre a distribuição da arrecadação dos *royalties*, é importante salientar ainda que o pagamento passou a ser realizado diretamente aos beneficiários junto à Secretaria do Tesouro Nacional, a partir de 6 de agosto de 1998.

3.2.3. A utilização dos royalties do petróleo e gás natural

As receitas obtidas através da arrecadação de *royalties* não passavam por fiscalizações específicas ou tinham controles até 1986. Nesse ano, com a sanção da Lei nº 7.525/86, com exceção da parcela destinada ao Ministério da

⁴ Conjunto dos municípios onde estiverem localizadas três ou mais instalações dos seguintes tipos: instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural (excluído os dutos) e instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e escoamento de gás natural, tais como portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, armazéns, etc. (Barbosa, 2001, p. 70).

Marinha, os recursos provenientes dessa arrecadação passaram a ter como destino as despesas com energia, abastecimento e tratamento de água, proteção ao meio ambiente, pavimentação de rodovias, proteção ao meio ambiente e saneamento básico.

Quanto à fiscalização, essa mesma lei determinou que a responsabilidade de fiscalizar a aplicação desses recursos caberia ao Tribunal de Contas da União (TCU). Posteriormente, o artigo 8º da Lei n.º 7.990/89 vedou a aplicação dos recursos em pagamentos de dívidas e no quadro permanente de pessoal. (LIMA, 2015, p. 27)

A partir de 2002, a responsabilidade pela fiscalização da aplicação de *royalties* do petróleo e gás passou a ser de incumbência do Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro (TCE-RJ). Considerando que os recursos dos *royalties* pertencem à União e configuram receita própria dos estados e municípios, cabia também ao Tribunal de Contas de cada localidade o dever de fiscalizar a receita recebida.

Em 2013, com a instituição da Lei nº 12.858/13, as definições acerca da destinação dos recursos dos *royalties* foram alteradas. Em seu artigo 2º, essa lei determinou que, para todos os contratos estabelecidos a partir de 3 de dezembro de 2012, os recursos provenientes dessa forma de compensação, bem como da participação especial, deveriam ser aplicados exclusivamente educação pública (75%) e na saúde (25%).

Em janeiro de 2018, o Presidente da República, Michel Temer, sancionou com vetos, o Projeto de Lei da Câmara (PLC) 161/2017, que autoriza o depósito de *royalties* do petróleo e gás natural diretamente nas instituições financeiras que concederam empréstimos a estados e municípios (SENADO FEDERAL, 2018). Contudo, ressalta-se que os efeitos desta última sanção não serão vistos neste estudo, devido ao período de análise temporal dos dados.

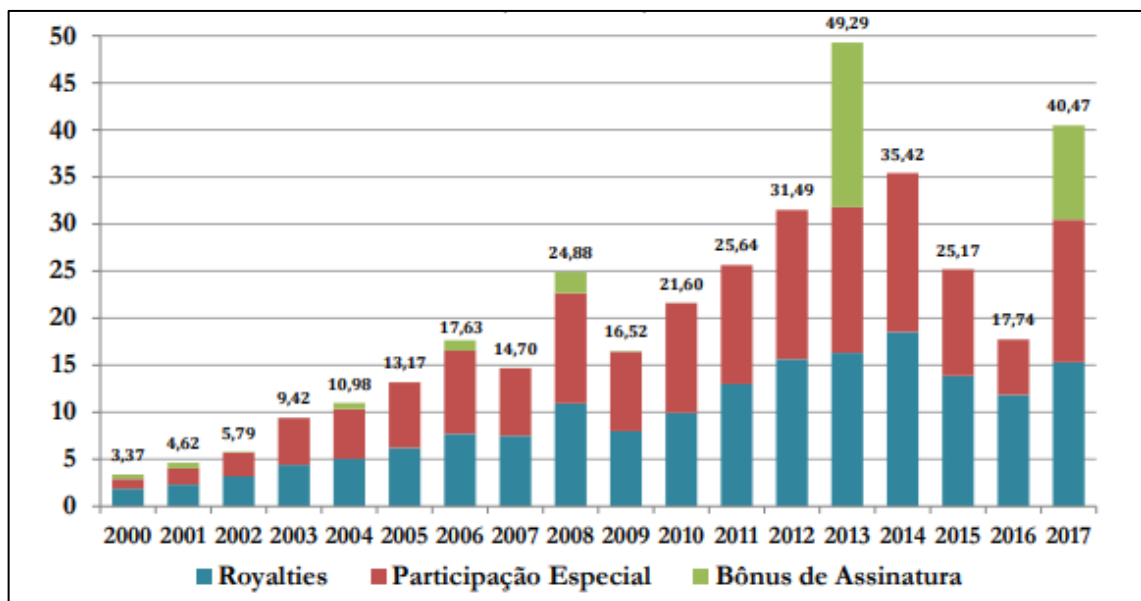
3.3. Breve histórico da arrecadação de royalties no Brasil

A indústria petrolífera sofreu com grandes mudanças desde a sanção da Lei do Petróleo. Entre essas mudanças, a introdução de novas compensações governamentais, tais como o bônus de assinatura e a participação especial, em combinação com alterações na forma de cálculo dos *royalties*, trouxe consigo impactos positivos para o orçamento do governo em suas três esferas.

Os royalties, que se configuram como as participações com arrecadação mais expressiva, apresentaram incrementos significativos em seus montantes arrecadados ao longo do tempo, principalmente em função do comportamento da taxa de câmbio e da evolução dos preços do petróleo no cenário mundial. Esse incremento, por sua vez, beneficiou, principalmente, o estado do Rio de Janeiro e seus municípios, visto o nível de produção encontrado em sua extensão.

A Figura 1, apresentado pelo Governo do Estado de São Paulo (2018), mostra a evolução das participações governamentais de petróleo e gás do Brasil, incluindo os valores de bônus de assinatura, no período que compreende o ano 2000 até 2017. Entre os dados, dá-se destaque para a redução do valor arrecadado a partir de 2013, principalmente em função da ausência de realização de novas rodadas de licitação. (GOVERNO DE SÃO PAULO, 2018, p. 8)

Figura 1 - Evolução das Participações Governamentais recebidas pelo Brasil (bilhões R\$)



Fonte: Governo do Estado de São Paulo (2018)

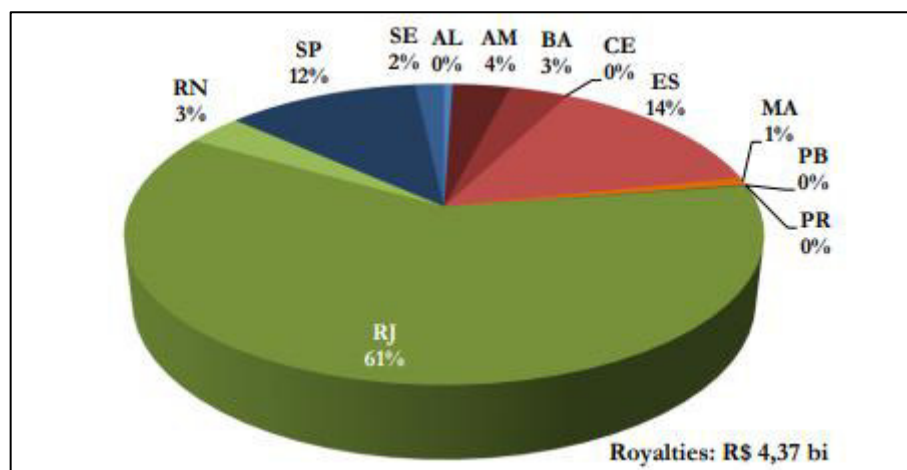
A Figura 1 também destaca a significativa arrecadação de bônus de assinatura em 2017, devido especialmente à aprovação da Nova Política de Exploração e Produção pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e em reflexo às rodadas de licitação realizadas no regime de partilha de produção, à 14ª Rodada de Licitações no Regime de Concessão e à 4ª Rodada de Acumulações Marginais.

É importante notar que a modificação da metodologia de cálculo dos *royalties* trouxe impactos positivos à arrecadação dessas receitas. Isso fica visível através crescimento apresentado no valor arrecadado entre 2000 e 2006. Em 2000, dois anos depois da introdução dessas mudanças, o volume de participações governamentais foi de R\$ 3,37 bilhões. Já em 2006 esse montante mensal manteve-se em torno de R\$ 17,63 bilhões.

Um dos fatores contribuintes para a evolução do nível de recursos arrecadados dos *royalties* está relacionado à elevação do volume produzido de petróleo e gás natural, visto que, se considerarmos a metodologia de cálculo dos *royalties* – exposta em item anterior –, o volume da produção aparece como variável chave.

A Figura 2, também apresentado pelo Governo do Estado de São Paulo (2018), mostra que, do total produzido no Brasil, o estado do Rio de Janeiro é responsável pela maior parcela da produção, sendo ele produtor de mais de 50% da produção de barris diários nacionais. Além disso, atualmente, é responsável também pelo maior volume de gás natural produzido no país. Logo, com sua alta produção, é normal que o estado do Rio de Janeiro configure-se disparadamente como o maior beneficiário das participações governamentais.

Figura 2 - Distribuição de Royalties por Estado (Acumulado 2017)



Fonte: Governo do Estado de São Paulo (2018)

Vale frisar que os recursos dos royalties beneficiam a União, os estados e os municípios produtores, os que sediam instalações petrolíferas e os estados e municípios confrontantes, aqueles cujas linhas de mar territorial abarcam as áreas marítimas de exploração e produção (KLINTOWITZ, 2016, p. 10). E assim, a

exploração do petróleo e gás hoje representa uma abdicação do uso desta riqueza por gerações futuras, visto que o petróleo é um recurso natural não renovável. Portanto, as participações governamentais devem ser utilizadas como um meio de promoção de investimentos na diversificação da produção, de forma a garantir que as próximas gerações venham a ser ressarcidas.

Esse ressarcimento a ser garantido, por sua vez, impõe novos desafios para os gestores públicos e sociedade civil, que precisam adaptar-se aos mecanismos de gestão desses valores e às escolhas para sua destinação que garantam retorno maior às gerações futuras. Nesse cenário, são requeridas iniciativas para melhorar a transparência da gestão pública, promover o acesso à informação, estimular a participação da sociedade civil sobre a aplicação das receitas e ampliar o controle social dos orçamentos municipais, de forma que a qualidade da gestão fiscal seja associada à garantia do desenvolvimento intergeracional (KLINTOWITZ, 2016, p. 10).

4. A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO MARANHÃO

Neste capítulo é realizado, inicialmente, um apanhado histórico da evolução da indústria petrolífera e gasífera no estado do Maranhão, discutindo de que forma se deu a atuação do segmento no estado. Em seguida, procura-se quantificar o volume de arrecadação de *royalties* no estado e a influência dessa arrecadação nas finanças do estado como um todo, através da análise de dados e indicadores econômicos, para o período compreendido entre 2013 e 2017.

4.1. A evolução da indústria petrolífera e gasífera no estado do Maranhão

Desde a sanção da Lei nº 9.478/97 até o ano de 2017, ocorreram quatorze rodadas de licitação, com ofertas de blocos em bacias exploratórias em território brasileiro. A rodada de “Número Zero” ocorreu em 1999 e marcou o início de um período de flexibilização da atividade de exploração e produção.

O estado do Maranhão, no entanto, só veio a ser incluído efetivamente nesse novo cenário da cadeia petrolífera na 2ª Rodada de Licitação da ANP, quando foi oferecido um bloco da Bacia Pará-Maranhão.

O destaque maranhense, entretanto, começou a surgir na Terceira Rodada de Licitação da ANP, quando foram oferecidos quatro blocos de exploração pertencentes aos limites do estado. Um dos blocos pertencia à Bacia de Barreirinhas, enquanto que os demais eram pertencentes à Bacia Pará-Maranhão, que gerou um bônus de assinatura de mais de R\$ 100 milhões naquele ano (ANP, 2018).

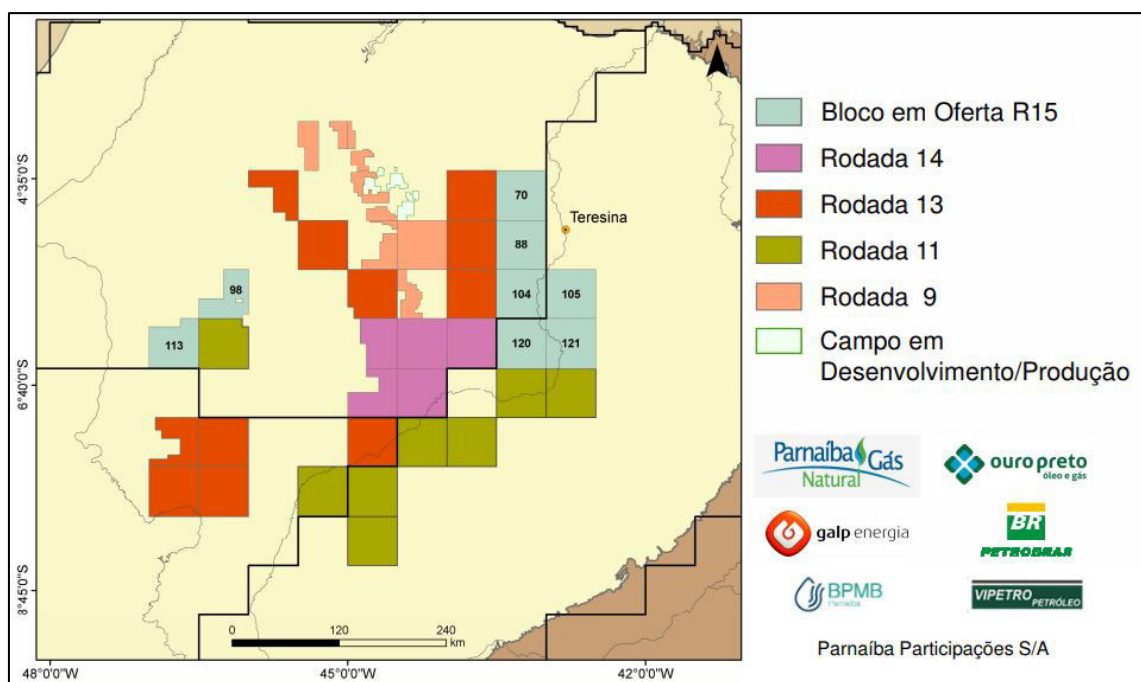
Ainda que tenha contado com a sua participação em outras rodadas de licitação, o estado do Maranhão só veio a ter grande destaque novamente em 2007, durante a 9ª rodada de licitação, quando foram arrematados 19 entre os 60 blocos ofertados, gerando um bônus de assinatura de cerca de R\$ 82 milhões de reais (ANP, 2018).

A notoriedade para a realização da 9ª rodada, no entanto, não se relaciona apenas às remunerações obtidas, mas foca no fato de que ali iniciava-se definitivamente a trajetória de sucesso da Bacia de Parnaíba – atualmente, única produtora de hidrocarbonetos no Estado –, que saía da lista de bacias com blocos

ofertados para aquela com blocos arrematados. E uma vez que a arrecadação de *royalties* está ligada diretamente ao volume de produção, infere-se que seria esta a Bacia responsável pela entrada desse tipo de remuneração no Estado.

A Bacia do Parnaíba localiza-se no nordeste do território maranhense e brasileiro, distribuindo-se também pelos estados do Piauí, Pará, Tocantins, Bahia e Ceará, por meio de uma extensão territorial equivalente a 665.888 km² (ANP, 2015). É possível verificar a sua localização geográfica através da Figura 3, bem como os blocos arrematados de acordo com a rodada de leilão realizada.

Figura 3 - Localização da Bacia do Parnaíba



Fonte: ANP (2018)

Segundo a ANP, a atividade de exploração para obtenção de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba pode ser dividida em quatro fases principais. Em combinação ao início da década de 1950, a primeira fase começou em função de pesquisas realizadas pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que posteriormente levaram à perfuração de dois poços no Estado do Maranhão.

Em 1953, a segunda fase tem seu início marcado pela criação da Petrobras. Entre 1955 e 1966, os trabalhos de pesquisa avançaram e, conseqüentemente, resultaram na perfuração de 25 poços exploratórios, além de levantamentos geológicos de superfície, gravimetria e levantamentos sísmicos. Foi durante esse período que a Bacia do Parnaíba teve seus primeiros indícios de óleo e gás detectados.

A ANP demonstra ainda que, a partir de 1975, a terceira fase tem seu começo marcado. Nela, os trabalhos com novas análises sísmicas e de aeromagnetometria foram retomados. Os estudos sísmicos sempre foram considerados de extrema importância na tomada de decisão na atividade de exploração e produção de gás natural, mas na década de 80 receberam destaque especial, pois em reflexo a eles, a Anschutz e a ESSO iniciaram atividades exploratórias na porção central-noroeste da Bacia do Parnaíba. Em resultado aos investimentos das empresas e as explorações realizadas, sete poços exploratórios foram perfurados.

A quarta fase teve seu início marcado pela criação da ANP, em 1997. E com o surgimento da ANP, vieram as rodadas de licitação – rodadas de leilão para concessão de contratos de exploração de petróleo e gás natural. Até 2017, foram realizadas 14 rodadas de licitação e a Bacia do Parnaíba teve blocos sendo ofertados em quatro dessas rodadas.

Como resultado das atividades exploratórias na Bacia do Parnaíba, sete campos de gás natural foram descobertos entre os anos de 2010 e 2014. Destes, três encontram-se em produção (Gavião Real, Gavião Branco e Gavião Vermelho) e os demais em fase de desenvolvimento. (ANP, 2018)

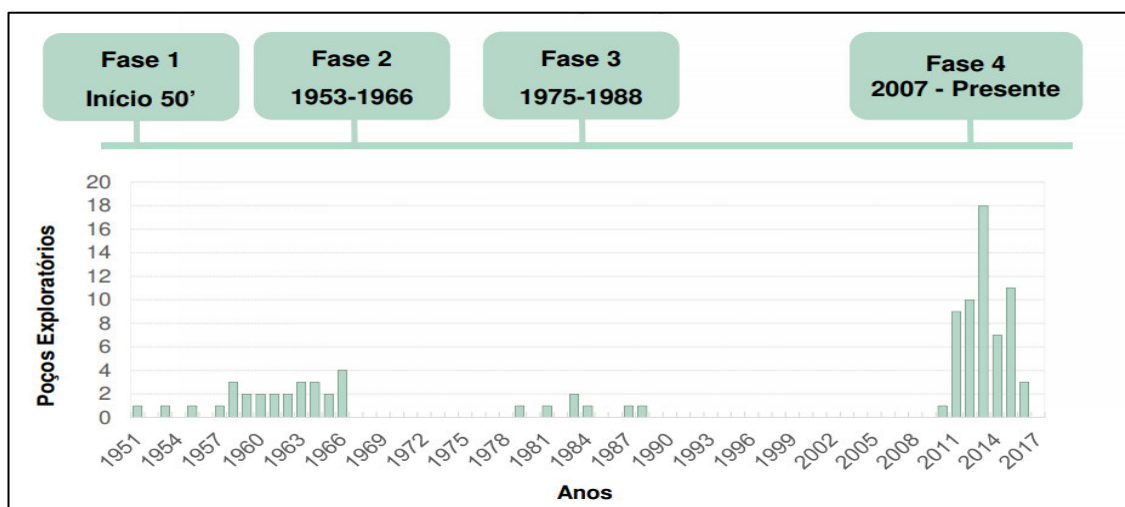
Entre os 32 blocos de exploração presentes no Estado do Maranhão, a Parnaíba Gás Natural (PGN) desponta como a principal concessionária atuante, com cerca de 70% dos ativos em produção no estado. Ela explora economicamente 12 blocos entre todos os que estão em concessão e todos os campos de produção, bem como todos os campos que estão em fase de desenvolvimento, consolidando-se como a maior operadora privada de gás natural no Brasil através da sua produção média de mais de 7 milhões de m³/dia.

Hoje, toda a produção de gás disponível na Bacia do Parnaíba é utilizada para o abastecimento do Complexo Termelétrico Parnaíba, situado na cidade de Santo Antônio dos Lopes. Essa condição é viabilizada especialmente pela boa localização da termelétrica em relação aos campos que produzem o gás natural utilizado para geração de energia, o qual é transportado através de uma estrutura de gasodutos de aproximadamente 800 metros. A Companhia Maranhense de Gás (Gasmar), detentora da concessão, com exclusividade, para os serviços de distribuição e comercialização de Gás Natural canalizado em todo o território do

Estado do Maranhão, é responsável pela operação e manutenção do sistema de distribuição de gás natural.

O histórico de exploração da Bacia do Parnaíba está resumido na Figura 4, onde é possível visualizar o êxito de cada uma das fases, através da quantidade de poços exploratórios perfurados. Através dessa mesma figura, é possível identificar que a Fase 2 foi a mais bem-sucedida em questão do número de poços perfurados.

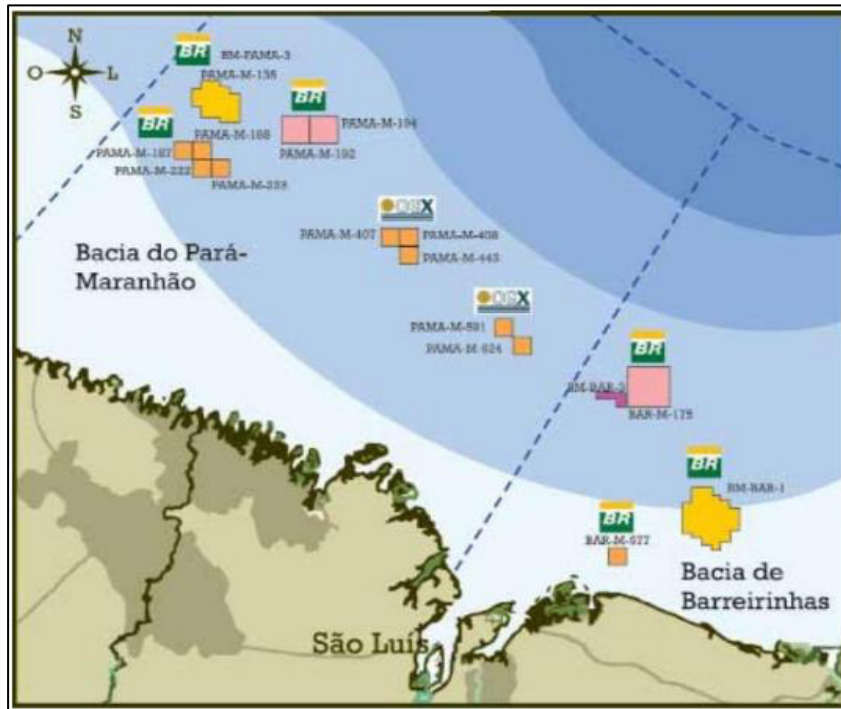
Figura 4 - Esforços exploratórios para hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba: 4 fases principais



Fonte: ANP (2018)

É importante esclarecer, no entanto, que além de atuar na Bacia do Parnaíba, a PGN tem atividade exploratória na bacia do Pará-Maranhão, onde já foi comprovada a existência de petróleo em três dos cinco blocos que a empresa dispõe na extensão territorial correspondente. Através da Figura 5 podemos identificar a localização da bacia Pará-Maranhão no mapa, assim como da Bacia de Barreirinhas, devido à proximidade das duas (O MARANHÃO E A NOVA DÉCADA, 2012).

Figura 5 - Localização das bacias Pará-Maranhão e Barreirinhas

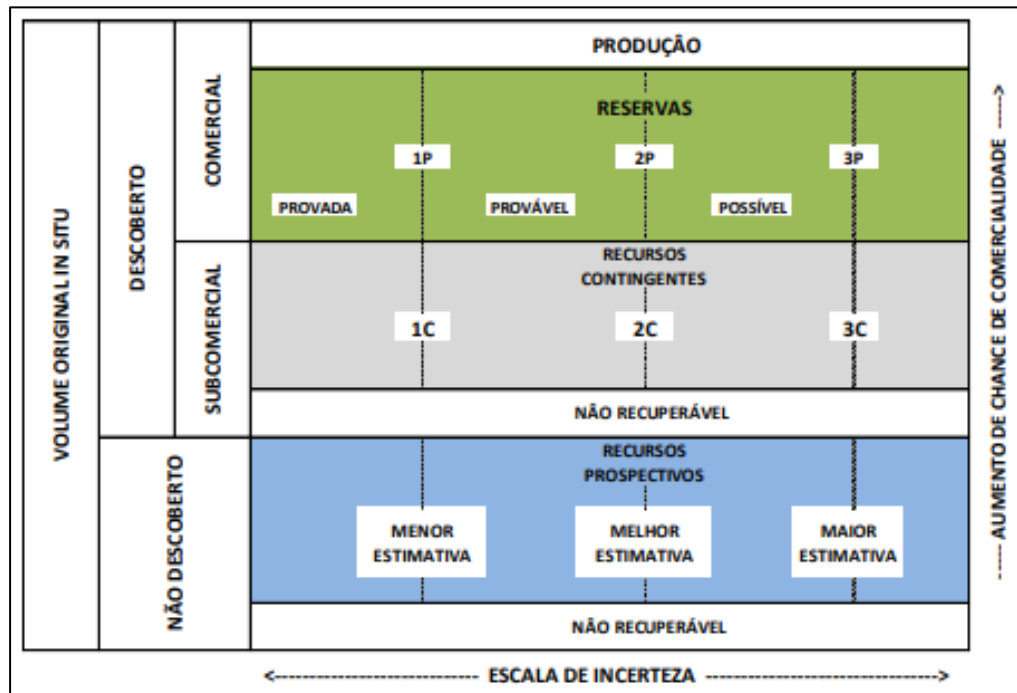


Fonte: O Maranhão e a Nova Década (2012)

Segundo dados levantados pela ANP, as reservas 1P (provadas) de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba correspondem a cerca de 16,5 bilhões de m³ de gás natural. Esse contingente de reservas garante à Bacia do Parnaíba caracterizar-se como a 2^a maior produtora de gás em terra e responder por aproximadamente 7% da produção de gás natural do Brasil.

Os valores relacionados às reservas podem ser melhor visualizados na Figura 7. Entretanto, para o melhor entendimento desses mesmos valores, a Figura 6 expressa modelo de classificação de recursos adaptado do *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*, onde, as Reservas podem ser categorizadas como Provadas (1P), Provadas e Prováveis (2P) ou Provadas, Prováveis e Possíveis (3P). Os Recursos Contingentes, de forma análoga, podem ser categorizados como 1C, 2C, ou 3C. Já os Recursos Prospectivos são categorizados de acordo com a estimativa, menor, melhor ou maior. (ANP, 2017)

Figura 6 - Quadro de classificação de recursos



Fonte: Elaborado pela ANP a partir de modelo do *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System* (2018).

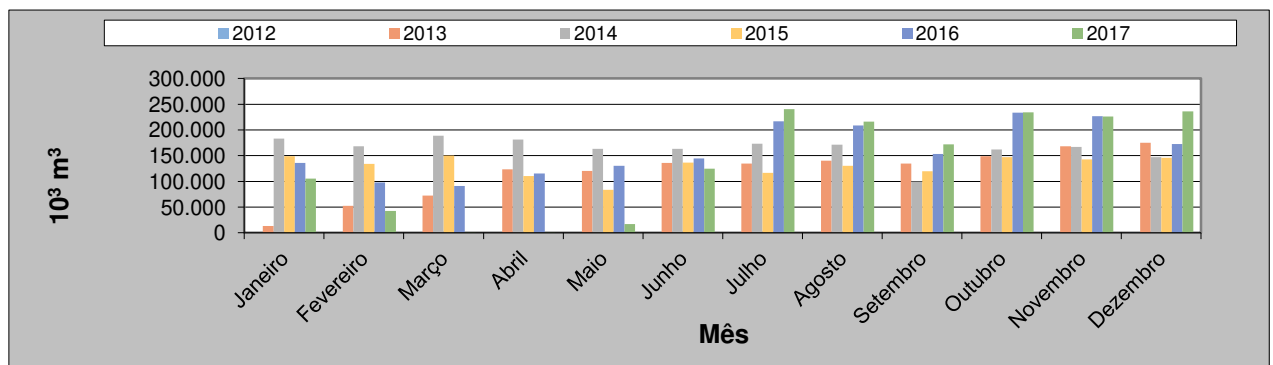
Figura 7 - Volumes declarados pelos operadores, discriminados por ambiente e bacia

	Petróleo (MMm³)			Gás (MMm³)		
	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes
Mar						
Alagoas	0,06	0,06	0,00	394,97	394,97	0,00
Camamu	3,76	14,31	0,07	8.296,29	11.326,07	3.543,04
Campos	830,85	1.243,28	581,00	81.225,64	138.321,07	53.968,03
Ceará	1,74	2,00	5,59	197,49	216,94	334,61
Espírito Santo	4,35	6,23	2,55	5.329,52	8.086,09	93,35
Potiguar	14,22	18,80	0,53	1.909,61	2.406,32	989,44
Recôncavo	0,10	0,10	0,08	0,00	0,00	0,00
Santos	1.090,10	2.323,32	358,65	205.428,87	368.445,32	30.871,90
Sergipe	0,51	0,61	1,57	966,75	1.255,15	1.183,91
Mar Total	1.945,69	3.608,71	950,04	303.749,15	530.451,94	90.984,28
Terra						
Alagoas	0,57	1,37	0,00	1.159,85	2.482,94	296,98
Amazonas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Camamu	0,00	4,41	0,00	34,88	34,88	0,00
Espírito Santo	4,04	7,85	2,89	404,83	485,64	163,31
Parnaíba	0,03	0,04	0,00	16.516,22	20.822,21	0,00
Potiguar	27,78	36,82	3,66	1.599,12	2.254,83	124,84
Recôncavo	23,47	35,49	4,79	6.196,47	10.302,43	661,80
Sergipe	32,16	54,85	11,04	1.027,42	1.580,23	50,94
Solimões	6,86	7,28	0,19	39.188,46	40.757,09	1.729,89
Tucano Sul	0,00	0,00	0,00	41,63	41,63	41,64
Terra Total	94,92	148,11	22,58	66.168,88	78.761,87	3.069,40
Total (MMm³)	2.040,61	3.756,82	972,62	369.918,02	609.213,81	94.053,68
Total (MMbbl)	12.835,06	23.629,66	6.117,60			

Fonte: ANP (2017)

Quanto à produção, é possível visualizar a evolução da produção de gás natural desde o início da exploração no Maranhão na Tabela 2 e no Gráfico 1. A produção apresenta crescimento em alguns meses, especialmente entre junho e dezembro. No caso do ano de 2017, esse volume de produção estabilizou a partir de setembro de 2017 – em consonância à realização da 14ª Rodada de Licitação nesse mesmo mês e ano.

Gráfico 1 - Produção Mensal de Gás Natural no Maranhão



Fonte: ANP (2018)

Tabela 2 - Produção de gás natural no Maranhão 2012-2017 (10³ m³)

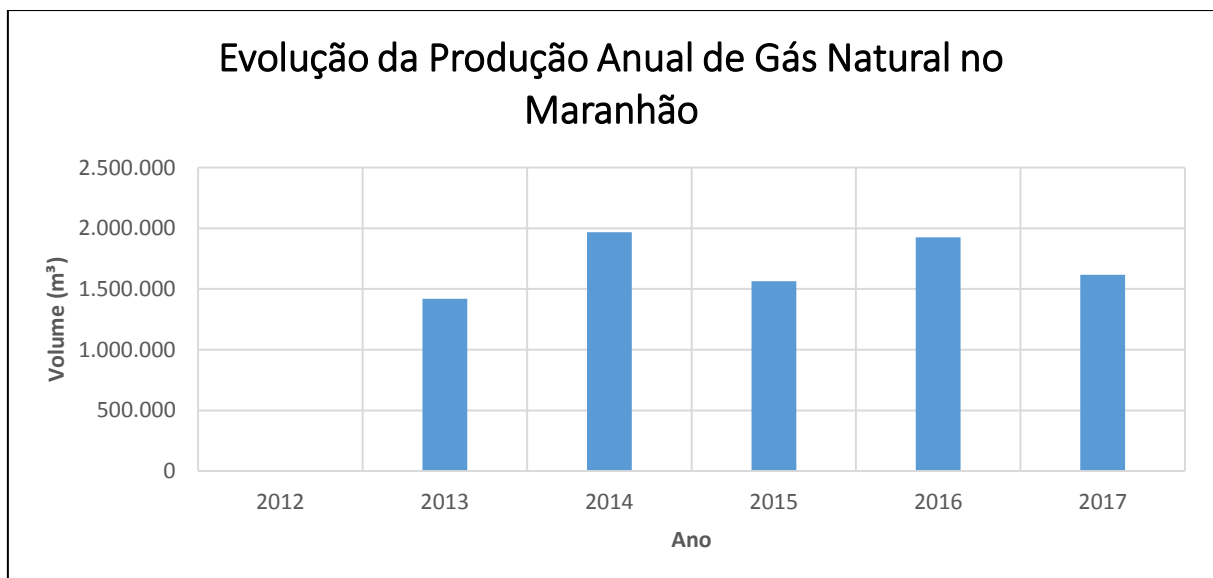
Produção de gás natural 2012-2017 (10³ m³)						
Meses	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Janeiro	-	13.239	183.221	149.059	135.890	105.434
Fevereiro	-	52.456	168.310	133.991	98.029	42.119
Março	-	72.253	188.954	150.142	90.728	1.034
Abril	-	123.425	181.543	110.136	115.222	1.325
Maio	-	120.481	163.410	83.548	130.131	16.519
Junho	-	135.810	163.396	136.420	144.487	124.844
Julho	-	134.798	172.941	116.218	216.583	240.799
Agosto	-	140.152	171.154	130.350	208.673	216.492
Setembro	-	134.838	99.810	119.414	153.436	172.139
Outubro	-	148.886	161.790	147.145	233.708	234.168
Novembro	306	168.152	166.682	142.965	226.581	226.255
Dezembro	76	175.169	147.226	145.929	172.824	236.114
Total do						

Ano	381	1.419.659	1.968.438	1.565.319	1.926.290	1.617.242
------------	------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

Fonte: ANP (2018)

No entanto, ainda que apresente um volume significativo em todos os anos, quando focamos na evolução anual da produção de gás natural no Maranhão, como exposto no Gráfico 2, verificamos que não há uma regularidade ou sequer trata-se de uma produção exponencial. Esses pontos decorrem de incertezas quanto aos campos a serem explorados no ano em questão, paradas de manutenção e até mesmo condições climáticas – uma vez que o índice pluviométrico influencia na demanda da termoeletrica, que consome toda a produção maranhense de gás natural.

Gráfico 2 - Evolução da Produção Anual de Gás Natural no Maranhão



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Outro ponto a considerar é o fato de que toda a produção de gás natural no Maranhão provém de apenas dois blocos de exploração, entre os 32 blocos dispostos apenas na Bacia do Parnaíba.

De qualquer forma, é importante frisar que a atividade do setor de petróleo e gás – no caso específico do Maranhão, focada no gás natural – é efetivamente recente. Logo, as possibilidades de novas descobertas no Estado do Maranhão ainda são altas, assim como as perspectivas de produção de gás positivas.

A partir desta perspectiva de aumento na exploração e produção de gás natural no Maranhão, vislumbram-se promissores horizontes para a aplicação dessa produção, seja através do atendimento da demanda industrial e comercial crescente

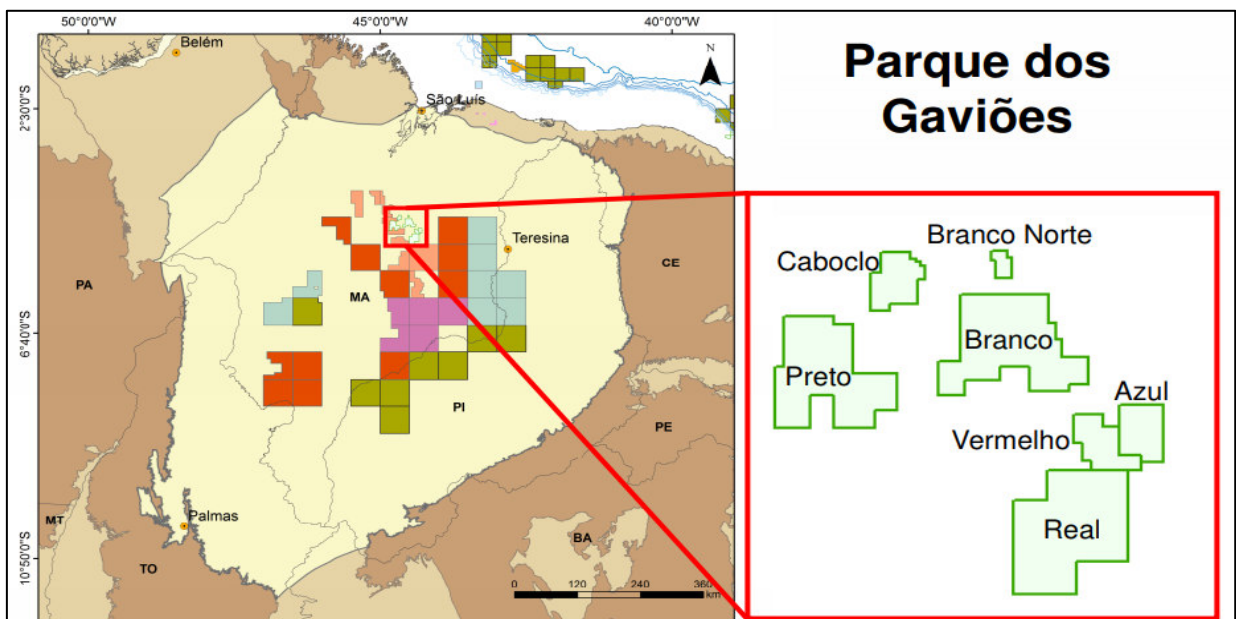
dos centros urbanos, das indústrias siderúrgicas, da construção civil, da demanda veicular ou até mesmo da utilização doméstica do gás natural.

4.2. A arrecadação de *royalties* do petróleo e gás no Maranhão

O setor petrolífero apresenta forte influência na economia, seja pelo seu impacto multiplicador sobre as demais cadeias produtivas, seja por seus efeitos sobre o balanço de pagamentos e as contas públicas. Além do crescimento econômico que as atividades das empresas petrolíferas proporcionam, por meio de novas oportunidades empresariais, abertura de empregos diretos e indiretos, crescimento do mercado consumidor local e aumento da arrecadação municipal e estadual, elas pagam compensações financeiras sobre o valor da produção de petróleo e gás natural aos municípios e estados pertencentes às zonas de exploração (PACHECO, 2005, p. 02). Entre as Participações Governamentais, os volumes de compensações são maiores por conta dos *royalties* e das participações especiais.

Uma vez que está ligada diretamente ao volume de produção de cada campo, tem-se que, no Maranhão, a grande responsável pela arrecadação de *royalties* no Estado é a Bacia do Parnaíba. Essa arrecadação viria, mais especificamente, dos três campos com comercialidade declarada pertencentes a ela (Gavião Branco, Gavião Real e Gavião Vermelho), todos eles integrantes do chamado Parque dos Gaviões, visível na Figura 8.

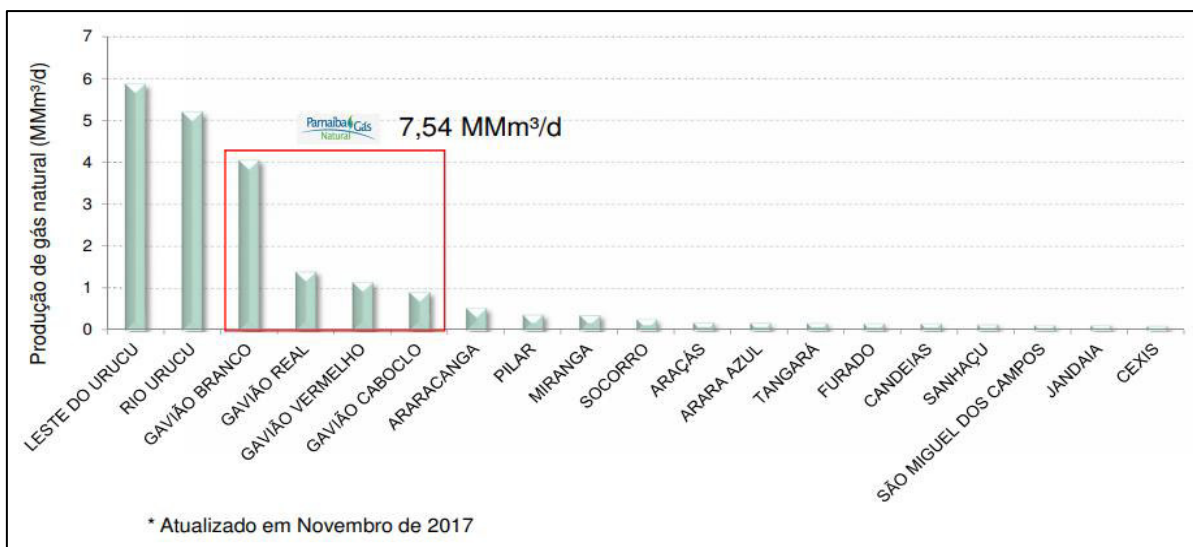
Figura 8 - Parque dos Gaviões



Fonte: ANP (2018)

Ainda que o Estado do Maranhão não possua números expressivos em relação à quantidade de campos produtores – isto é, que geram arrecadação de *royalties* –, a produção obtida através da exploração dos campos de Gavião Branco, Gavião Real e Gavião Vermelho é significativo o bastante para que esses campos figurem entre os 20 campos terrestres com maior produção de gás natural no Brasil. Essa informação pode ser melhor visualizada na Figura 9.

Figura 9 - 20 Campos Terrestres com maior produção de gás natural

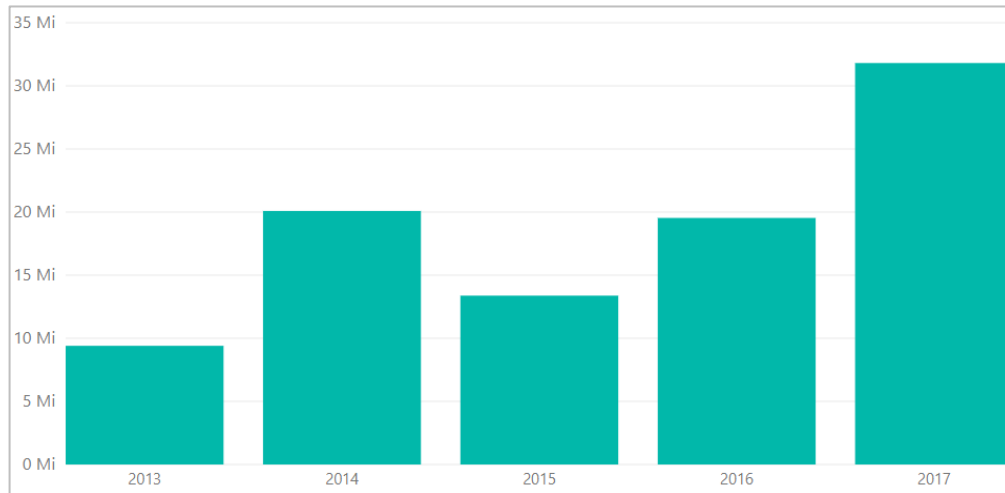


Fonte: ANP (2018)

Em função dos relevantes volumes apresentados, a produção desses campos garantiu aos municípios que integram não apenas o recebimento de *royalties* por si só, mas também da remuneração chamada de participação especial. Ou seja, os municípios limítrofes dos campos de Gavião Branco, Gavião Real e Gavião Vermelho receberam não somente uma compensação pela exploração de gás natural em suas respectivas regiões, mas foram remunerados pelo volume expressivo produzido em seu território.

É facilmente visível no Gráfico 3 que a arrecadação entre os municípios maranhenses foi sobressalente em 2017, ano que apresenta uma arrecadação de R\$ 31,8 milhões no somatório das remunerações obtidas com os *royalties* e a participação especial. É importante ressaltar que a arrecadação de *royalties*, no entanto, não depende somente da produção, mas de fatores como o preço de referência e a alíquota de cada campo exploratório.

Gráfico 3 - Royalties+PE por Ano nos Municípios Beneficiários do Maranhão



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

No Maranhão, considerando o período que compreende o intervalo entre os anos de 2013 e 2017, o principal beneficiário foi o município de Santo Antônio dos Lopes, responsável por alocar os principais campos de exploração do estado – conforme apresentado na Tabela 3. O valor arrecadado pelo município durante esses anos (mais de R\$ 68 milhões) é 62.81% maior do que a soma dos outros cinco municípios no mesmo período.

Tabela 3 - Royalties + PE nos Municípios Maranhenses

Município/Ano	2013	2014	2015	2016	2017
Santo Antonio dos Lopes	R\$ 9,404,535.58	R\$ 20,090,615.38	R\$ 13,349,486.63	R\$ 13,718,167.48	R\$ 12,116,604.60
Barreirinhas	R\$ -	R\$ -	R\$ 31,516.45	R\$ -	R\$ -
Capinzal do Norte	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2,391,580.64	R\$ 5,632,868.13
Lima Campos	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3,022,202.05	R\$ 6,226,470.37
Pedreiras	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 396,714.30	R\$ 4,102,707.66
Trizidela do Vale	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 6,825.94	R\$ 3,730,477.20

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

Ao comparar a arrecadação de Santo Antônio dos Lopes com o único entre os municípios não integrante da Bacia do Parnaíba, Barreirinhas, o grau de distorção na arrecadação torna-se ainda mais evidente. O total arrecadado, entre 2013 e 2017, por Barreirinhas, município pertencente à Bacia que recebe o mesmo nome, não alcança sequer a arrecadação do ano menos rentável para Santo Antônio dos Lopes nesse período (R\$ 9 milhões).

A explicação para o destaque de Santo Antônio dos Lopes entre os demais, encontra-se no fato de que a área que os campos produtores possuem compreende os limites do município, garantindo assim a ele uma arrecadação mais

expressiva. Contudo, verifica-se um movimento de expansão das atividades exploratórias nos últimos anos, o que vem possibilitando que outros municípios sejam englobados por áreas de produção de gás e, conseqüentemente, proporcionando que a arrecadação de *royalties* também sofra expansão.

Vale destacar que as participações governamentais possuem um caráter limitado a longo prazo e, além disso, tem uma natureza errática no curto prazo, pois são influenciadas por volume de produção, preço de barril de petróleo da taxa de câmbio. Essas variáveis, por sua vez, podem enfrentar alterações inesperadas por motivos à margem do controle da Gestão Municipal.

Ainda assim, diferentemente do movimento que aconteceu nos estados brasileiros produtores de petróleo, como o Rio de Janeiro, as variações expressivas na cotação internacional do petróleo no período de 2013-2017 não refletiram negativamente nas receitas estaduais, em função da exploração e produção maranhense ter seu foco em gás natural.

Em resumo, temos um aumento expressivo do volume de gás natural produzido nos limítrofes do estado maranhense, possibilitado a partir da diversificação dos municípios explorados, bem como pela descoberta de novos campos de produção.

Em função desse aumento da produção é possível visualizar assim um caminho no qual os municípios maranhenses contarão com uma conseqüente elevação das receitas advindas dos *royalties* do petróleo e gás.

5. OS ROYALTIES DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL E A GESTÃO FISCAL NO MARANHÃO

Conforme apontado no capítulo anterior, a arrecadação de receitas advindas de *royalties* tem crescido, tornando ainda mais relevante o papel de administrador do Estado. Por esta razão, torna-se também cada vez mais imprescindível que a análise da gestão dessa receita seja realizada, de forma que a transferência de recursos do setor privado ao público em forma de *royalties* tenha seu papel de agente de crescimento econômico explicitado.

Considerando os indicadores utilizados por Reis e Santana (2014), esse capítulo preocupa-se com a realização da análise dos efeitos da incorporação dos *royalties* do petróleo e gás natural no orçamento dos municípios maranhenses.

5.1. Royalties per capita (RPC)

O primeiro deles, que indica *royalties per capita* (RCP), determinou a razão entre os royalties e participações especiais em relação à população local no mesmo ano. Ele pode ser visualizado na Tabela 4, expressando, basicamente, a quantidade em reais arrecadada em relação ao número de habitantes do município.

Logo, para a determinação do RCP utilizou-se da razão entre os *royalties* e participações especiais (PE) recebidos pelo município (i), em determinado ano (t) e a estimativa da população da localidade (i) no mesmo ano (t).

E assim, obteve-se que desde o início da concessão de remuneração pela exploração de gás natural no Maranhão, o município de Santo Antônio dos Lopes configura-se como o maior beneficiário dentro do estado. Fato que pode ser comprovado através da Tabela 4

Tabela 4 – RCP: Arrecadação de *royalties* e participações especiais, *per capita*, entre os municípios maranhenses (2013-2017)

	2013	2014	2015	2016	2017
Santo Antônio dos Lopes	R\$ 658.17	R\$ 342.85	R\$ 936.61	R\$ 963.56	R\$ 851.96
Barreirinhas	R\$ -	R\$ -	R\$ 0.52	R\$ -	R\$ -
Capinzal do Norte	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 223.18	R\$ 525.80
Lima Campos	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 258.97	R\$ 532.40
Pedreiras	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 10.32	R\$ 106.94
Trizidela do Vale	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 0.32	R\$ 171.52

Fonte: Elaboração própria

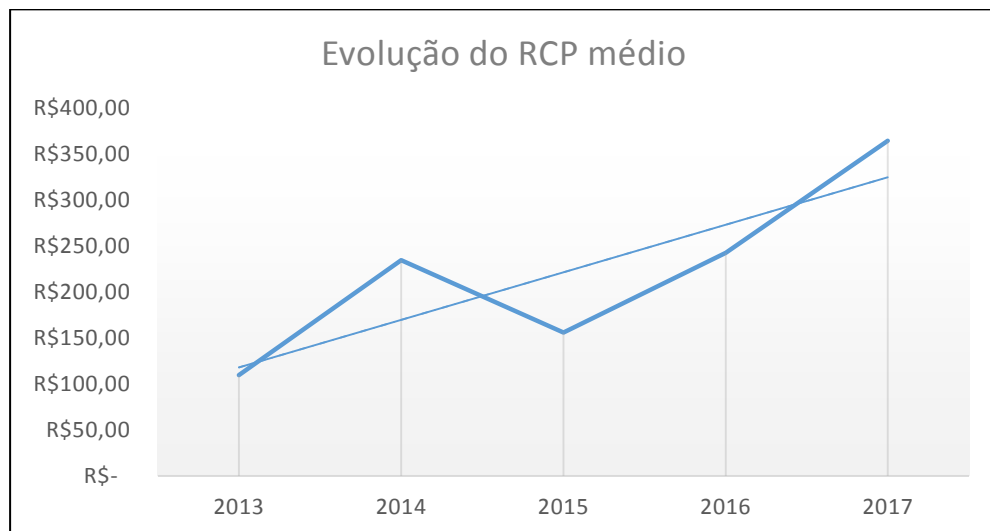
Por meio da Tabela 4, visualizamos também que o município de Santo Antônio dos Lopes se mantém também como o maior beneficiário *per capita*,

alcançando em 2016 a cifra de R\$ 936,61 para cada habitante, seguido por Lima Campos, que obteve sua maior arrecadação em 2017 (R\$ 532,40/hab.).

Trizidela do Vale, que apresentava o menor valor de arrecadação *per capita* em 2016, obteve um aumento expressivo na sua arrecadação em 2017. Ou seja, no intervalo de apenas um ano, sua arrecadação *per capita* apresentou muito mais do que o dobro da arrecadação anterior, saltando de R\$ 0,32/hab para R\$ 171,52/hab, tendo essa sido impulsionada pela expansão da atividade de exploração e produção, o que provocou o acréscimo do repasse dos royalties.

Do ponto de vista geral, a média dos *royalties per capita* (RCP) entre os municípios maranhenses que receberam receitas provenientes de *royalties* entre 2013 e 2017 variou entre R\$ 109,69 e R\$ 364,77, conforme visível no Gráfico 4. Esses valores apresentam um comportamento de crescimento do volume de *royalties* por habitante dentro dos municípios beneficiários de Santo Antônio dos Lopes, Barreirinhas, Capinzal do Norte, Lima Campos, Pedreiras e Trizidela do Vale.

Gráfico 4 - Evolução do RCP médio nos municípios maranhenses beneficiários (2013 - 2017)



Fonte: Elaboração própria

Se analisarmos individualmente os municípios, podemos verificar que todos eles seguiram o mesmo comportamento do RCP médio, com exceção do município de Barreirinhas, que só teve produção de gás natural no ano de 2015 e posteriormente não procedeu com a atividade exploratória.

E assim, em síntese, temos que o desempenho do RCP dos municípios maranhenses só comprova que para além da baixa taxa de crescimento

populacional, o aumento do volume de royalties petrolíferos é decisivo para o efeito incremental médio anual do RCP.

5.2. Royalties e receita orçamentária (RRO)

Visando identificar a dependência dos orçamentos municipais quando relacionados às receitas de *royalties*, estimou-se o RRO para cada um dos municípios maranhenses beneficiários, podendo o resultado ser visualizado na Tabela 5.

Tabela 5 - *Royalties* e receita orçamentária dos municípios beneficiários do Maranhão (2013-2017)

	2013	2014	2015	2016	2017
Santo Antônio dos Lopes	13.49%	26.36%	13.13%	12.25%	11.12%
Barreirinhas	0%	0%	0.03%	0%	0%
Capinzal do Norte	0%	0%	0%	6.88%	15.32%
Lima Campos	0%	0%	0%	15%	7.99%
Pedreiras	0%	0%	0%	0.49%	5%
Trizidela do Vale	0%	0%	0%	12%	0.02%

Fonte: Elaboração própria

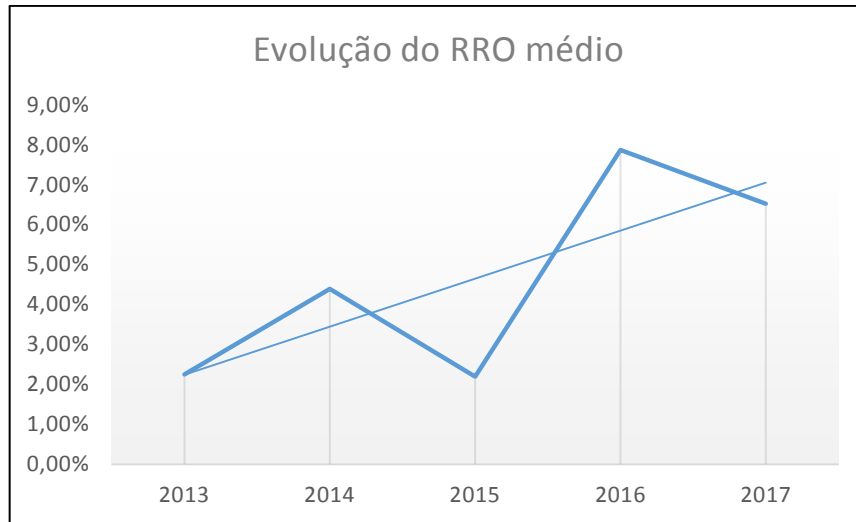
Verifica-se que o comportamento do RRO é muito instável, tendo oscilado bastante entre 2013-2017, mesmo em Santo Antônio dos Lopes – município que apresenta arrecadação de *royalties* “consistente”. Isso acontece porque o orçamento público está sujeito mais que duas variáveis para a determinação de sua forma, diferente de como acontece com o RCP, que sofre influência basicamente do volume de produção e do tamanho populacional.

Entretanto, o Gráfico 5 aponta que, assim como o RCP, a taxa de crescimento médio do RRO foi positiva entre os municípios beneficiários do Maranhão. O aumento desse indicador não necessariamente exprime uma vantagem para os municípios, pois apenas indica que estes possuem maior dependência em relação ao peso dos *royalties* sobre sua receita orçamentária.

Em suas pesquisas sobre as rendas do petróleo e a eficiência tributária dos municípios brasileiros, Queiroz e Postali (2010) já apontavam que a dependência dos municípios à entrada de *royalties* do petróleo e gás poderia ter seu caráter negativo. Isso aconteceria porque o aumento do recebimento de rendas do petróleo e gás levaria os municípios a diminuir os esforços para diversificar sua base de arrecadação tributária. Isto é, os municípios beneficiários que recebessem

grandes volumes de receitas advindas de *royalties* do petróleo e gás teriam tendência a reduzir o seu esforço fiscal.

Gráfico 5 - RRO médio dos municípios beneficiários maranhenses (2013-2017)



Fonte: Elaboração própria

Além disso, considerando que a produção de petróleo e gás natural é incerta ao longo dos anos e possui caráter finito, pode ser prejudicial aos municípios uma taxa de dependência muito alta.

No caso individual do município de Santo Antônio dos Lopes, essa dependência ultrapassa os 11% desde 2013, o que o caracteriza como o município maranhense mais dependente em relação às receitas provenientes da exploração e produção de petróleo e gás natural.

Entretanto, conforme apontado na Tabela 5, o RRO demonstrou que o percentual de participação dos royalties petrolíferos na receita orçamentária no último ano do período avaliado foi maior em Lima Campos e Capinzal do Norte. Isso acontece porque, ainda que o volume de entrada de remuneração seja maior em Santo Antônio dos Lopes, os municípios de Lima Campos e Capinzal do Norte apresentaram em 2017 um maior grau de dependência em relação ao valor de arrecadação de royalties e participações especiais.

Tal como Reis e Santana (2014) realizaram em seus estudos, identificou-se uma relação entre o RPC e o RRO, possibilitando dividir os municípios beneficiários de acordo com as suas classificações.

O município de Santo Antônio dos Lopes foi classificado como Alto RPC – Alto RRO, sendo um município com alto volume de royalties por habitante, no qual

essa receita arrecadada tem grande importância. Capinzal do Norte e Lima Campos aparecem como municípios com Alto RPC – Baixo RRO, por se caracterizarem como municípios que possuem alto volume de royalties por habitante, mas que esse item não agrega tanta importância à receita arrecadada pelo município. Por fim, Barreirinhas, Pedreiras e Trizidela do Vale integram um grupo que apresenta Baixo RPC – Baixo RRO, no qual os *royalties* por habitante têm baixo volume e a importância de sua integração à receita arrecadada pelo município também não é expressiva.

Em relação ao último grupo, integrado por Barreirinhas, Pedreiras e Trizidela do Vale, pode-se notar que o município de Pedreiras possui uma particularidade em relação aos seus demais, em vista que, ainda que mostre valor médio de RRO relativamente baixo, apresenta um curso de ampliação da dependência. Essa ampliação, por sua vez, pode ser provida de duas maneiras, sendo essas através do crescimento das receitas arrecadadas a partir dos benefícios das rendas do petróleo e gás ou por meio da redução dos demais componentes da receita do município.

5.3. Peso das despesas de capital (PDK)

Além da análise referente ao RPC e RRO, é importante examinar a composição média da despesa de capital para os municípios. Para isso, o PDK mede a proporção das despesas de capital (investimentos, inversões financeiras e amortização da dívida) sobre a despesa orçamentária.

A averiguação das despesas de capital, razão da despesa orçamentária, caracteriza-se como um importante indicador por demonstrar a configuração do investimento público nos municípios beneficiários.

Os municípios de Santo Antônio dos Lopes e Lima Campos mostraram percentuais médios próximos de investimento, superiores a 15%. Capinzal do Norte, por sua vez, aparece com um percentual médio superior aos 10%. Enquanto que Barreirinhas, Pedreiras e Trizidela do Vale novamente configuram-se como um grupo abaixo da média dos demais, estando essa inferior aos 10%.

Ao analisarmos o peso das despesas de capital, presente na Tabela 6, temos que a proporção de despesas de capital sobre a despesa orçamentária foi maior em Lima Campos no último ano analisado, ainda que tenha sido maior para Santo Antônio dos Lopes nos anos anteriores. Isso significa que em 2017, Lima Campos teve mais despesas relacionadas a investimentos, inversões financeiras e

amortização da dívida, tendo efetuado 18,29% em proporção de suas despesas totais.

Ainda assim, o município de Santo Antônio dos Lopes designa uma atenção particular por ter recebido rendas do petróleo e gás durante todo o período de avaliação (2013-2017), enquanto que Lima Campos só teve início ao acesso a esse benefício a partir de 2016.

Tabela 6 - PDK por município beneficiário do Maranhão (2013-2017)

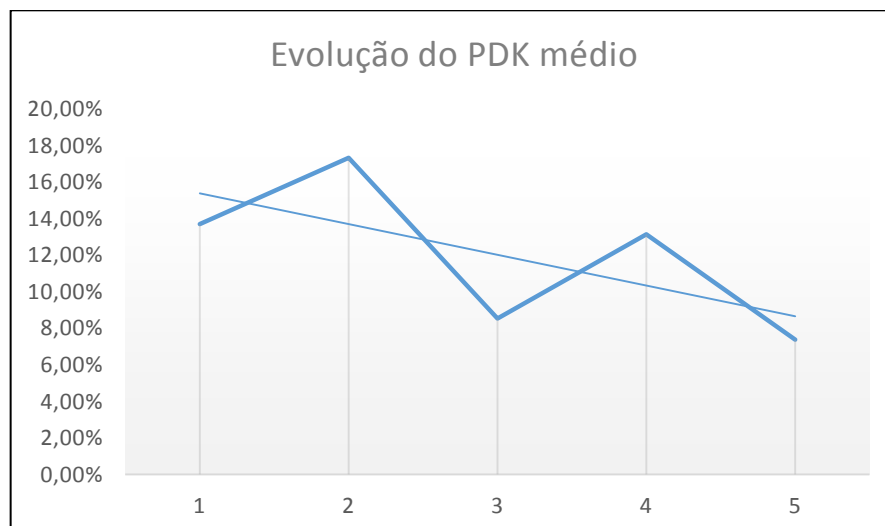
	2013	2014	2015	2016	2017
Santo Antônio dos Lopes	33.99%	24.73%	15.60%	32.12%	4.85%
Barreirinhas	6.37%	15.79%	5.2%	5.23%	4.16%
Capinzal do Norte	8.99%	16.20%	8.32%	9.88%	9.64%
Lima Campos	18.69%	24.36%	13.74%	20.72%	18.29%
Pedreiras	4.21%	9.81%	2.33%	3.50%	1.34%
Trizidela do Vale	10.07%	13.15%	6.01%	7.46%	6.04%

Fonte: Elaboração própria

A trajetória do PDK entre os municípios beneficiários segue um caminho semelhante. Segundo Reis e Santana (2014), essa semelhança entre este indicador dos diferentes municípios aponta para a existência de fatores em comum na determinação da PDK deles.

Em um contexto mais geral, verifica-se que há uma tendência de declínio sobre o peso das despesas de capital ao longo dos anos avaliados. Essa tendência é confirmada pelo Gráfico 6, que mostra uma inclinação com taxa negativa para o PDK médio dos municípios maranhenses beneficiários entre 2013 e 2017.

Gráfico 6 - PDK médio dos municípios beneficiários no Maranhão (2013-2017)



Fonte: Elaboração própria

É importante ressaltar que ao contrário do RRO médio, que apresentou tendência ao crescimento, o comportamento entre o início e o final do período do PDK médio é negativo, como é possível visualizar no Gráfico 6. Logo, temos que ao desconsiderar a grandeza dos valores aplicados, o comportamento do PDK é quase que completamente antagônico ao do RRO.

Esse comportamento é diferente do esperado inicialmente, pois o que se imaginava era uma relação positiva entre RRO e o indicador de despesa de capital PDK. Isto é, os incrementos na receita orçamentária (RRO) dos municípios beneficiários deveriam resultar no crescimento do investimento público, demonstrado por meio do peso do PDK, que representa a despesa de capital no orçamento.

5.4. Despesa de capital per capita (DKPC)

Em complemento à análise do PDK, o DKPC surge como um indicador para medir os gastos *per capita* de capital. Através da sua exposição, podemos estimar qual o município mais propenso a obter ganhos futuros, isto é, a garantir o bem-estar intergeracional. Essa visualização acontece através de uma relação direta entre a quantidade de despesas de capital com o número de habitantes, onde quanto maior a quantidade em reais/habitante gasta, maior a possibilidade de obtenção de ganhos no futuro.

A partir daí, conforme apresentado na Tabela 7, o indicador DKPC manifesta-se com certa oscilação ao longo dos anos avaliados. O município que apresenta o maior DKPC médio ao longo do período que compreende 2013 e 2017 é Santo Antônio dos Lopes, seguido por Lima Campos. Quando relacionamos isso aos dados apresentados em itens anteriores, tem-se que são estes os municípios que apresentam maior probabilidade de prover a “justiça intergeracional” e garantir um menor grau de dependência dessas em relação a essa compensação financeira com o passar dos anos.

Tabela 7 - DKPC por município beneficiário no Maranhão (2013-2017)

	2013	2014	2015	2016	2017
Santo Antonio dos Lopes	R\$ 1,845.13	R\$ 1,290.89	R\$ 900.78	R\$ 2,088.23	R\$ 303.62
Barreirinhas	R\$ 20.42	R\$ 272.40	R\$ 89.12	R\$ 88.02	R\$ 70.09
Capinzal do Norte	R\$ 132.95	R\$ 355.25	R\$ 202.69	R\$ 216.73	R\$ 368.46
Lima Campos	R\$ 330.06	R\$ 583.49	R\$ 341.20	R\$ 608.49	R\$ 561.63

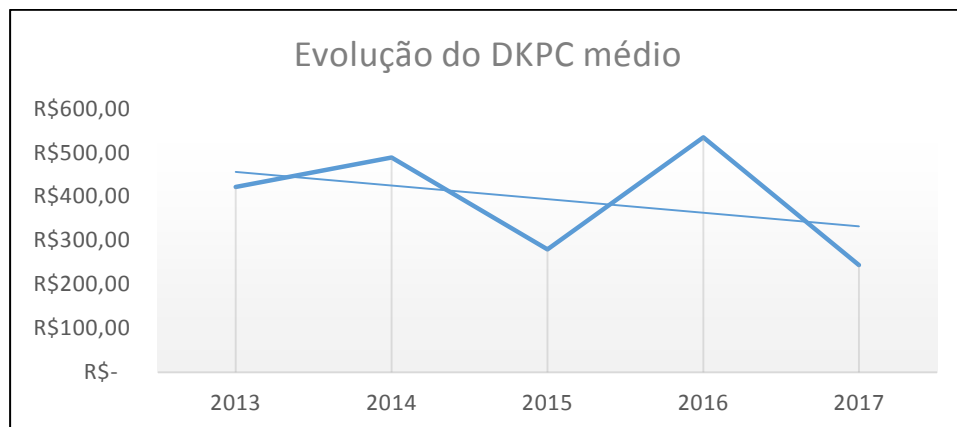
Pedreiras	R\$ 69.83	R\$ 200.44	R\$ 41.18	R\$ 68.16	R\$ 28.32
Trizidela do Vale	R\$ 134.57	R\$ 233.43	R\$ 103.60	R\$ 142.38	R\$ 131.87

Fonte: Elaboração própria

Isso aconteceria porque, conforme apresentado por Reis e Santana (2014), quanto maior a proporção de PDK e DKPC, mais elevada é a probabilidade de o município obter ganhos futuros. Um maior nível de despesa de capital pode resultar num maior acúmulo de capital por trabalhador, aumentando a produtividade da mão de obra, razão pela qual as economias se diferenciam.

No entanto, quando se trata da garantia dessa justiça intergeracional, o comportamento do DKPC médio dos municípios maranhenses beneficiários não é positivo. Conforme o Gráfico 7, o DKPC tem apresentado uma tendência negativa ao longo dos anos de análise. Esse comportamento é esperado, visto que o PDK médio também encontra-se com uma inclinação negativa durante o decorrer do mesmo período entre 2013 e 2017.

Gráfico 7 - DKPC médio dos municípios beneficiários no Maranhão (2013-2017)



Fonte: Elaboração própria

Outra relação passível de análise é a do DKPC e o RPC, onde temos que estes apresentam um contraste oposto, diferentemente do que era esperado. Supunha-se que uma vez que o RPC crescia, o DKPC deveria seguir o mesmo ritmo. Isto é, a despesa de capital por habitante deveria aumentar conforme houvesse uma maior disponibilidade de royalties por habitante.

Apesar de que os orçamentos dos municípios analisados não se encontrem comprometidos ou com altos graus de dependência em relação ao repasse da arrecadação de *royalties*, é sempre importante que as administrações

municipais tenham cuidado especial quanto a rápida evolução do comprometimento das receitas municipais.

5.5. Índice FIRJAN de Gestão Fiscal (IFGF)

Ainda que os impactos da arrecadação de *royalties* possam atingir critérios socioeconômicos, o estudo aqui realizado compreende apenas o âmbito da gestão fiscal, e mais especificamente, a qualidade da gestão fiscal dos municípios beneficiários.

O Índice FIRJAN de Gestão Fiscal (IFGF), além de ser apresentado como uma ferramenta de controle social que visa o estímulo da cultura da responsabilidade administrativa, possibilitando maior aprimoramento da gestão fiscal dos municípios e o aperfeiçoamento das decisões dos gestores públicos quanto à alocação dos recursos, é também um índice que leva em consideração a capacidade de investir, o gasto em pessoal, a capacidade de arrecadar impostos, a liquidez e o custo da dívida dos municípios. Portanto, é necessário avaliar também o seu desenvolvimento ao longo do período de estudo.

A leitura dos resultados bastante simples, tendo a sua pontuação variando entre 0 e 1, sendo que, quanto mais próximo de 1, melhor a gestão fiscal do município no ano em observação. Para o período analisado, é possível visualizarmos os resultados dos municípios maranhenses beneficiários por meio da Tabela 8.

Tabela 8 - IFGF dos municípios maranhenses beneficiários entre 2013-2017

	2013	2014	2015	2016	2017
Santo Antônio dos Lopes	0.8834	0.6764	0.8103	0.7616	0.7669
Barreirinhas	0.4538	0.3488	0.4706	0.4691	-
Capinzal do Norte	0.3198	0.4292	0.6314	0.6097	-
Lima Campos	0.3421	0.6178	0.5881	0.6008	0.6270
Pedreiras	0.4735	0.3561	0.2818	0.1932	0.5008
Trizidela do Vale	-	0.3511	0.2611	0.4059	0.4297

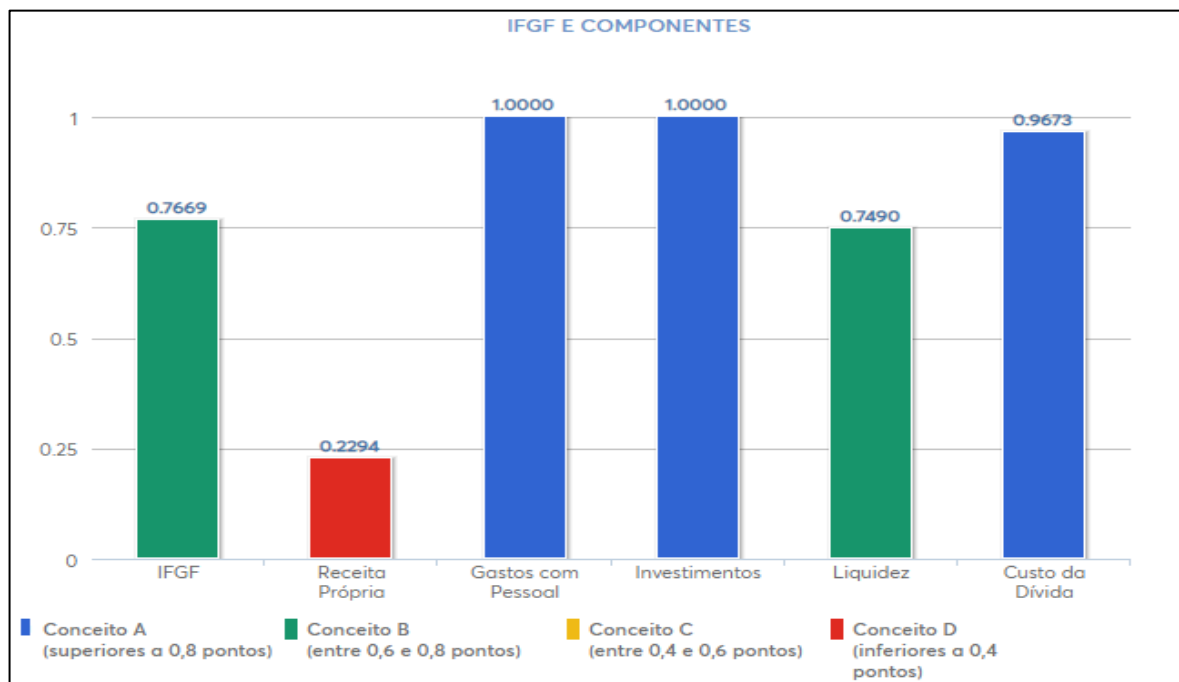
Fonte: Elaboração própria

O município de Santo Antônio dos Lopes apresenta a maior pontuação no IFGF, mantendo-se entre 0,6 e 0,8 pontos, classificando-se como conceito B na edição 2017 – conceito alcançado por apenas 1,3% dos municípios do Maranhão. Ao destrinchar os componentes, conforme visível na Figura 10, é possível verificar que o IFGF Receita Própria (0,2294 pontos) no último ano é o menor dos cinco indicadores, refletindo a dependência das transferências estaduais e federais ao

município. Ou seja, o resultado desse indicador aponta um quadro de disparidade entre o volume de arrecadação própria da prefeitura e de receitas obtidas.

Outro ponto de atenção no que se refere ao município de Santo Antônio dos Lopes refere-se ao IFGF Liquidez, também avaliado com conceito B. Por tratar-se de um componente que faz referência a relação entre postergações das despesas e disponibilidade de caixa pelo tamanho do orçamento da prefeitura, é importante que seja bem avaliado. Um conceito negativo de avaliação para esse componente significa que o município possui mais dívidas com fornecedores do que recursos em caixa ao início do ano, o que representa um problema para a gestão financeira e a credibilidade do município.

Figura 10 - IFGF e Indicadores para Santo Antônio dos Lopes

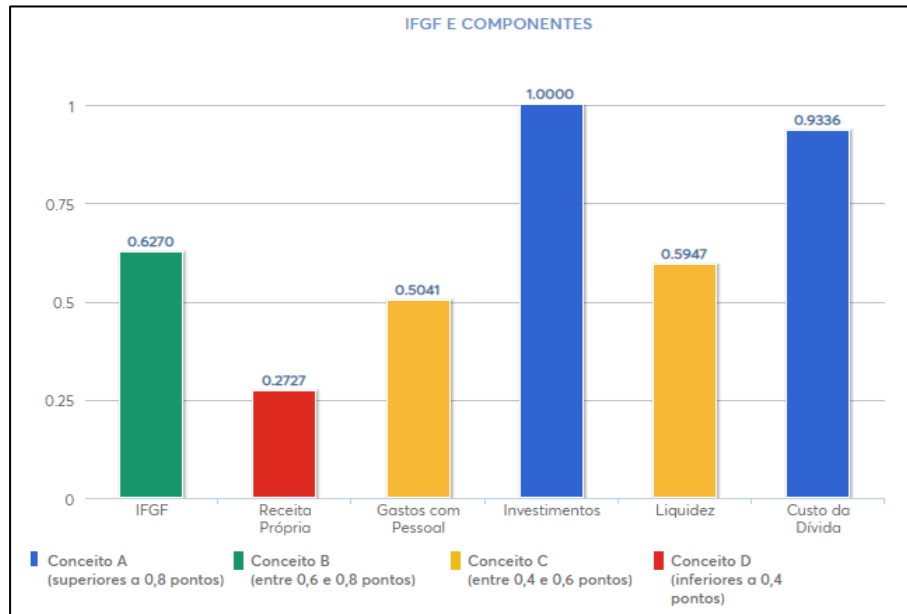


Fonte: FIRJAN (2018)

O município de Lima Campos, por sua vez, aparece como o segundo entre os municípios beneficiários mais bem avaliados no IFGF, com uma pontuação de 0,6270 – também conceito B.

Conforme a Figura 11, outra vez o componente de Receita Própria aparece como o único com conceito D, indicando que há desequilíbrio entre a receita própria e as transferências estaduais e federais. Ao receber essa avaliação, o município de Lima Campos entra na estatística do sistema FIRJAN de municípios que não geraram nem 20% de suas receitas.

Figura 11 - IFGF e componentes para Lima Campos



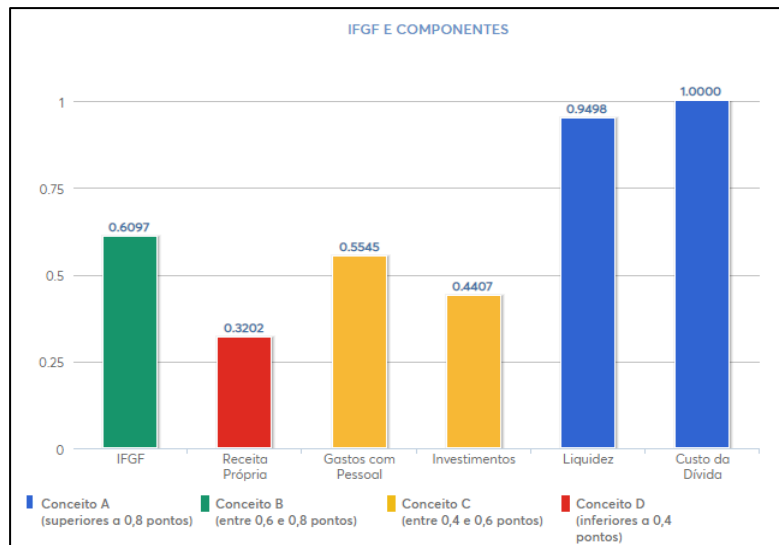
Fonte: FIRJAN (2018)

Ao figurar com avaliação de conceito C no quesito Gastos com Pessoal, o município de Lima Campos demonstra uma configuração na qual o limite Receita Corrente Líquida (RCL), definido pela Lei de Responsabilidade Fiscal (LRF) em 57%, já foi atingido.

E com o IFGF Liquidez também classificado como conceito C, tem-se que o município já encontra dificuldades para cobrir as despesas postergadas, tendo os restos a pagar retornando a forma tradicional de financiamento.

No que diz respeito ao município de Capinzal do Norte, em seu último ano com a avaliação do IFGF disponível para consulta (Edição 2016), este também aparecia com o conceito geral do IFGF em B – conforme Figura 12. Novamente a principal deficiência entre os componentes estaria na Receita Própria do município.

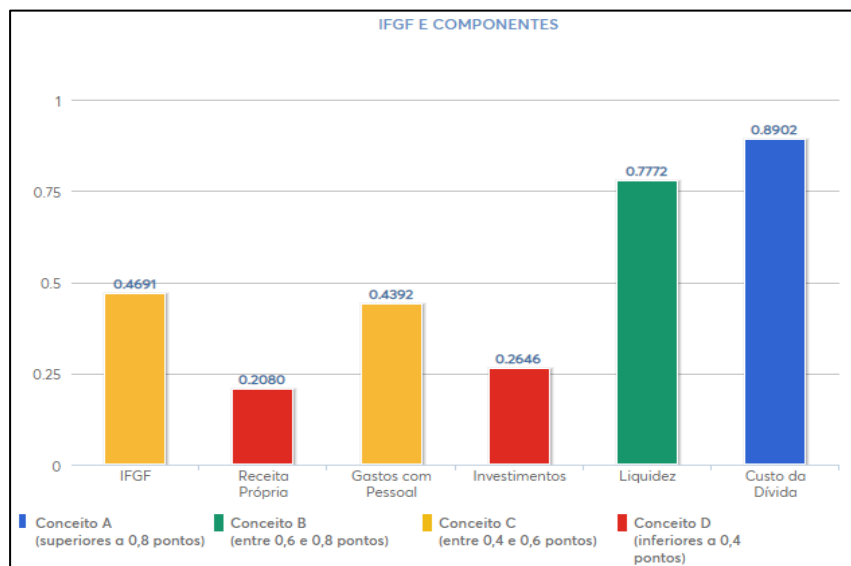
Figura 12 - IFGF e componentes para Capinzal do Norte



Fonte: FIRJAN (2018)

No entanto, diferentemente dos municípios de Santo Antônio dos Lopes e Lima Campos, que precisavam atentar-se às avaliações do IFGF Liquidez e IFGF Gastos com Pessoal, o outro principal ponto de atenção para Capinzal do Norte se concentraria na administração dos Investimentos. Para os municípios que investiram mais de 20% da sua RCL foi atribuída nota 1,00. Ao ser avaliado com conceito C, o município estaria investindo menos de 15%.

Figura 13 - IFGF e componentes para Barreirinhas



Fonte: FIRJAN (2018)

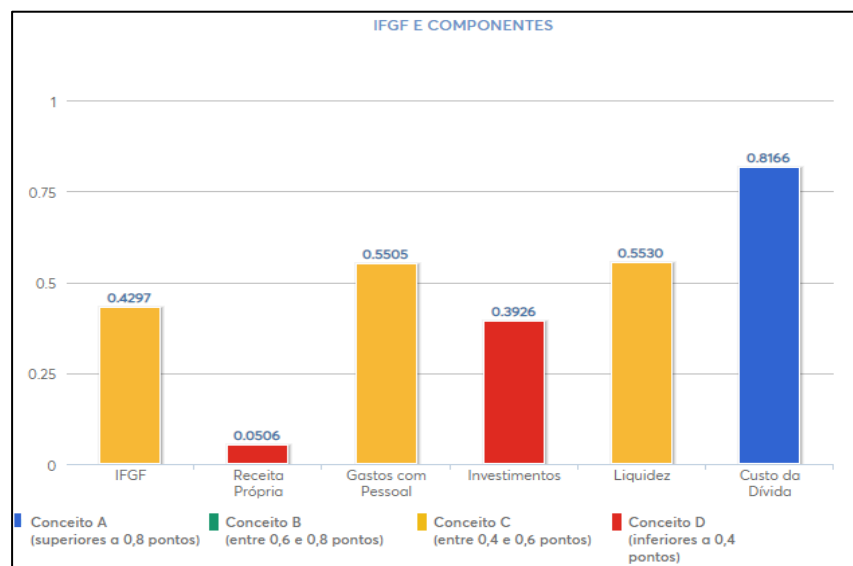
O município de Barreirinhas também não apresentou dados suficientes para que a avaliação da Edição de 2017 fosse realizada. Tomando por base a última

disponível, apresenta-se o IFGF e seus componentes da Edição de 2016 na Figura 13, onde temos um cenário parecido com o encontrado em Capinzal do Norte, por exceção do componente IFGF Investimentos – com conceito D em Barreirinhas.

Saneamento, pavimentação, iluminação pública, adequação de hospitais e escolas, entre outros, são investimentos tipicamente municipais que fomentam as atividades econômicas locais e geram bem-estar para a população. E o objetivo do IFGF Investimentos é medir a parcela dos investimentos nos orçamentos municipais (FIRJAN, 2017). Ao receber uma avaliação D para esse componente, como apontado na Figura 13, o investimento representaria menos de 12% do orçamento do município.

O município de Trizidela do Vale também desponta com uma configuração parecida com o município de Capinzal do Norte, aparecendo com conceito C para o IFGF Gastos com Pessoal e IFGF Liquidez, enquanto os componentes IFGF Investimentos e IFGF Receita Própria aparecem com conceito D. A avaliação geral do município pode ser visualizada através da Figura 14.

Figura 14 - IFGF e componentes para Trizidela do Vale

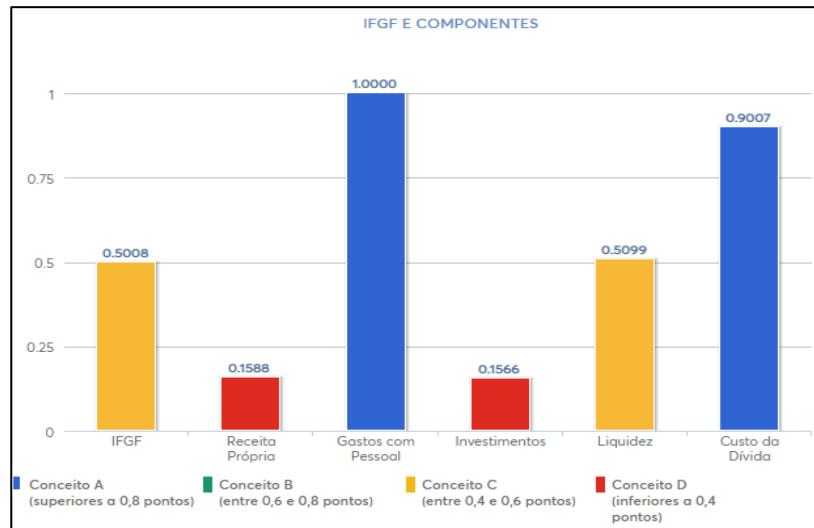


Fonte: FIRJAN (2018)

Com o IFGF geral avaliado em 0,4297, o município aparece na 72ª posição no ranking estadual, entrando no conceito C. Considerando os anos anteriores, houve uma melhora na sua avaliação. Porém, não se pode associar isso diretamente à entrada de *royalties*, visto que o quesito Receita Própria retrocedeu justamente pelo incremento ao orçamento desse benefício.

Como apontado na Figura 15, quando trata-se do município de Pedreiras, temos uma avaliação de 0,5008, que o coloca com conceito C, de administração regular. Assim como os demais municípios beneficiários, o quesito do IFGF Receita Própria aparece com conceito D, indicando que o orçamento do município possui mais receitas advindas de transferências do estado e federais.

Figura 15 - IFGF e componentes para Pedreiras



Fonte: FIRJAN (2018)

Também como todas as demais, o IFGF Custo da Dívida classifica-se com conceito A na avaliação do sistema FIRJAN. Ou seja, os municípios maranhenses que recebem os benefícios dos *royalties* do petróleo e gás não apresentaram dificuldade com o pagamento de juros e amortizações.

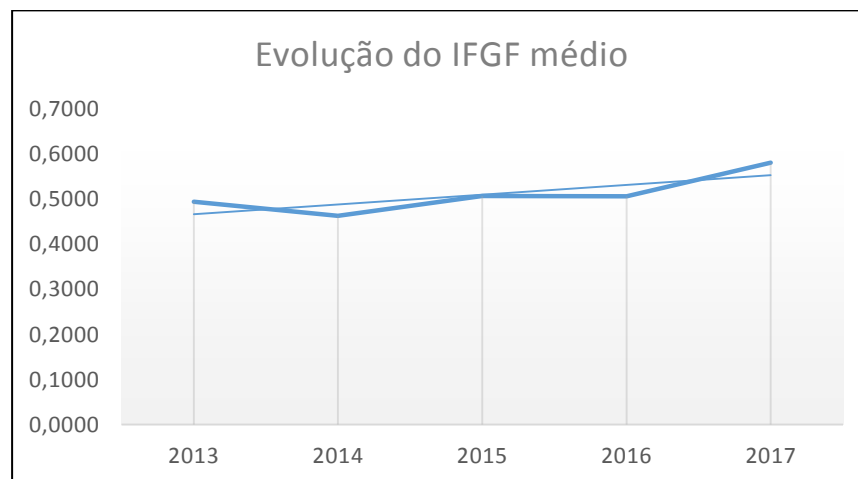
Uma vez que o IFGF Investimentos apresentou conceito D, tem-se que o município de Trizidela do Vale não realizou investimentos suficientes em relação à receita corrente líquida. Ou seja, é necessário que o município realize mais investimentos municipais capazes de aumentar a produtividade do trabalhador e promover o bem-estar da população.

A classificação da Receita Própria e Investimentos com o conceito D pode ser um problema para a configuração geral do município. Isso acontece porque significa que, além da prefeitura possuir um alto grau de dependência em relação às transferências do estado e da União, esta tem comprometido cada vez maior do orçamento com despesas obrigatórias e destinado menos para os investimentos.

Em uma visão geral do comportamento do IFGF entre os municípios beneficiários do Maranhão, temos uma evolução entre os anos que englobam o período aqui avaliado, de 2013 a 2017.

Os resultados do IFGF médio reforçam a extensão e a profundidade da crise fiscal brasileira, sem deixar dúvidas de que ela não está restrita à União e aos estados. Muito pelo contrário. Conforme o Gráfico 8 demonstra, mesmo contando com a entrada de recursos de royalties, os municípios maranhenses beneficiários possuem em média um IFGF que seria classificado no quesito C, que configura um município em que a administração é realizada com dificuldade.

Gráfico 8 - Evolução do IFGF médio dos municípios beneficiários



Fonte: Elaboração própria

A saída do IFGF médio dos municípios beneficiários de 0,4945 em 2013 para 0,5811 em 2017 foi impulsionada, principalmente, pela ascensão da classificação dos municípios de Lima Campos, Pedreiras e Trizidela do Vale.

Em um caminho inverso, o município de Santo Antônio dos Lopes sofreu com o passar dos anos, tendo sua classificação geral no IFGF reduzido, como apontado na Tabela 8. Ainda assim, ele desponta como o município mais bem avaliado dentro do ranking estadual e aparece como 32º no ranking nacional, como demonstra a Figura 16. O município de Lima Campos, segundo colocado no ranking estadual, também beneficiário das receitas dos *royalties* do petróleo e gás, aparece no ranking nacional quase 400 posições após Santo Antônio dos Lopes – o que reforça as disparidades da gestão fiscal entre os municípios, mesmo que ambos sejam classificados com o conceito B do sistema FIRJAN.

Figura 16 - 10 Maiores Resultados do IFGF 2017 do Maranhão

POSIÇÃO DO MUNICÍPIO NO RANKING DO IFGF				
Nacional	Estadual	IFGF	UF	Município
32°	1°	0.7669	MA	Santo Antônio dos Lopes
428°	2°	0.6270	MA	Lima Campos
683°	3°	0.5942	MA	Bernardo do Mearim
691°	4°	0.5939	MA	Duque Bacelar
824°	5°	0.5799	MA	Arari
938°	6°	0.5688	MA	Porto Franco
999°	7°	0.5622	MA	São Pedro da Água Branca
1060°	8°	0.5571	MA	Tufilândia
1107°	9°	0.5530	MA	Barão de Grajaú
1165°	10°	0.5479	MA	Parnarama

Fonte: FIRJAN (2018)

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No Maranhão, ainda que não seja tão visada, a produção de gás natural já possui números suficientes para se configurar como a segunda maior produção em terra do Brasil. Caminhando lado a lado com a produção, a entrada das compensações pela exploração desse bem finito, chamadas de royalties, também despontam entre os municípios maranhenses.

Os principais beneficiários dos *royalties* no Maranhão estão localizados, hoje, na região central do Estado, cujas terras fazem parte da extensão da conhecida Bacia do Parnaíba. E o entendimento geral é de que os *royalties* devem compensar justamente esses municípios que abrigam as atividades exploratórias e sofrem com seus efeitos.

É possível dizer que a condição financeira de alguns desses municípios beneficiados pelas receitas de royalties petrolíferos melhorou significativamente no período aqui avaliado, que compreende os anos entre 2013 e 2017. No entanto, os incrementos aos orçamentos municipais não aparecem apenas como sinônimo de bonança.

Mesmo com a entrada de receitas advindas dos royalties e a elevação dos royalties per capita nos municípios beneficiários, foi demonstrado que o comportamento médio das despesas de capital per capita (DKPC) foi negativo. Concluindo que os *royalties* não influenciaram a formação dos gastos per capita em capital no período analisado.

Outro aspecto negativo diz respeito às despesas orçamentárias (PDK), visto que a curva de tendência para o PDK médio obteve uma inclinação negativa, mesmo quando a proporção das receitas de royalties sobre a receita orçamentária (RRO) apresentou tendência de crescimento. Isto é, entende-se que os municípios não aumentaram a proporção dos gastos de capital em função dos royalties.

Ao realizar a introdução do Índice FIRJAN de Gestão Fiscal à análise, o panorama tornou-se ainda mais carente de atenção, pois todos os municípios beneficiários apresentaram grau de dependência em relação às transferências do estado e federativas. E em paralelo, apenas os municípios de Santo Antônio dos Lopes e Lima Campos obtiveram bons conceitos no âmbito dos investimentos realizados. Isso possivelmente ocorre porque nesses municípios o volume arrecadado de royalties tenha um peso para influenciar o investimento público.

Em uma perspectiva geral, a análise dos *royalties* do petróleo e gás quando relacionados à gestão fiscal constitui um passo importante, uma vez que permite que possamos ter uma exposição dos efeitos da aplicação dos *royalties* sobre as despesas de capital dos municípios beneficiados. Apesar disso, é necessário que sejam realizados estudos adicionais, de forma que possa ser realizada uma definição para as causas dos resultados obtidos, inclusive correlacionando-os às ações da gestão municipal dos recursos. A busca por outras metodologias, a realização de regressão, estudos de correlação e a utilização de grupos de controle para verificar o efeito comparativo entre municípios beneficiários e os não-beneficiários podem retratar algumas das diversas contribuições para futuros trabalhos.

7. REFERÊNCIAS

AFONSO, José Roberto Rodrigues; GOBETTI, Sérgio Wulff. **Rendas do petróleo no Brasil: alguns aspectos fiscais e federativos**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, n. 30 v. 15, p. 231-269, dez. 2008

ANP, 2011. **Guia dos Royalties do Petróleo e Gás Natural**. Disponível online em: <www.anp.gov.br>.

ANP, 2017. **Volume de Reservas Anual**. Disponível online em: <www.anp.gov.br>.

ANP, 2018. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acessado em: 18/11/2018.

BARBOSA, D. (coord.). **Guia dos Royalties do Petróleo e Gás Natural**. Rio de Janeiro, ANP, 2001. 156 p.

BARBOSA, D. H. ; BASTOS, A. C. **Impacto da Tributação nas Atividades de E&P em águas profundas no Brasil**. Monografia de conclusão do Curso de Especialização em Regulação para Petróleo e Gás Natural. Campinas: UNICAMP, 2000.

BERCOVICI, Gilberto. **Direito econômico do petróleo e dos recursos minerais**. São Paulo: Quartier Latin, 2011.

BRASIL. **Lei n.º 12.734, de 30 de novembro de 2012. Modifica as Leis nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para determinar novas regras de distribuição entre os entes da Federação dos royalties e da participação especial devidos em função da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, e para aprimorar o marco regulatório sobre a exploração desses recursos no regime de partilha**. Diário Oficial da União. Brasília, DF, 30 nov., 2012.

BRASIL. **Lei n.º 12.858, de 9 de setembro de 2013. Dispõe sobre a destinação para as áreas de educação e saúde de parcela da participação no resultado ou da compensação financeira pela exploração de petróleo e gás natural, com a finalidade de cumprimento da meta prevista no inciso VI do caput do art. 214 e no art. 196 da Constituição Federal; altera a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989; e dá outras providências**. Diário Oficial da União. Brasília, DF, 9 set., 2013.

BRASIL. **Lei n.º 2.004, de 3 de outubro de 1953. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências.** Diário Oficial da União. Brasília, DF, 3 out., 1953.

BRASIL. **Lei n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985. Modifica o artigo 27 e seus parágrafos da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, alterada pela Lei nº 3.257, de 2 de setembro de 1957, que “dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por Ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima e dá outras providências”.** Diário Oficial da União. Brasília, DF, 27 dez., 1985.

BRASIL. **Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.** Diário Oficial da União. Brasília, DF, 6 ago., 1997.

BRASIL. Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. Secretaria de Orçamento Federal. **Manual técnico de orçamento MTO.** Edição 2016. Brasília, 2015.

BREGMAN, D. **Formação, distribuição e aplicação de royalties de recursos naturais: o caso do petróleo no Brasil.** Universidade Federal do Rio de Janeiro (Dissertação de Mestrado). Rio de Janeiro, 2007.

BRESSER-PEREIRA, Luiz C. **Crescimento e desenvolvimento econômico.** Rio de Janeiro: Fundação Getulio Vargas, 2008.

CARMO, Hernâni Custódio. **Os efeitos dinâmicos do investimento público no crescimento econômico: Evidências de alguns países europeus.** Dissertação de Mestrado (Mestrado em Economia) – Instituto Universitário de Lisboa, Lisboa, 2012.

Confederação Nacional de Municípios – CNM. **Estudos Técnicos CNM / Confederação Nacional de Municípios.** Brasília: CNM, 2010.

COSTA NOVA, L. **Análise do impacto social de receitas provenientes de royalties do petróleo em municípios do estado da Bahia.** Universidade de Brasília (Dissertação de Mestrado). Brasília, 2005.

DELGADO, Fernanda. **A nova metodologia de cálculo dos *royalties* de petróleo no Brasil**. FGV Energia, Jul., 2017.

DOIA, Afonso Radamare Leite. **A importância da lei de responsabilidade fiscal para a administração pública**. Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento, Ano, 1, Vol.7, p. 24-36. Agosto de 2016. ISSN:2448-0959.

EGGER, H., FALKINGER, J. 2003. **Characterization of the Distributional Effects of International Outsourcing in the Heckscher-Ohlin Model**.

FERNANDES, A. G. F. **Royalties do petróleo e orçamento público: uma nova teoria**. 2009. Editora Blücher Ltda. São Paulo, 2016.

FERNANDES, C. F. **A Evolução da Arrecadação de *Royalties* do Petróleo no Brasil e seu Impacto sobre o Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio de Janeiro** 2007. 72 f. Monografia (Graduação em Economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

FGV. **A Nova Metodologia De Cálculo Dos *Royalties* De Petróleo No Brasil**. FGV Energia. Caderno Opinião. Rio de Janeiro, 2017.

FIRJAN, 2017. **IFGF 2017 – Índice Firjan De Gestão Fiscal – Ano Base 2016**. Disponível em: <
<https://www.firjan.com.br/data/files/E2/82/21/A0/9AF3E5107210A3E5A8A809C2/Anexo%20Metodol%C3%B3gico%20IFGF%202017.pdf>>. Acessado em: 13/01/2019.

FIRJAN, 2018. **Índice Firjan de Gestão Fiscal**. Disponível em: <
<http://www.firjan.com.br/ifgf/>>

FIRJAN. 2017. **Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal - Notas metodológicas**.

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Informe das Participações Governamentais de Petróleo e Gás Natural do Estado e dos Municípios de São Paulo – Ano Base 2017**. 2018. Disponível em: <
http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalsev2/intranet/BiblioVirtual/petrogas/Royalties_PG.pdf>

HARADA, Kiyoshi. **Direito financeiro e tributário**. 18. ed. São Paulo: Atlas, 2009.

HARTWICK, John M. ***Intergeneration equity and the investing of rents from exhaustible resources***. The American Economic Review, v. 67, n. 5, p. 972-974, dez. 1977.

HOTELLING, H. ***The economics of exhaustible resources***. Journal of Political Economy, Abr., 1931, pp.137-175.

KAYANAMA, Rodrigo. **Bens públicos e os royalties do petróleo**. Constituição, Economia e Desenvolvimento: Revista da Academia Brasileira de Direito Constitucional. Curitiba, 2015, vol. 7, n. 12, Jan.-Jun. p. 51-71.

LUSTOSA, M. C. J. **Meio ambiente, inovação e competitividade na Indústria Brasileira: a cadeia produtiva do petróleo**. 245 f. 2002. Tese (Doutorado em Economia)-Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

MALTHUS, Thomas R. ***An inquiry into the nature and progress of rent, and the principles by which it is regulated***. Londres: Pickering&Chatto, 1986.

MARSHALL, Alfred. **Princípios de economia: tratado introdutório**. Tradutores: Rômulo Almeida e Ottolmy Strauch. São Paulo: Nova Cultura, 1996.

MENDES, Marcos. KOHLER, Marcos; **Os estados e municípios devem receber royalties de petróleo?** Disponível em: <http://www.brasil-economia-governo.org.br/2011/06/06/os-es-tados-e-municipios-devem-receber-royalties-de-petroleo/>.

MENEZES, Vitor. **Royalties não promoveram justiça social**. Matéria do BPRR. Boletim Petróleo, Royalties e Região, ano 9, n. 33, p. 2-4, 2011.

MESQUITA, Daniel Augusto. **O Novo Modelo de Distribuição dos Royalties do Petróleo e Gás Natural e o Federalismo Cooperativo. Capturado**. <http://www.carreirasjuridicas.com.br/downloads/dia07oficina02texto2.pdf>.

NOGUEIRA, Dart C. F.; SANTANA, José R. **Royalties da indústria do petróleo: contribuição efetiva ao desenvolvimento sustentável nos municípios sergipanos?** Revista Econômica do Nordeste, v. 39, n. 3, p. 445- 465, jul./set. 2008.

NOGUEIRA, Lauro C. B.; MENEZES, Tatiana A. M. **Os impactos dos *royalties* do petróleo e gás natural sobre o PIB per capita, índices de pobreza e desigualdades.** In: Encontro Regional de Economia, XVI, 2011, Fortaleza;

O Imparcial. Maranhão é pioneiro na exploração de gás natural. São Luís, 06 jun. 2017. Disponível em: <<https://oimparcial.com.br/noticias/2017/06/maranhao-e-pioneiro-na-exploracao-de-gas-natural/>>. Acesso em: 12 jun. 2018.

PACHECO, Carlos A. **A aplicação e os impactos dos *royalties* do petróleo no desenvolvimento econômico dos municípios confrontantes da Bacia de Campos.** Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

POSTALI, F.A.S. **Distribuição das Rendas do Petróleo e Indicadores de Desenvolvimento Municipal no Brasil nos Anos 2000.** Est. econ., São Paulo, v. 41, n. 2, p. 463-485, abril-junho 2011.

POSTALI, F.A.S. ***Petroleum royalties and regional development in Brazil: the economic growth of recipient towns.*** Resources Policy, vol. 34, 2009, 205-213.

QUEIROZ, Carlos Roberto; POSTALI, Fernando Antonio. **Rendas do petróleo e eficiência tributária dos municípios brasileiros.** Economia & Tecnologia - Ano 06, Vol. 22 - Julho/Setembro de 2010.

QUINTELLA, S. F. **Os *royalties* de petróleo e a economia do estado do Rio de Janeiro.** TCE-RJ. Rio de Janeiro, 2000.

REGO, A. **Aspectos institucionais do modelo regulatório para E&P de petróleo no Brasil.** Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

REIS, Diego. **Os efeitos da aplicação dos *royalties* petrolíferos sobre os investimentos públicos nos municípios brasileiros.** Rev. Adm. Pública — Rio de Janeiro 49(1):91-117. 2014.

RIBEIRO, Edivan; TEIXEIRA, Arilton; GUTIERREZ, Carlos Enrique. **Impacto dos *royalties* do petróleo no PIB *per capita* dos municípios do Estado do Espírito Santo.** RBGN – Revista Brasileira de Gestão de Negócios. ISSN: 1806-4892.

- RICARDO, D., 1817, ***On the principles of political economy and taxation***. Col. Os Economistas. Nova Cultural, São Paulo, 1996.
- SACHS, J.; Warner, A. ***The curse of natural resources***. European Economic Review, vol. 45, 2001, pp. 827-838.
- SCHANTZ JR., Radford. ***Purpose and effects of a royalty on a public land materials. Resources Policy***, v. 20, n. 1, p. 35-48, 1994.
- SENNA, José Julio. **O petróleo no Brasil – evolução histórica e perspectivas**. R. Adm. Pública. Rio de Janeiro, 1978.
- SERRA, R. V. **O sequestro das rendas petrolíferas pelo poder local: a gênese das quase sortudas regiões produtoras**. Revista Brasileira de Estudos Urbanos e Regionais, v. 9, 2007, p. 101-114.
- SERRA, R.V. **Desdobramento espacial da exploração e produção de petróleo no Brasil: em busca de um nexos para a distribuição dos royalties entre os Municípios**. Belo Horizonte: X ENANPUR, 2003.
- SERRA, Rodrigo Valente. **Rendas petrolíferas no Brasil: critérios de distribuição distorcidos induzem ineficiência do gasto**. In: MENDES, Marcos (Org.). Gasto público eficiente. Rio de Janeiro: Topbooks, 2006.
- SILVA, Daniele de Fátima. **Transição energética e exploração de gás natural no Maranhão: possibilidades e limites a partir de 2013**. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Socioeconômico) – Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2007.
- SOARES, Francisco de Assis Peres. **Análise da cadeia gaseífera maranhense: diagnóstico e perspectivas de incremento**. 2016. Dissertação (Programa de Pós-graduação em Energia e Ambiente) – Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2016.
- SOLLOW, R.M. ***Intergenerational equity and exhaustible resources. Review of Economic Studies***. Symposium, 1974, 29-45. Sachs, J.; Warner, A. *The curse of natural resources. European Economic Review*, vol. 45, 2001, pp. 827-838.

SOUZA, F. R. **Impacto do preço do petróleo na política energética mundial.** 2006. 160f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético)- Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

St. AUBYN, M. 2006 2005. **Investimento Público, Investimento Privado e Actividade Económica em Portugal**, Relatório Final, Departamento de Prospectiva e Planeamento, Lisboa.

STEELE, Henry. **Natural Resource Taxation: Resource Allocation and Distribution Implications.** In: MASON, Gaffney (Org.). Extractive Resources and Taxation. London: 1967.

TAVARES, Felipe de Sá. **Uma análise dos impactos dos royalties do petróleo no PIB per capita dos municípios da região sudeste brasileira.** Piracicaba, 2017.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, 2ª edição, Rio de Janeiro: Editora Iterciência, 2001. 271 p.

TORQUATO, Andressa Guimarães Fernandes. **Direito financeiro aplicado ao setor do petróleo.** Tese de Doutorado (Doutorado em Direito Financeiro) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.