

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ANÁLISE DE IMPACTO SOCIOECONÔMICO DA
PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM TERRA A
PARTIR DO ESTUDO DE CASO DE
SANTO ANTÔNIO DOS LOPES**

LUCAS SILVEIRA ANTOUN NETTO
Matrícula 115065888

ORIENTADOR: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Março de 2020

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ANÁLISE DE IMPACTO SOCIOECONÔMICO DA
PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM TERRA A
PARTIR DO ESTUDO DE CASO DE
SANTO ANTÔNIO DOS LOPES**

LUCAS SILVEIRA ANTOUN NETTO

Matrícula 115065888

ORIENTADOR: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Março de 2020

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor

Dedico este trabalho à minha família.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Sérgio Orlando e Ana Amélia, que foram, são e sempre serão exemplos de integridade, humanidade e dedicação.

Aos meus irmãos Leonardo, Gabriel e Raquel, que compartilham comigo o mais puro conceito de fraternidade.

À minha namorada, Betina, que é sinônimo de companheirismo e ternura mesmo nos momentos mais difíceis.

À toda equipe de Assuntos Governamentais e Regulação da Eneva S.A. de 2018, 2019 e 2020, que mais que despertar meu interesse no setor de gás natural apresentou um ambiente de trabalho unicamente qualificado e acolhedor. Agradeço em especial ao meu gestor, Rômulo, por toda compreensão, oportunidade de crescimento e ensinamentos e aos meus colegas Aline, Giancarlo, Lenine, Lucas e Raquel pela atenção e parceria.

Ao professor Edmar Luiz Fagundes de Almeida, quem admiro e acompanho desde meus primeiros passos no setor de energia, em 2015, por orientar este trabalho.

A todos e todas que estiveram ao meu lado nesta caminhada e em algum momento contribuíram para minha formação profissional e (sobretudo) humana.

RESUMO

Se por um lado os números do *offshore* brasileiro são atrativos quantitativa e qualitativamente, por outro sua importância não pode negligenciar o crescimento de outras frentes na indústria. Nesse contexto, o município de Santo Antônio dos Lopes, no Maranhão, coloca-se como objeto de análise para discutir a importância de mecanismos de atração de investimentos para a atividade de produção de gás em terra no Brasil.

Desde que a Eneva S.A. iniciou produção de gás com fins de geração termelétrica no município, a cidade conviveu com um notável ciclo de desenvolvimento socioeconômico. Além de auferir um Produto Interno Bruto doze vezes maior no ano seguinte ao início das operações, dados apontam que salário médio mensal na cidade quadruplicou e dezenas de novas empresas foram abertas no município, havendo indicativos – inclusive – de que a atividade tenha intensificado a demanda por serviços em municípios vizinhos.

Mais que estudar os impactos econômicos naturalmente ocasionados pela geração de empregos e pela conseguinte injeção de renda no município, é possível estudar se o valor arrecadado em *royalties* de fato se reverte em melhorias para o bem-estar local. No caso de Santo Antônio dos Lopes, há indícios de que o aumento na arrecadação culminou em mais recursos destinados à saúde e educação, o que se refletiu em melhores índices nestas duas áreas.

Nesse ínterim, em face do potencial geológico brasileiro para a exploração e produção de gás natural, se faz pertinente analisar o caso de Santo Antônio dos Lopes para depreender as alterações no âmbito regulatório e legal que podem contribuir para o desenvolvimento de novas cidades ao redor do país.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	9
CAPÍTULO I - POTENCIAL NACIONAL DA EXPLORAÇÃO DE GÁS NATURAL TERRESTRE	10
1.1. Tópicos Introdutórios: A Indústria de Gás Natural Brasileira	10
1.1.1. Breve histórico da indústria nacional	10
1.1.2. Reservas convencionais em terra.....	12
1.1.3. Reservas não-convencionais em terra.....	13
1.1.4. Importação de gás natural.....	15
1.2. Cadeia de Valor do Gás Natural	15
1.2.1. Preço da Molécula (<i>Upstream</i>).....	17
1.2.2. Tarifa de Transporte (<i>Midstream</i>)	18
1.2.3. Tarifa de Distribuição (<i>Downstream</i>).....	20
1.2.4. Impostos, Tributos, Contribuições e Outras Obrigações.....	22
1.3. Monetização do Gás em Santo Antônio dos Lopes: Termeletricidade	23
CAPÍTULO II – O CASO DE SANTO ANTÔNIO DOS LOPES	31
2.1. Breve histórico da Bacia do Parnaíba	31
2.2. Efeitos da produção de gás natural em terra Santo Antônio dos Lopes.....	34
2.2.1. Produto Interno Bruto (PIB)	35
2.2.2. Salário Médio Mensal.....	36
2.2.3. Impacto nos municípios vizinhos	37
2.2.4. Impacto Orçamentário	38
CAPÍTULO III – APRIMORAMENTOS REGULATÓRIOS SUGERIDOS PARA REPLICAR A EXPERIÊNCIA	41
3.1. Estimando a experiência em outras partes do Brasil	41
3.2. Aprimoramentos regulatórios sugeridos para replicar a experiência em outros municípios brasileiros	42

3.2.1.	Permissão plena da exploração de recursos não-convencionais no Brasil	42
3.2.2.	Aprimoramentos no segmento de transporte	47
3.2.3.	Aprimoramentos no segmento de distribuição	48
3.2.4.	Aprimoramentos tributários.....	50
3.2.5.	Promoção de programas de incentivo à participação da indústria.....	51
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		55

INTRODUÇÃO

Diante de um setor energético brasileiro direcionado para o potencial exploratório de petróleo em mar, outras atividades atinentes à indústria nacional de hidrocarbonetos acabam muitas vezes negligenciadas pelos agentes públicos e privados. É o caso da exploração de gás natural em terra, que para além de contribuir para a segurança de abastecimento energético engendra uma série de externalidades positivas em regiões por vezes marginalizadas pela atuação do Estado. Sob esta perspectiva, este trabalho propõe-se a analisar o impacto socioeconômico da produção de gás natural em terra a partir do estudo de caso do município de Santo Antônio dos Lopes, no Maranhão.

A operação produtiva tangente à exploração e produção de hidrocarbonetos focalizou-se historicamente no ambiente marítimo desde os anos 1960, quando o estudo do geólogo norte-americano Walter Link apontou que – diferentemente do que ocorrera nos Estados Unidos – o grande potencial fóssil brasileiro não estava em terra. Após a estatal redirecionar os estudos para os litorais, em 1968 é constatado petróleo no Campo de Guaricema (Sergipe), introduzindo o sucesso da exploração em mar no país, que atingiria seu ápice com a descoberta da camada do petróleo pré-sal, em 2006.

Entretanto, se por um lado os números do pré-sal são extraordinários quantitativa e qualitativamente, por outro sua importância não pode desestimular o crescimento de novas frentes na indústria. Nesse ínterim, é preciso ressaltar o subestimado potencial da exploração de gás em terra nacional: dados de 2017 apontam que dos 7,5 milhões de quilômetros quadrados de área de bacia sedimentar (totalizando 66 bilhões de metros cúbicos em reservas provadas), apenas 3,4% estão em concessão (260 mil quilômetros quadrados).

Em paralelo, é preciso estudar o caso da pequena Santo Antônio dos Lopes, no interior do Maranhão, para avaliar os benefícios trazidos por este tipo de atividade exploratória. A cidade, que em 2012 recebeu as operações de gás natural em terra da Eneva S.A., presenciou nos últimos anos um notável ciclo de desenvolvimento socioeconômico.

A experiência no município coloca-se como objeto de análise para discutir a importância mecanismos de atração da atividade de exploração de gás natural em terra no Brasil. Diante do contemporâneo debate envolvendo o “Novo Mercado de Gás” e outros programas do Governo Federal, se faz propício considerar as consequências socioeconômicas das operações de gás *onshore* para inferir os aperfeiçoamentos necessários ao desenvolvimento desta indústria.

CAPÍTULO I - POTENCIAL NACIONAL DA EXPLORAÇÃO DE GÁS NATURAL TERRESTRE

1.1. Tópicos Introdutórios: A Indústria de Gás Natural Brasileira

1.1.1. Breve histórico da indústria nacional

A indústria do gás natural surge, no início do século XX, como coadjuvante do paradigma petrolífero. (ALMEIDA, E., 2016). No Brasil, o ambiente de negócios começa a se desenvolver apenas por volta dos anos 1980. Neste tempo, a indústria priorizava o óleo e rejeitava o gás natural pela necessidade de manipulação do insumo para torná-lo comercializável, algo oneroso à época (e que reverbera até os dias de hoje). A evolução da regulamentação nacional, entretanto, possibilitou a criação da indústria no país: abordar a história deste hidrocarboneto, portanto, remonta ao contexto político dos anos 1950, que culminaria na criação da Petrobras.

Com a descoberta do poço de Lobato em 1939, o primeiro registro de hidrocarbonetos em solo nacional, os anos seguintes protagonizaram um debate em torno da titularidade do recurso no Brasil. Na ocasião, a célebre frase do então presidente Getúlio Vargas, “O Petróleo é Nosso”, simbolizou esse debate, o que culminou – com sua volta ao poder, em 1951 – na fundação da Petrobras. Assim, a partir da Lei nº 2.004/1953 fica instituída não só a criação da Petróleo Brasileiro S.A., sociedade por ações de economia mista e com controle acionário do Governo Federal, mas também o monopólio da União sobre todas as atividades da cadeia petrolífera (exclusive a distribuição). Aquele foi um passo fundamental para o desenvolvimento da indústria nacional de petróleo e gás natural, uma vez que *foi a partir do monopólio estatal exercido pela Petrobras que a indústria brasileira de petróleo iniciou seu desenvolvimento efetivo* (PINTO JR., H., 2016).

Com ênfase no *downstream* e impulsionada pelos programas de crescimento de Juscelino Kubistchek, a estatal aprimora seus conhecimentos geológicos em seus primeiros anos de existência. Até o final da década de 50, a operação produtiva tangente à exploração e produção de hidrocarbonetos focalizava-se no ambiente terrestre: na ocasião, o imaginário popular ainda refletia o sucesso *onshore* da indústria de petróleo estadunidense.

Em 1960, todavia, o geólogo norte-americano Walter Link, à época funcionário da Petrobrás, propôs que – diferentemente do que ocorrera nos Estados Unidos da América – o

grande potencial fóssil brasileiro não estava em terra. Após a estatal redirecionar os estudos para os litorais, em 1968 é constatado petróleo no Campo de Guaricema (Sergipe), introduzindo o sucesso da exploração em mar no país. O sucesso é ratificado com a expansão das frentes de atuação durante a ditadura militar (1964-1985). Com o início da redemocratização, ainda nos anos 1980, o país mergulha em um contexto de crise fiscal, o que ocasiona em restrição orçamentária, queda de investimentos, congelamento de preços (para evitar inflação) e altos tributos sobre a indústria. O resultado é a extinção de subsidiárias e a retração no setor de petroquímica e fertilizantes.

A chegada dos anos 1990 e as políticas de controle da inflação durante o governo Fernando Henrique Cardoso (1995-2003) por meio do Plano Real (1994) e a alta popularidade com a recuperação da economia nacional permitiram a abertura do mercado em 1995. A partir da Lei nº 9.478/1997 (“Lei do Petróleo”) e com o objetivo de atrair novos *players*, é feita a opção pelo modelo de concessão de blocos. Também à época são criados o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP, que posteriormente também regularia gás natural e biocombustíveis). Grosso modo, o CNPE seria responsável pelo planejamento do setor; e a ANP, por sua vez, incumbida da execução desse planejamento.

A abertura bem-sucedida do mercado desde a Lei do Petróleo, em 1997, possibilitou um grau ainda maior de conhecimento das bacias sedimentares brasileiras. Entre 1999 e 2008, por exemplo, foram realizadas dez rodadas de licitação de blocos, o que invariavelmente contribuiu para a descoberta do pré-sal, em 2006, e para a reestruturação da legislação visando a criação do modelo de partilha por intermédio da Lei nº 12.351/2010.

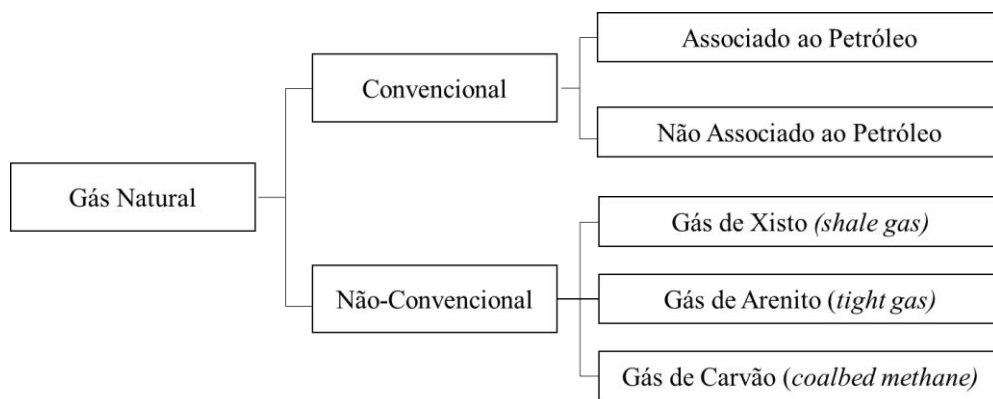
De todo modo, o gás ainda era tido como uma externalidade nem sempre positiva da produção do petróleo, sendo muitas vezes queimado ou reinjetado. O primeiro avanço no marco legal para o gás natural surge apenas em 2009 com a Lei 11.909/2009 (“Lei do Gás Natural”), que altera a Lei do Petróleo para dispor sobre transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Nessa conjuntura, a percepção do gás natural como “subproduto” do petróleo atravancou o crescimento da indústria, que evoluiu nos anos seguintes, mas ainda possui importantes entraves ao seu desenvolvimento enquanto ambiente de negócios.

Em síntese, *o desenvolvimento da indústria do gás natural, comparado ao da indústria do petróleo, é ainda recente, pois sua expansão e consolidação na matriz energética mundial tem cerca de 50 anos. Assim, as principais projeções em longo prazo sobre oferta e demanda de energia reservam uma importância crescente para o gás natural.* (PINTO JR, H., 2014).

1.1.2. Reservas convencionais em terra

Uma vez exposto breve histórico da indústria de gás natural, é válido segmentar o hidrocarboneto em suas diferentes classificações. O gás pode ser dividido grosso modo em convencional (que podem ser subdivididos entre associados e não associados ao petróleo) e não-convencional (que podem ser subclassificações de acordo com o tipo da rocha a qual estão associados). A figura abaixo clarifica, de forma simplificada, esta segmentação:

Figura 1 – Tipos de Gás Natural



Fonte: elaboração própria

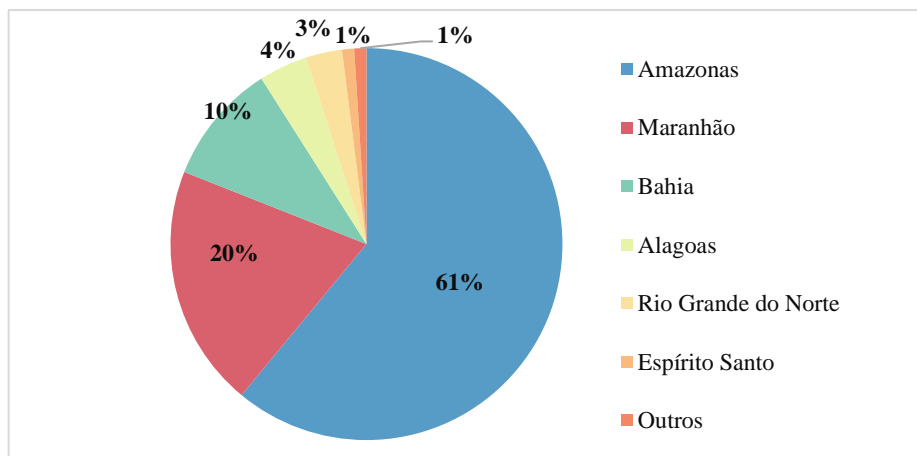
Apesar de pouco desenvolvida, a indústria brasileira terrestre de gás natural engendra um grande potencial. De toda a área sedimentar terrestre do país, estima-se que cinco milhões de quilômetros quadrados estejam em terra. E mesmo com 66.169 milhões de metros cúbicos em reservas provadas, isto é, com elevado grau de certeza acerca da assertividade da perfuração, apenas 260.000 km² estão sob concessão (EPE, 2017). Dados de 2019 da ANP apontam que a produção diária no Brasil é de 124 milhões de metros cúbicos, dos quais apenas 17% advém de reservatórios em terra. Evidente que os números do *offshore* brasileiro são atrativos quantitativa e qualitativamente, inclusive para o gás natural: são 303.749 milhões de metros cúbicos em reservas provadas. Sua importância, não obstante, não pode negligenciar o crescimento de outras frentes na indústria.

O gráfico abaixo ressalta a participação percentual na produção de gás natural nacional por unidade federativa em 2017. Ele foi elaborado a partir de dados do Boletim Mensal de da Produção de Petróleo e Gás Natural (ANP) e nele é possível ressaltar que a produção nacional é sustentada por 3 unidades federativas que juntas concentram 91% da produção de gás natural

no país: Amazonas, Maranhão e Bahia. Esses também são os estados com maior quantidade de reservas provadas em terra.

Gráfico 1 – Participação na Produção de Gás Natural em terra por estado em 2017

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)



É pertinente destacar que ao menos no curto prazo a tendência é de manutenção do destaque nos estados maranhense e amazonense: além da província petrolífera de Urucu, explorada há décadas pela Petrobras e com produção escoada via gasoduto Urucu-Coari-Manaus, a recente monetização do Campo de Azulão pela Eneva S.A. por meio do projeto Azulão-Jaguatirica II deve ampliar a produção no estado em alguns anos. As operações da mesma empresa na Bacia do Parnaíba, no Maranhão, vigentes desde 2012, também contribuirão para a relevância da indústria de gás natural terrestre na unidade federativa.

1.1.3. Reservas não-convencionais em terra

A distinção entre o gás natural convencional e o gás natural não-convencional evidencia-se, sobretudo, na exploração do hidrocarboneto. A definição de gás natural convencional é intuitiva: trata-se das moléculas normalmente localizadas em reservas com maior permeabilidade e facilidade de acesso e com *know-how* tecnológico já consolidado. Por este motivo, este tipo de recurso usualmente é economicamente mais viável e prioritariamente extraído frente ao gás não-convencional. Este último, entretanto, requer uma análise um pouco mais aprofundada.

Segundo o item XXI do Parágrafo Único do Artigo 1º da Resolução nº 21/2014 da ANP (“RANP nº 21/2014”), um reservatório de gás não-convencional consiste por definição em

“rocha de permeabilidade inferior a 0,1 mD, contendo hidrocarbonetos, onde se executa fraturamento hidráulico visando à produção desses hidrocarbonetos”. Por isso, os conceitos de gás não-convencional e fraturamento hidráulico (conhecido internacionalmente como *fracking*) no âmbito desta discussão são indissociáveis. O item XIV da mesma RANP define fraturamento hidráulico em reservatório não-convencional como “*técnica de injeção de fluidos pressurizados no poço, em volumes acima de 3.000 m³, com objetivo de criar fraturas em determinada formação cuja permeabilidade seja inferior a 0,1mD (mili Darcy), viabilizando a recuperação de hidrocarbonetos contidos nessa formação*”. Em outras palavras, fraturam-se rochas de baixa permeabilidade a partir da pressão hídrica e ação química para viabilizar a produção do gás natural contido nessas formações geológicas.

Dados de 2012 da ANP apontam que existam 514 *trillion cubic feet (TCF)*, isto é, 14,5 trilhões de metros cúbicos em reservas de gás natural não-convencional no país. Nesse sentido, esta indústria poderia não só instituir um novo ciclo de produção e desenvolvimento em estados onde ela é incipiente como também é capaz de recriar um ambiente de negócios em unidades federativas que já exploraram a maior parte de seus recursos convencionais, como a Bahia. A composição de tabela abaixo traduz bem essa tendência: ela lista as reservas não-convencionais estimadas para as principais bacias do país (dados do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás da EPE). Com cinco bacias com possível incidência de *shale gas* (Bacia do Solimões, Bacia do Amazonas, Bacia do Parnaíba, Bacia do Paraná e Recôncavo), quatro com possível incidência de *tight gas* (Bacia do Parecis, Bacia de São Francisco, Bacia do Recôncavo e Bacia Potiguar) e uma com possível incidência de *coalbed methane* (Bacia do Paraná), é razoável afirmar que há espaço para desenvolvimento da indústria brasileira de gás não-convencional.

Tabela 1 - Potencial de Gás Não-Convencional por Bacia

Bacia	Volume (TCF)	Volume (bcm)
Paraná	226	6.399,60
Parnaíba	64	1.812,27
Parecis	124	3.511,28
Recôncavo	20	566,33
São Francisco	80	2.265,34

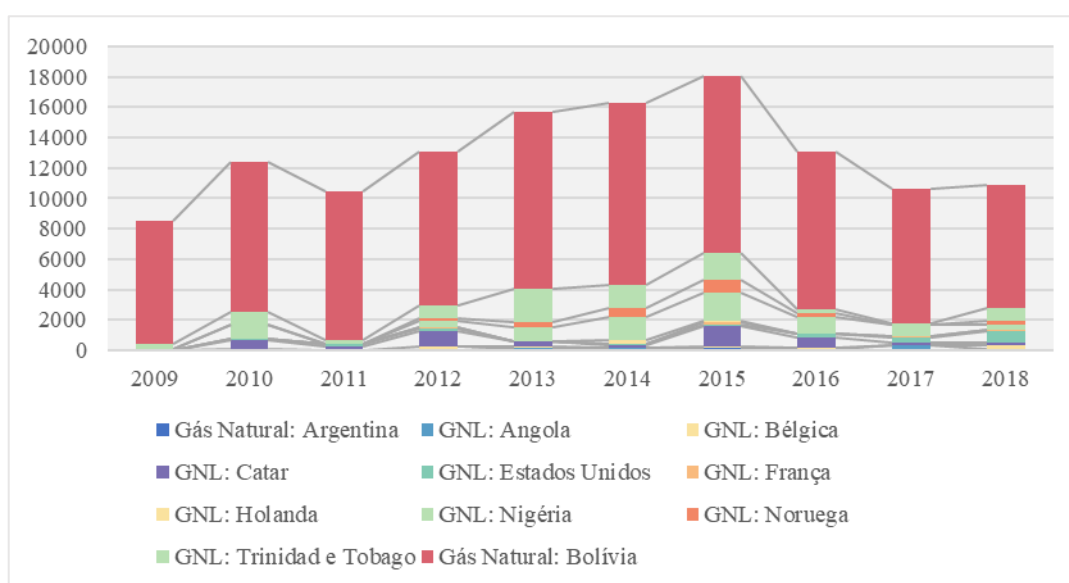
Fonte: elaboração própria a partir de dados de 2012 da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

1.1.4. Importação de gás natural

Apesar do seu potencial exploratório, o Brasil ainda importa gás natural para complementar a oferta nacional. O gráfico abaixo foi elaborado com base nos dados do Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019 (ANP). Ele expõe a série histórica de importações brasileiras em milhões de metros cúbicos e por país exportador.

Gráfico 2 – Países exportadores de Gás Natural (Brasil)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)



O Brasil importou 10.842 milhões de metros cúbicos de gás natural em 2018. A tendência da série histórica, entretanto, é de paulatina redução da dependência externa da importação de gás natural da Bolívia (em 2018, 8.071 milhões de metros cúbicos foram importados), com quem possui contrato para fornecimento do insumo pelo gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). É válido pontuar que o Brasil importou 2.771 milhões de metros cúbicos de gás natural liquefeito (GNL) em 2018, o que representou alta em relação a 2017.

1.2. Cadeia de Valor do Gás Natural

Seria impreciso analisar o caso de Santo Antônio dos Lopes sem antes analisar a cadeia de valor do gás natural. Em primeiro lugar, é necessário realizar a diferenciação entre *Upstream*, *Midstream* e *Downstream*, evidenciados na tabela abaixo.. A partir dela, será possível discutir

a composição do preço do hidrocarboneto e inferir possíveis ações para redução do mesmo.

Tabela 2 - Cadeia de Valor do Gás Natural

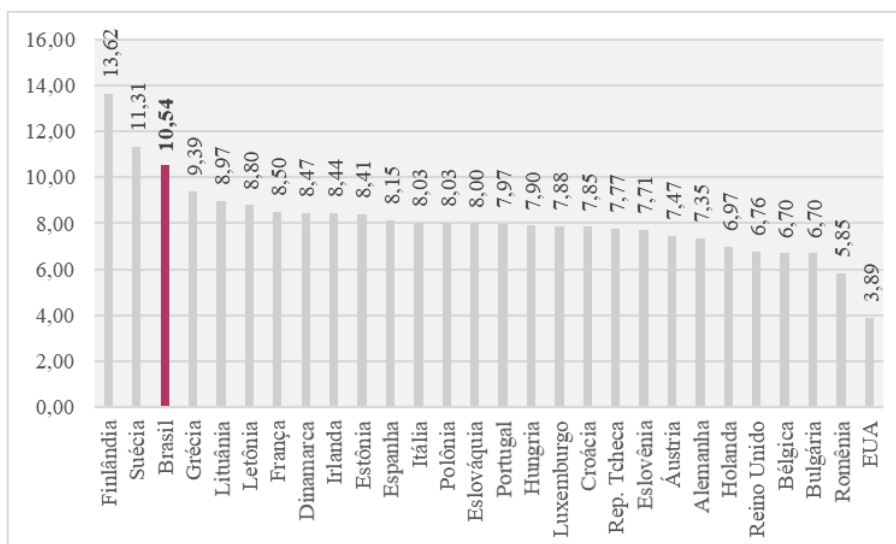
<i>Upstream</i>	Exploração e Produção
<i>Midstream</i>	Escoamento (Gasodutos de Escoamento)
	Tratamento (Unidades de Processamento)
	Regaseificação (Terminais de Regaseificação)
	Transporte (Gasodutos de Transporte)
<i>Downstream</i>	Distribuição (Gasodutos de Distribuição)
	Consumo Final

Fonte: elaboração própria

Apesar de todo o potencial nacional, o preço do gás natural brasileiro ainda está muito acima do valor em nações com condições geológicas menos favoráveis. Dado o tamanho das reservas de gás em terra no país, essa condição poderia ser mitigada pelo aumento da oferta com a viabilização da indústria *onshore* brasileira. O gráfico abaixo foi elaborado pelo Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (CERI/FGV) e apresenta um comparativo entre o preço do gás (US\$/MMBtu) para consumidores industriais em alguns países do mundo. Se destacam os EUA, que com uma indústria de gás não-convencional bem desenvolvida alcançaram um preço 2,7 vezes menor que o praticado no Brasil.

Gráfico 3 – Preço do gás (US\$/MMBtu) para consumidores industriais no Brasil e em países selecionados (média do 1º semestre de 2018 sem impostos)

Fonte: Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (CERI/FGV)



Em abril de 2019, a Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia (SPG/MME) divulgou nota técnica elaborada em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que discutia os componentes do preço do gás natural nacional e os comparava com outras nações do globo. Intitulado “Comparações de Preços de Gás Natural: Brasil e Países Seleccionados”, o estudo aponta, no item 2.4 (p.9), que “os preços de gás natural para consumidores industriais no Brasil são compostos por 4 termos: (1) o preço da molécula (preço no ponto de recebimento); (2) a tarifa de transporte; (3) a margem de distribuição; e (4) os impostos, tributos, contribuições e outras obrigações.”

Neste sentido, esta seção se propõe a discutir, com base nas definições da própria SPG/MME, cada um dos quatro componentes do preço do gás natural. O objetivo é verificar que uma legislação adequada no *midstream* e *downstream* pode alavancar o *upstream* nacional terrestre e culminar em menores preços ao consumidor final.

1.2.1. Preço da Molécula (*Upstream*)

Segundo o estudo supracitado, o preço da molécula corresponde, em média, a 46% do preço final. Sendo isso resultado, sobretudo, do desenvolvimento das atividades de *Upstream*, é natural imaginar que ela concentre a maior parte da composição do preço do gás por remunerar o alto risco exploratório das atividades de E&P. Nesta conjuntura, a melhor forma de reduzir os custos nesta etapa da cadeia é ampliando a oferta por meio de técnicas de exploração menos onerosas ao consumidor final ou estimulando a competitividade entre os diferentes produtores.

Tabela 3 - Custo por Tipo de Gás (USD/MMBtu)

Tipo de Gás	Custo USD/MMBtu
Gás não associado em terra	1,13
Gás não associado em mar (pós sal)	4,73
Gás associado em terra	0,56
Gás associado em mar (pós sal)	4,95
Gás associado em mar (pré-sal) – 1 módulo de produção	7,70
Gás associado em mar (pré-sal) – 2 módulo de produção	5,59
Gás associado em mar (pré-sal) – 3 módulo de produção	5,04
Gás não-convencional em terra	6,00

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

É possível depreender com dados do MME e da EPE na tabela acima qual tipo de molécula é menos custosa ao produtor (e por consequência) ao consumidor final. É importante frisar que os números são de 2014 e, com o natural avanço tecnológico das técnicas, é possível que todos os preços estejam mais baixos.

Baseado nos dados acima, infere-se que o gás em terra (*onshore*) possui um custo substancialmente inferior a qualquer técnica exploratória em mar (*offshore*). Em um país em que 81,45% da produção de gás natural é proveniente do mar (ANP, 2019), desenvolver a indústria terrestre poderia contribuir para reduzir os preços ao consumidor final.

Do mesmo modo, estimular a concorrência entre diferentes produtores ocasionará, naturalmente, em menores preços para o consumidor final se seguidas as melhores práticas de mercado. Nesse contexto, é interessante pontuar que em 2018 69% de toda a produção de gás natural esteve concentrada em um único operador: a Petrobras. Ela foi seguida da Shell Brasil (12%), Parnaíba Gás Natural (7%), Petrogal Brasil (3%), Repsol Sinopec (3%), Queiroz Galvão (2%) e outros *players* menores (4%). Os dados são da ANP.

Nesse sentido, descentralizar ativos é mais uma forma de, a partir da redução das margens em busca de parcela de mercado, pressionar os preços do hidrocarboneto ao consumidor final para baixo.

1.2.2. Tarifa de Transporte (*Midstream*)

Com base no estudo supracitado, o preço da tarifa de transporte corresponde, em média, a 13% do preço ao consumidor final. Esse trecho é parte do *Midstream* da cadeia. A exemplo do que acontece com exploração e produção, escoamento, importação, processamento, tratamento, estocagem e comercialização, o transporte de gás natural é regulado pela ANP com base na Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) e na Lei do Gás Natural (Lei nº 11.909/2009).

Diferentemente do que acontece no setor de distribuição, o segmento de transporte é competência da esfera federal. O Artigo 3º da Lei 11.909/09 determina que a atividade “*será exercida por sociedade ou consórcio cuja constituição seja regida pelas leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante os regimes de: I - concessão, precedida de licitação; ou II - autorização.*”. As tarifas, nesse caso, são estabelecidas pela ANP, conforme Artigo 10º, § 2º: “*As tarifas de transporte de gás natural a serem pagas pelos carregadores para o caso dos gasodutos objeto de concessão serão estabelecidas pela ANP, aplicando à tarifa máxima fixada no processo de chamada pública o*

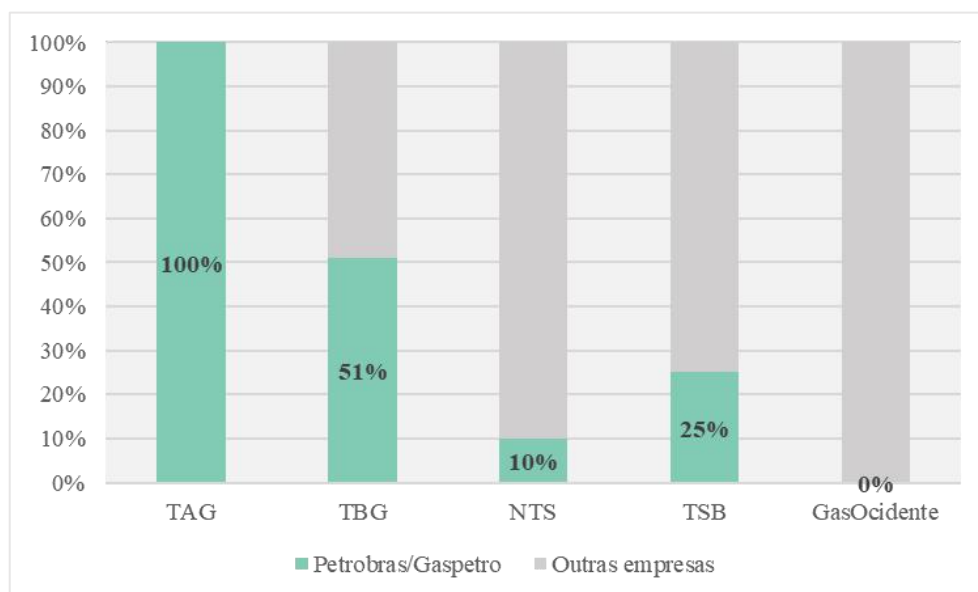
mesmo fator correspondente à razão entre a receita anual estabelecida no processo licitatório e a receita anual máxima definida no edital de licitação.”. Enquanto monopólio natural, entende-se que esta seja a forma mais eficiente de lidar com o setor. Ainda da mesma lei destaca-se o Artigo 46, que determina que o produtor não contemplado pela infraestrutura e que quiser construir gasodutos para uso próprio poderá fazê-lo, mas deverá incorporá-los “ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização”.

A infraestrutura do segmento, entretanto, é atrofiada no Brasil. Sem um único metro de gasoduto construído desde 2009, este fator limita o desenvolvimento da indústria no país, que conta (além dos 83 quilômetros em construção) com apenas com 9.409 quilômetros de gasoduto concentrados na região litorânea nacional (EPE, 2019). Estudo recente da EPE, o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2019 (PIG 2019) estimou que seriam necessários aproximadamente R\$ 17 bilhões em investimentos para implantação dos projetos em estudo e ampliação da extensão da malha nacional em 20%.

Atualmente, o transporte de gás é realizado por cinco companhias: TAG, TBG, NTS, TSB e GásOcidente. Muitas delas já são heranças de desinvestimentos da própria Petrobrás, que ainda possui participações em algumas das transportadoras. O gráfico abaixo apresenta a participação acionária da Petrobrás (e subsidiárias) nas transportadoras frente à de demais empresas de capital privado. Com o TCC assinado entre a empresa e o Governo Federal, todavia, conforme item 3.2.3, a tendência é que esta configuração mude até 2021.

Gráfico 4 - Participação Acionária da Petrobras nas Transportadoras de Gás Natural

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)



Aumentar as possibilidades de escoamento é um passo fundamental para o desenvolvimento da indústria em terra. Um país com malha de transporte mais vascularizada permitiria alavancar o *Upstream* e reduzir os preços ao consumidor final. Há reiterados casos de empreendimentos no âmbito *onshore* que acabam arquivados pela ausência de infraestrutura adequada ou pelos altos custos do *Midstream*.

Iniciativas do Legislativo para possibilitar a expansão da malha, como o chamado “Brasduto” ou “Dutogás” (PL 10.985/2018), que destina 20% dos *royalties* arrecadados pela União à expansão da infraestrutura podem se colocar como alternativa, mas será preciso criar mecanismos de fiscalização para que o incentivo não se reflita em apenas uma receita fixa às transportadoras, distribuidoras e seus acionistas e traga – de fato – contrapartida.

1.2.3. Tarifa de Distribuição (*Downstream*)

Baseado no estudo supracitado, o preço da tarifa de distribuição corresponde, em média, a 17% do preço ao consumidor final. No Brasil, a distribuição de gás é monopólio das unidades federativas, condição assegurada pelo Artigo 25º, § 2º da Constituição Federal de 1988: “*Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação*”. Nesse aspecto, as companhias estaduais podem ser totalmente estatais, de economia mista ou totalmente privadas (sendo este último o caso do Rio de Janeiro e São Paulo, estados com as maiores concessionárias do país).

Nesse sentido, o segmento de distribuição de gás natural está sujeito às leis e agências reguladoras estaduais. Essa configuração acaba por trazer certa insegurança jurídica ao mercado, visto que as distribuidoras possuem legislações, tarifas e condicionantes próprias. A tabela abaixo foi retirada do estudo *Distribuição de Gás Natural no Brasil*, de 2019, do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (CERI/FGV). Nela é possível perceber as diferentes características de tamanho, consumo e receita de distribuidora.

Para além da questão tarifária, essas características evidenciam alguns problemas. O primeiro deles é que agentes com poucos quilômetros de gasodutos construídos possuem uma receita líquida muito alta: é o caso da distribuidora do Maranhão, por exemplo. A companhia maranhense não possui um quilômetro sequer de gasoduto, apenas quatro clientes e 28,6% da receita líquida da distribuidora do Sergipe, a com terceira menor malha no país (236 km). Em 2017, a empresa gastou R\$ 417 mil com fornecedores (2%), R\$ 664 mil com folha salarial (4%), R\$ 3,169 milhões com impostos a recolher (18%) e dividiu R\$ 13,207 milhões (74%)

entre seus acionistas. Na prática, o baixo percentual investido em infraestrutura frente ao lucro dos acionistas traz questionamentos acerca da eficiência do monopólio garantido por lei.

Tabela 4 - Informações sobre as Concessionárias (ano base 2017)

Distribuidora	Rede de gasodutos (km)	Número de Clientes	Consumo Industrial (%)	Consumo Residencial (%)	Consumo Térmico (%)	Receita Líquida 2017 (R\$ mil)	Lucro Líquido 2017 (R\$ mil)
AL	513	49.979	80,6%	1,7%	-	261.309	27.560
AM	117	98	2,2%	-	91,5%	2.752.810	64.790
BA	949	55.714	55,0%	0,5%	0,3%	1.445.086	169.785
CE	473	14.647	44,3%	0,5%	48,9%	441.070	61.600
DF	0	2	-	-	-	N/A	N/A
ES	452	53.667	65,0%	0,5%	39,2%	720.923	44.893
GO	0	1	-	-	-	N/A	N/A
MA	0	4	-	-	99,3%	34.353	17.610
MG	1.185	42.301	79,3%	0,6%	13,6%	1.400.207	149.271
MS	314	8.305	46,5%	0,2%	-	418.927	15.208
PB	326	18.012	63,2%	1,4%	-	126.934	10.256
PE	792	37.230	56,4%	0,2%	37,5%	955.519	88.222
PR	825	43.938	57,9%	2,6%	0,1%	462.321	65.570
RJ (Naturgy/Ceg)	4.684	940.298	10,3%	2,4%	66,9%	3.831.493	338.847
RJ (Naturgy/Ceg Rio)	1.341	73.825	20,9%	0,2%	71,6%	2.392.411	92.796
RN	416	22.875	46,5%	1,6%	-	151.319	15.786
RS	1.146	50.139	56,4%	0,8%	-	542.105	72.818
SC	1.157	13.492	81,4%	0,2%	-	483.325	- 46.063
SE	236	28.821	56,6%	2,5%	-	119.825	7.119
SP (Comgás)	16.790	1.791.226	79,0%	6,0%	-	5.537.857	640.121
SP (GasBrasiliano)	1.050	22.882	94,4%	0,8%	-	364.662	49.085
SP (Naturgy/GNSPS)	1.789	75.584	93,6%	1,5%	-	554.959	40.039

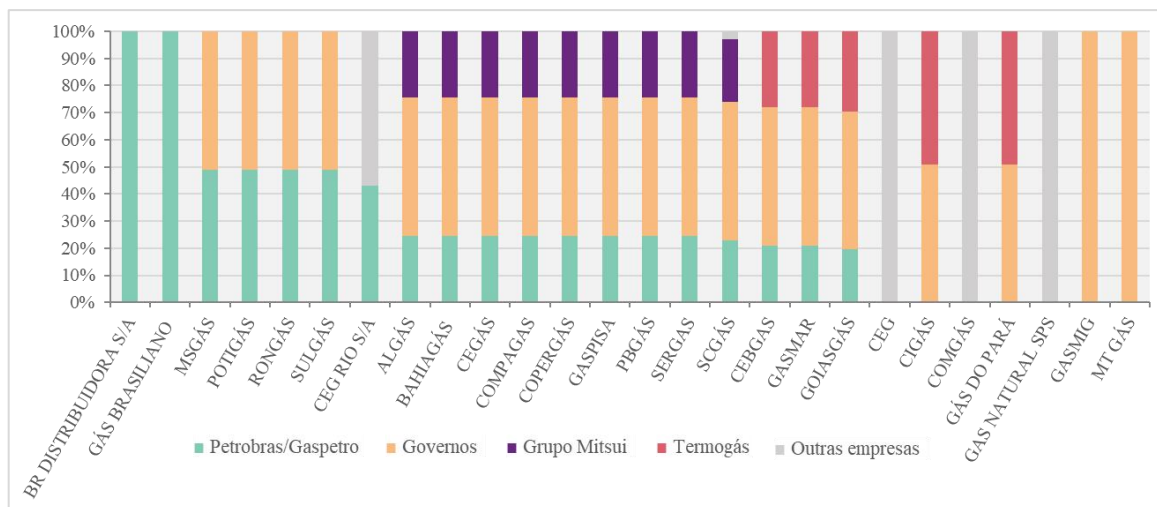
Fonte: Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (CERI/FGV)

No caso das térmicas, por exemplo, o agente que produz para consumo próprio (conhecido como "autoprodutor") é obrigado a construir o duto para seu uso específico e depois aliená-lo para o patrimônio da distribuidora, pagando a ela - inclusive - uma tarifa de operação e manutenção regulada pelas unidades federativas. No Maranhão, estado onde se localiza o objeto do nosso estudo de caso, quarenta metros de gasodutos cedidos geram mais de quarenta milhões por ano à distribuidora.

Essas nuances legais acabam por aumentar os custos do produtor, onerando ainda mais a atividade em terra e afastando potenciais investidores. Nesse sentido, tendo em vista que a maior parcela do consumo de gás no país é fundamentalmente para usos industriais ou térmicos (caso de Amazonas, Maranhão, Bahia e Alagoas, os maiores produtores do insumo em terra) garantir tarifas de distribuição alinhadas às melhores práticas de mercado é um importante avanço para uma indústria *onshore* mais competitiva e replicar a experiência vivida por Santo Antônio dos Lopes nas demais cidades brasileiras.

Gráfico 5 - Participação Acionária de empresas nas Distribuidoras de Gás Natural

Fonte: elaboração própria a partir de dados das próprias distribuidoras



Analogamente ao que foi apresentado para transportadoras, o gráfico acima ilustra a participação acionária da Petrobrás (e subsidiárias) nas distribuidoras nacionais. Neste caso, é importante ressaltar que para além de descentralizar a distribuição da Petrobrás é fundamental evitar a criação de um monopólio privado de distribuição (sinalização importante tendo em vista o caso da *holding* Mitsui, por exemplo, que possui participação em nove unidades federativas (e recentemente adquiriu participações na Gaspetro), ou da Termogás, que possui percentuais em cinco.

Em síntese, prezar por tarifas com critérios uniformes e que respeitem as vocações e desafios de cada unidade federativa e criar mecanismos que incentivem a construção de gasodutos de distribuição por parte de distribuidoras e operadores públicos e privados são opções para atração de novos investimentos. É preciso garantir, sobretudo, que qualquer movimentação no mercado não incorra em monopólios, sejam estes públicos ou privados.

1.2.4. Impostos, Tributos, Contribuições e Outras Obrigações

Fundamentado no estudo supracitado, os impostos, tributos, contribuições e outras obrigações correspondem, em média, a 24% do preço ao consumidor final. Como o regime tributário muitas vezes permite amplo espectro de interpretação, este trabalho não se propõe a discutir a fundo o tema. O objetivo da presente seção, nesse sentido, será abordar – em linhas gerais – o que é definido para cada elo da cadeia produtiva.

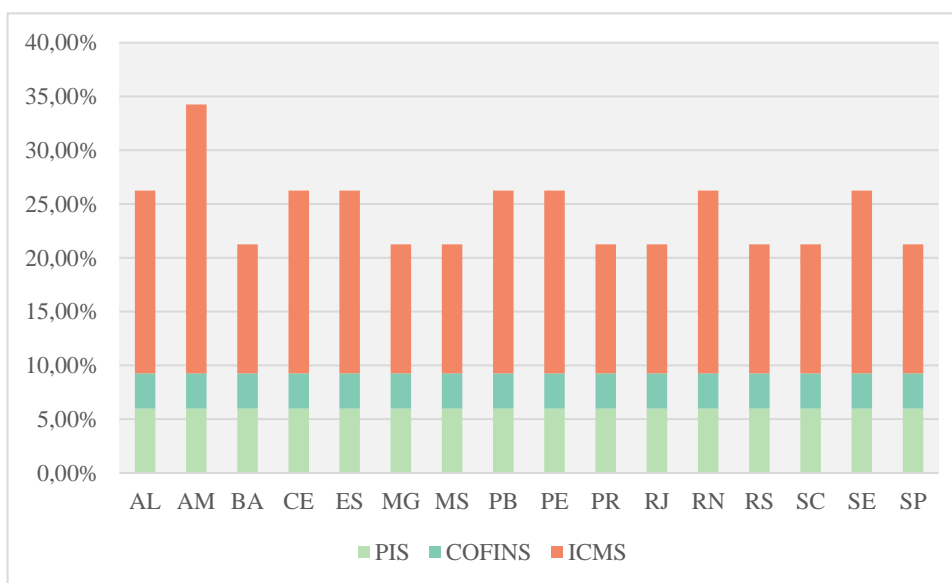
Para melhor compreensão da tributação incidente na cadeia de gás natural, dividamos

todo o ciclo produtivo em três momentos: (i) exploração e produção; (ii) processamento; (iii) transporte e (iv) distribuição. No momento da extração, o operador não tem nenhuma obrigação que não as taxas impostas pela ANP, não havendo qualquer incidência de imposto. Entre as zonas de produção e distribuição, todavia, verificam-se as ocorrências de Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), de competência estadual, e PIS (Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público)/COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), de competência federal.

O gráfico a seguir foi elaborado pela SPG/MME e traz dados sobre cada uma das alíquotas aplicáveis, por unidade federativa, sobre o gás natural. Cabe atentar que enquanto as alíquotas de PIS/COFINS são fixas (e para o gás natural brasileiro correspondem a 6% e 3,25% respectivamente), o ICMS é variável por estado, flutuando – segundo o levantamento realizado – entre 12% e 25%. Cabe salientar que alguns estados têm se movimentado para redução das suas alíquotas de ICMS, caso do Amazonas e – mais recentemente – do Rio de Janeiro.

Gráfico 6 – Incidência de PIS, COFINS e ICMS por Unidade Federativa em 2018

Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME)



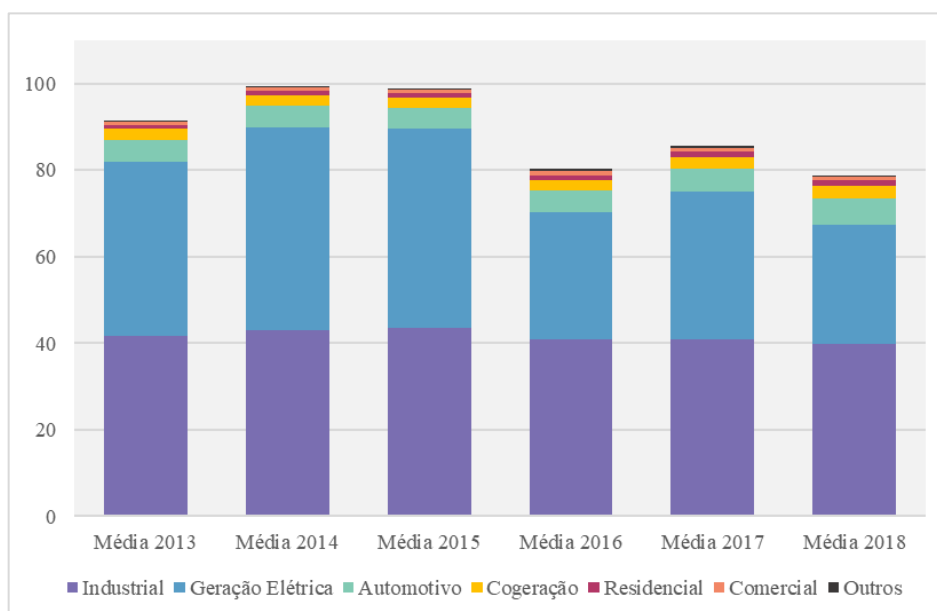
1.3. Monetização do Gás em Santo Antônio dos Lopes: Termelétricidade

Uma vez realizada toda contextualização da indústria nacional, faz-se pertinente entender os meios de monetização da molécula a fim de situar o caso de Santo Antônio dos Lopes a ser exposto no capítulo seguinte.

No Brasil, os segmentos que mais demandam gás natural são o Industrial e de Geração Elétrica (termelétricidade), seguidos – em menor importância – pelo setor veicular. O gráfico abaixo foi elaborado com base no balanço de gás natural disponibilizado pelo Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (ANP). Como a elasticidade de demanda é alta de acordo com cada mês (conforme detalhado no item 1.3), realizou-se a média anual no consumo almejando resultados mais assertivos. Pelo mesmo motivo, o ano de 2019 não entrou na análise, já que a incompletude dos dados até aqui traria distorções.

Gráfico 7 – Demanda de Gás Natural por segmento (MMm³/dia)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)



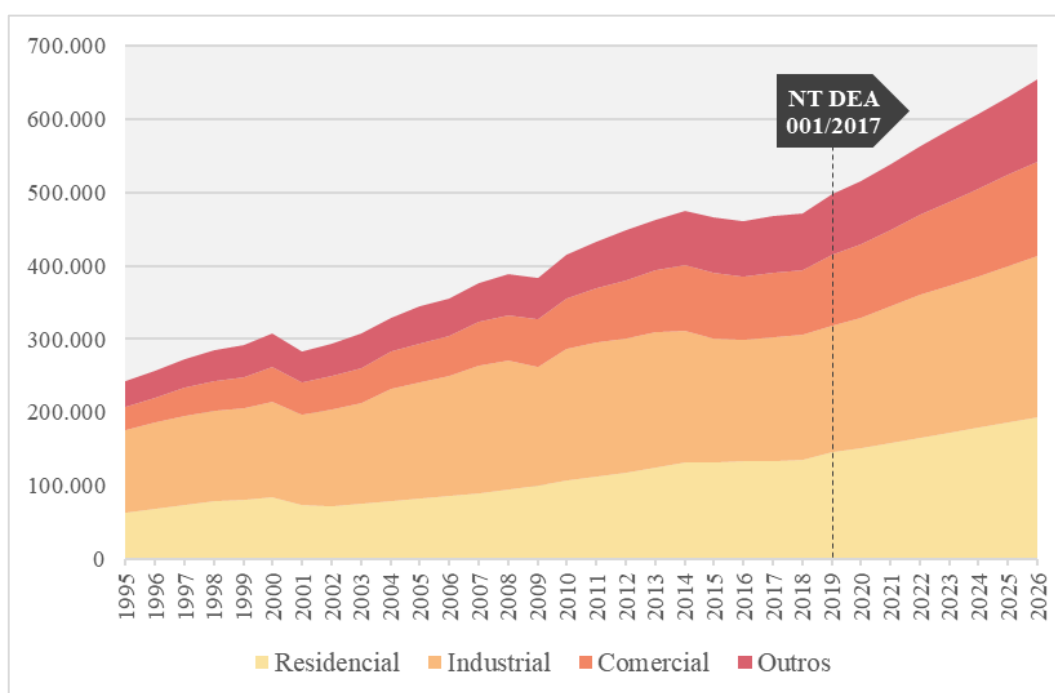
No âmbito deste trabalho estudaremos o segmento cuja monetização é mais expressiva no contexto de Santo Antônio dos Lopes: o setor de geração elétrica. Única operadora no Maranhão, a Eneva S. A. acaba por ditar as características do mercado no estado: 99,3% da demanda do gás é destinada à geração elétrica. O gás natural é monetizado por meio da geração elétrica quando é queimado para converter energia térmica em energia mecânica e energia mecânica em eletricidade, processo conhecido como geração termelétrica.

Segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Brasil possui 165 usinas termelétricas a gás com 13,391 GW de capacidade instalada total, algo correspondente a 7,49% de participação na matriz de geração elétrica brasileira. Ainda que com percentual expressivo, as projeções de panorama futuro para o setor elétrico nacional corroboram para uma necessidade cada vez maior deste tipo de fonte.

Mesmo com um indicativo de retomada econômica moderada e baixo crescimento demográfico, a continuidade de crescimento da demanda por energia requererá o aumento do parque de geração nacional. Estimativas elaboradas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicam um crescimento de 38,47% no consumo de eletricidade brasileira na rede no intervalo fechado entre janeiro de 2019 e dezembro de 2026, com a demanda atingindo 653.934 GWh no país em 2026. Somando a projeção de consumo ao histórico contabilizado entre 1995 e 2018 pela Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos (SEE) da Diretoria de Economia da Energia e Meio-Ambiente (DEA) da própria EPE, é possível gerar o gráfico abaixo:

Gráfico 8 - Tendência de Consumo de Eletricidade na Rede (GWh) por setor

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

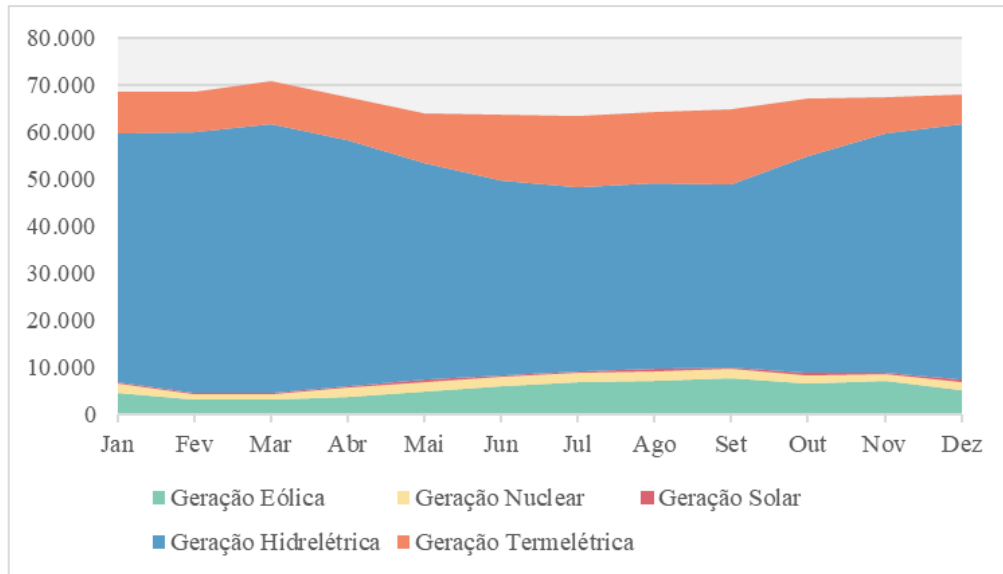


Mais que olhar a projeção de demanda, podemos entender sua composição. Nesta conjuntura, se consultarmos os dados de geração mensal média por fonte disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), depreendemos que as usinas hidrelétricas e usinas termelétricas sustentam o fornecimento ao sistema, sendo seguidas pela geração eólica, geração nuclear e geração solar.

Nesse sentido, para além dos benefícios socioeconômicos trazidos pela produção de gás em terra em Santo Antônio dos Lopes, a viabilização da usina termelétrica na cidade culmina na segurança do sistema energético nacional.

Gráfico 9 – Participação na Geração de Energia Elétrica por Fonte (MWMed) em 2018

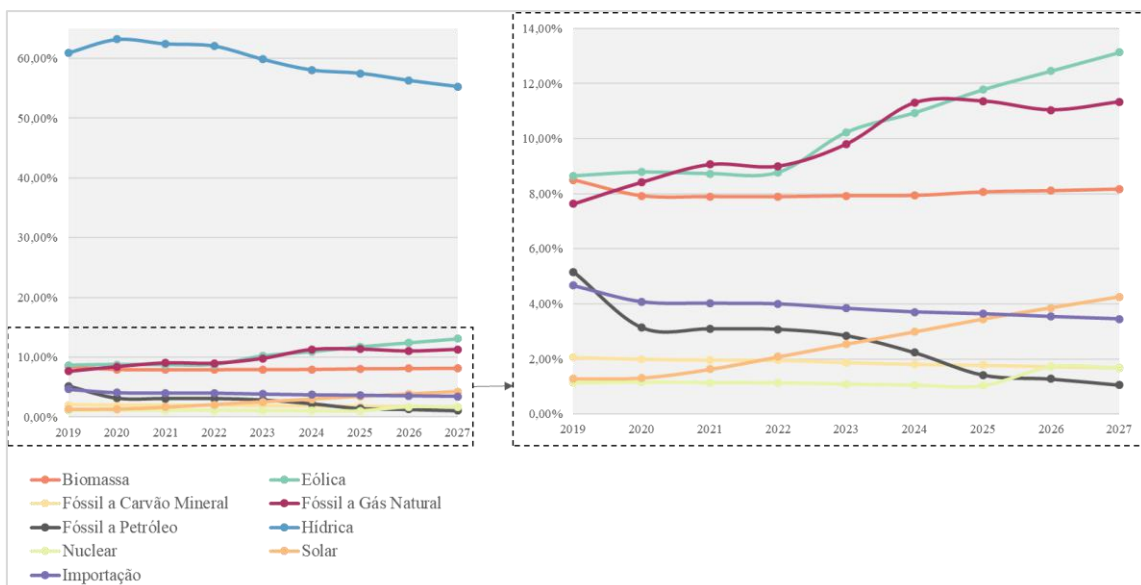
Fonte: elaboração própria a partir de dados do Operador Nacional do Sistema (ONS)



Dito isto, analisando a evolução das fontes de geração de energia elétrica é possível compreender que o setor caminha (salvo grande distorção tecnológica ou alteração na política energética nacional) para a expansão das fontes renováveis acompanhada pela complementação termelétrica. É o que aponta o gráfico abaixo, elaborado a partir de informações da EPE e ANEEL, e traça a tendência na participação da geração elétrica por fonte entre 2019 e 2027.

Gráfico 10 – Tendência da Participação na Geração Elétrica por Fonte (2019-2027)

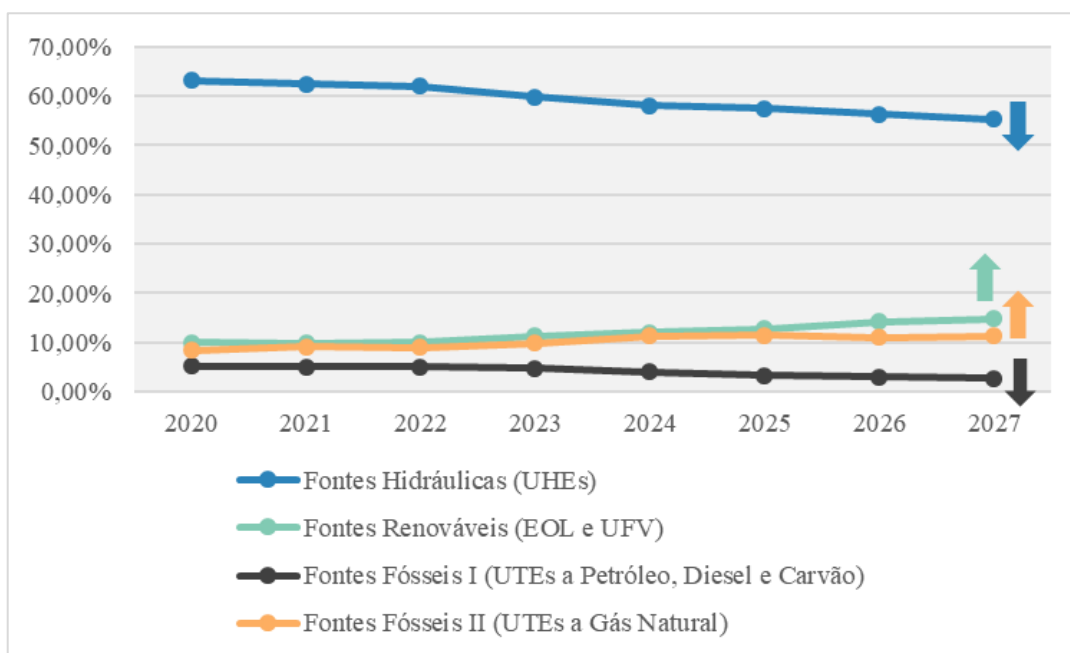
Fonte: elaboração própria a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)



Esta tendência fica ainda mais perceptível se aglutinarmos as fontes de geração em quatro grupos: (i) Fontes Hidráulicas, que inclui não só usinas hidrelétricas (UHE's), mas pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e centrais geradoras hidráulicas (CGH's); (ii) Fontes Renováveis, composto pelas fontes eólica e solar; (iii) Fontes Fósseis I, formado pela geração fóssil a carvão mineral, petróleo e diesel; (iv) Fontes Fósseis II, considerando apenas a geração termelétrica a gás natural. Nesta conjuntura, o recorte agora proposto não engloba as fontes que apresentaram menor variação no gráfico anterior: a eletricidade importada, a geração nuclear e a energia elétrica auferida a partir de biomassa. Este enquadramento evidencia as perspectivas para a matriz de geração elétrica brasileira: a redução da participação hidráulica e da geração a petróleo, diesel e carvão contraposta ao aumento da participação de renováveis (solar e eólica) e da geração termelétrica a gás natural.

Gráfico 11 - Tendência da Participação na Geração de Energia Elétrica por Grupo

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)



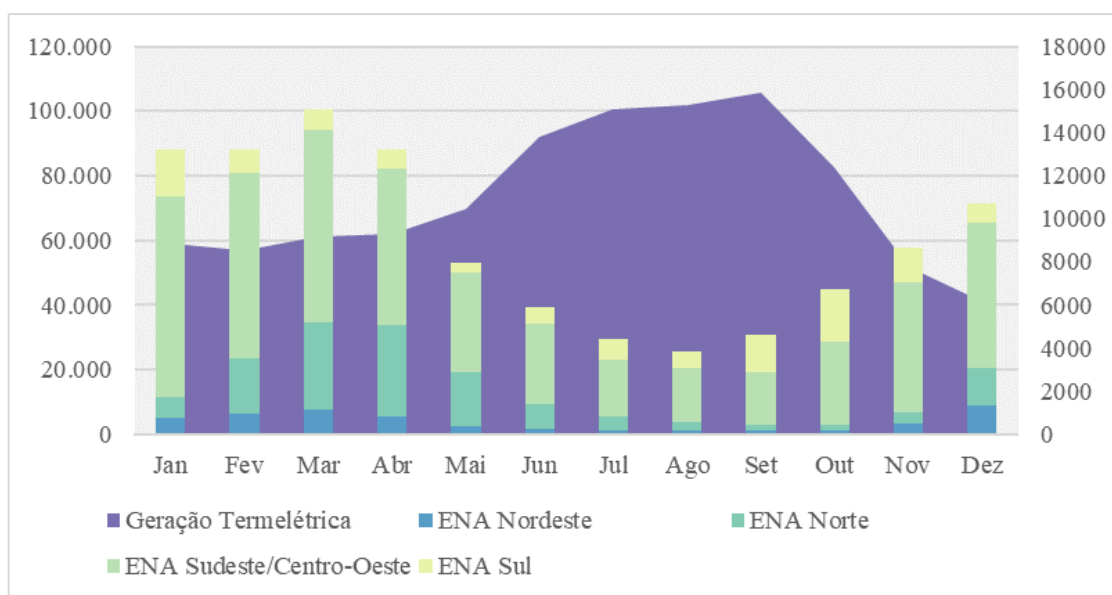
Em síntese, o incontestado potencial solar e eólico brasileiro somado à tendência tecnológica mundial semelhante apontam para a contratação cada vez maior de energias de matriz renovável. Por isso, a fim de evitar a intermitência característica destas fontes devido à variações nas condições de produção (como as inconsistências de incidência de ventos e raios solares, a falta de chuva ou a ausência de uma tecnologia adequada de abastecimento), serão indispensáveis tecnologias de geração responsivas o suficiente para trazer a segurança

necessária ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de forma a não comprometer o suprimento em rede brasileiro. Nessa linha, a flexibilidade operativa das termelétricas somada à baixa elasticidade do seu grau de produtividade conferem uma disponibilidade interessante ao ONS. Uma térmica de partida rápida, por exemplo, pode levar de quarenta a dois minutos para entrar e sair de operação (EPE, 2017). O curto tempo para acionamento e desativação das usinas permite despachar ou interromper a geração de energia quando requisitadas, sendo fundamental para corrigir variações inesperadas na oferta ocasionadas pela sazonalidade das renováveis.

Uma forma interessante de perceber a complementação térmica é contrapondo a energia gerada por termelétricas com Energia Natural Afluyente bruta (ENA bruta) ao longo de um ano. Como nossa matriz é essencialmente sustentada por hidrelétricas, nos momentos de menor precipitação total (e conseqüente redução dos níveis de reservatórios nacionais), a produção de eletricidade a partir de fontes hidráulicas ficaria comprometida. Para evitar essa instabilidade, em épocas mais secas as termelétricas são acionadas a fim de garantir a segurança de abastecimento no sistema. O gráfico abaixo ilustra justamente essa situação: ele compara a geração térmica de eletricidade em 2018 com a a ENA bruta (MWMed), que é basicamente a quantidade de energia elétrica que pode ser gerada para o SIN por meio do nível de água disponível nos reservatórios nacionais. Por ele, depreende-se que os momentos de menor participação hídrica são acompanhados da complementação da geração termelétrica no sistema.

Gráfico 12 – Comparação entre Geração Termelétrica e ENA Bruta em 2018 (MWMed)

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Operador Nacional do Sistema (ONS)



Nesse ínterim, duas características propõem que as usinas a gás natural protagonizarão a complementação termelétrica do SIN: (i) o baixo custo na modalidade e (ii) o nível de emissão de gases de efeito estufa (GEE) competitivo em relação às demais fontes.

Primeiramente, o baixo Custo Variável Único (CVU) da térmica a gás se comparado a projetos de mesma natureza se coloca como mais um incentivo dentro da modalidade. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as operações entre geradores, comercializadores e distribuidoras são formalizadas por meio de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs). Eles almejam diferir a contratação em dois produtos: disponibilidade (para usinas térmicas, eólicas e fotovoltaicas) e quantidade (para usinas hidrelétricas). Para tanto, realizam-se leilões onde o menor custo ao consumidor é o vencedor.

Nesse aspecto, a remuneração às térmicas a gás natural (produto disponibilidade) é composta por uma receita fixa anual, que compensa a geração inflexível das termelétricas, (isto é, a parcela de geração mínima constante destes empreendimentos) e por uma receita variável, medida pelo CVU, que paga a geração flexível das termelétricas quando acionadas pelo ONS para corrigir distorções no abastecimento. Se realizarmos uma comparação entre os CVUs de termelétricas movidas a gás natural, carvão, óleo e diesel, percebemos que a geração a gás é extremamente competitiva frente às demais.

Tabela 5 - CVU Médio (R\$/MWh) das Termelétricas por Subsistema e Combustível

	Subsistema				Média Brasil
	SE e CO	S	NE	N	
Carvão Mineral	N/A	R\$ 219,61	R\$ 137,83	R\$ 138,48	R\$ 165,31
Gás Natural	R\$ 332,62	R\$ 486,20	R\$ 284,75	R\$ 147,86	R\$ 312,86
Óleo	R\$ 706,45	N/A	R\$ 806,34	R\$ 761,05	R\$ 757,95
Diesel	R\$ 1.278,98	R\$ 698,14	R\$ 1.126,39	R\$ 913,06	R\$ 1.004,14

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Informe do Programa Mensal de Operação (IPMO) do Operador Nacional do Sistema (ONS)

A tabela acima foi elaborada a partir das informações divulgadas pelo Informe do Programa Mensal de Operação (IPMO) de agosto de 2019. Elaborado pelo ONS, o documento traz o CVU (R\$/MWh) de cada uma das térmicas registradas no SIN, o que possibilita o cálculo do custo variável único médio por combustível e subsistema. O resultado ratifica a posição do gás como uma das fontes fósseis mais competitivas do país: o CVU médio nacional das termelétricas que geram a partir deste insumo correspondem a 41% do CVU médio nacional das termelétricas que geram a partir deste insumo correspondem a 41% do CVU médio nacional das termelétricas a óleo e 31% do CVU médio nacional das termelétricas a diesel.

É preciso ressaltar, por fim, que o nível de gases de efeito estufa (GEE) emitido por uma

termelétrica a gás é equivalente à termelétrica a petróleo mas extremamente inferior à termelétrica a carvão mineral. Com poder calorífico superior a 9.400 kcal/m³ e uma alta relação hidrogênio/carbono (H/C = 4:1), o gás natural é um hidrocarboneto de queima limpa. A tabela abaixo traz dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) e compara a emissão de CO₂e e a geração termelétrica em GW por combustível fóssil em 2017. Nela é possível perceber que o nível de emissões na geração de eletricidade por gás natural é 61% inferior ao do carvão mineral, por exemplo.

Tabela 6 - Emissão (CO₂e) x GW Gerado (por fonte fóssil em 2017)

	Geração (GW)	Emissão (CO ₂ e)	CO ₂ e/GW
Petróleo	12.056,03	4.357.966,95	361,47612
Gás Natural	52.348,46	19.667.335,92	375,70037
Carvão Mineral	19.065,85	17.324.434,99	908,66313

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Informe do Programa Mensal de Operação (IPMO) do Operador Nacional do Sistema (ONS)

Em síntese, como resultado de suas individualidades as termelétricas serão protagonistas na complementação energética e conferirão garantia de abastecimento nos períodos de menor geração solar e eólica. Nesta conjuntura, por sua eficiência, custo competitivo e menor emissão de gases poluentes, a opção a gás natural – como ocorre em Santo Antônio dos Lopes – coloca-se como a caminho mais provável para essa expansão.

CAPÍTULO II – O CASO DE SANTO ANTÔNIO DOS LOPES

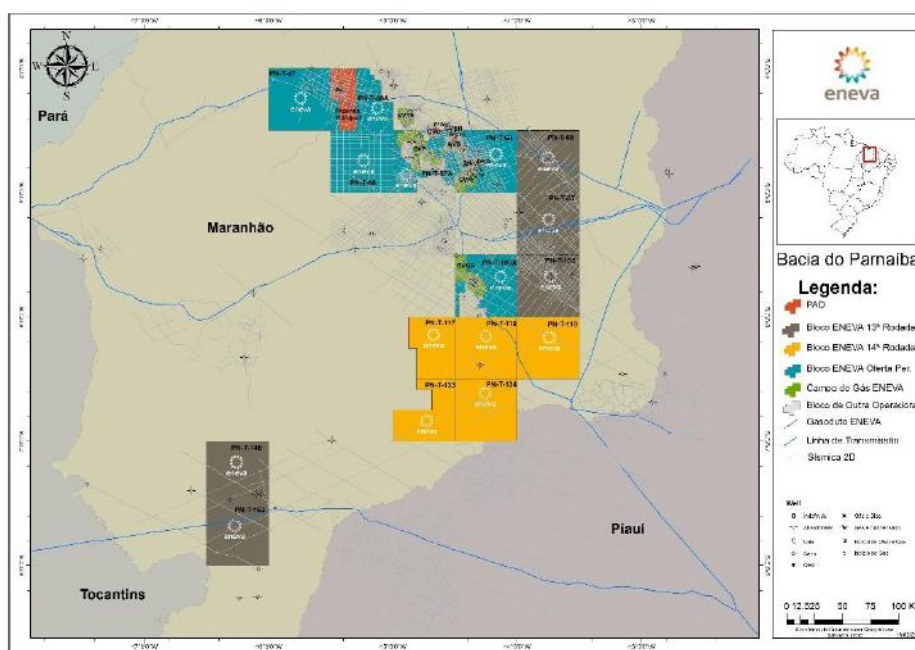
2.1. Breve histórico da Bacia do Parnaíba

Antes de analisar as externalidades da produção de gás natural em terra no município do Santo Antônio dos Lopes, é preciso compreender o contexto econômico local. Para tanto, é pertinente colocar um marco que inflexiona as tendências econômicas da cidade: o início da exploração e produção de gás natural em terra por um operador privado em 2012.

O desenvolvimento do “Parque dos Gaviões” (formado até o momento pelos campos de Gavião Azul, GVA; Gavião Branco, GVB; Gavião Branco Nordeste, GVBN; Gavião Caboclo, GVC; Gavião Carijó, GVCA, Gavião Real, GVR; Gavião Tesoura, GVTE; Gavião Vermelho, GVV e Gavião Preto, GVP; e localizado até o momento nos blocos PN-T-49, PN-T-67, PN-T-68 e PN-T-102-A) pela empresa brasileira Eneva S.A. produziu gás natural em terra na Bacia do Parnaíba em 2012, cerca de setenta anos após seu descobrimento, nos anos 1950. Neste caso, o gás natural produzido pela companhia é monetizado a partir da geração termelétrica (a exemplo do que fora visto no item 1.3) e a eletricidade gerada é fornecida ao Sistema Interligado Nacional, o que a Eneva optou por nomear *reservoir-to-wire* (ou usina em boca de poço).

Figura 2 – Bacia do Parnaíba com destaque para os blocos da Eneva

Fonte: Eneva S.A.



Sete anos depois, em 2019, o estado do Maranhão é o quinto maior produtor de gás natural do país e o segundo maior produtor em terra do combustível. A tabela abaixo acompanha anualmente esta tendência. Ela carrega dados do Informe do Boletim Mensal de Produção de Petróleo e Gás Natural (IPMO), elaborado pela ANP.

Tabela 7 - Evolução da Produção de Gás Natural Terrestre no Maranhão (2012-2019)

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Produção (mil m³)	381	1.419.659	1.968.438	1.565.319	1.926.290	1.617.242	1.410.914	1.170.997

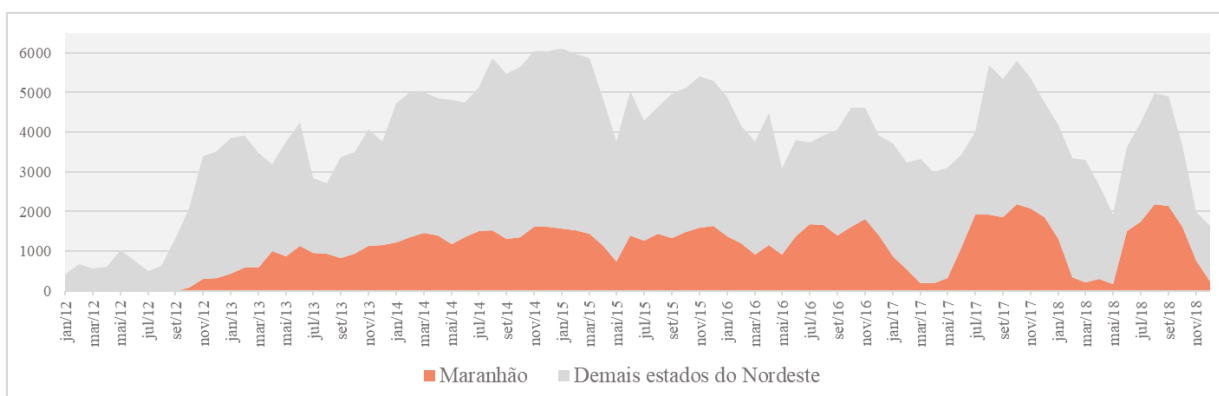
Fonte: elaboração própria a partir de dados do Informe do Programa Mensal de Operação (IPMO)

As atividades da Eneva deixaram para a unidade federativa mais de oito bilhões de reais investidos, cinco campos produtores, mais de 150 poços perfurados e 203 quilômetros de gasodutos construídos. Recentemente, em setembro de 2019, a empresa arrematou seis novos blocos em Oferta Permanente na Bacia do Parnaíba (PN-T-47, PN-T-48A, PN-T-66, PN-T-67A, PN-T-68, PNT-102A), o que é um indicativo de continuidade das atividades na região.

Se nos aprofundarmos no modelo de negócios da empresa e verificarmos a evolução da participação do estado do Maranhão para a geração termelétrica, a evolução é perceptível: a unidade federativa avançou de 0 a 2194 MW médios produzidos entre agosto de 2012 e agosto de 2018. O gráfico abaixo foi elaborado a partir de dados do ONS e correlaciona a geração termelétrica no Nordeste e no Maranhão entre janeiro de 2012 e dezembro de 2018. Nele é possível perceber a trajetória da unidade federativa, que passa a configurar no setor em 2012 e hoje possui relevância regional na produção de eletricidade.

Gráfico 13 – Geração Termelétrica: Maranhão x Nordeste (MWmed)

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Operador Nacional do Sistema (ONS)



Apesar da produção de gás da Eneva em cinco diferentes municípios da região do Médio Mearim, Santo Antônio dos Lopes destaca-se frente aos demais. A cidade concentra cerca de 63% de toda a produção de gás natural da companhia em toda história de operações no estado, seguida por Lima Campos (15%), Capinzal do Norte (9%), Trizidela do Vale (8%) e Pedreiras (5%). Isso se justifica porque as explorações focalizaram-se na cidade até o final de 2016 e início de 2017, quando novos municípios passaram a produzir. O gráfico abaixo foi elaborado a partir de dados de produção disponíveis no site da ANP e ilustra a situação supracitada.

Gráfico 14 – Eneva: Produção de Gás Natural por Município (2012-2019)

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)



Essa tendência acaba por se refletir na distribuição de *royalties* entre as cidades. Santo Antônio dos Lopes recebeu (contabilizando produção até dezembro de 2019 e contando apenas o valor recebido como município produtor) 40,5 milhões de reais, cerca de quatro vezes mais que a segunda maior beneficiária, Lima Campos. Também por este motivo, se faz pertinente analisar o caso da cidade frente às demais.

Tabela 8 – Total Pago em *Royalties* pela Eneva no Maranhão (2012-2019)

Total Pago em <i>Royalties</i>	R\$ 404.412.734,71
Estados (Art 48 II-a, Art.49 II-a) – Maranhão	R\$ 80.882.546,94
Municípios Produtores (Art 48 II-b, Art.49 II-b)	R\$ 68.750.164,90
Capinzal do Norte	R\$ 6.570.065,54
Lima Campos	R\$ 10.797.891,03
Pedreiras	R\$ 3.720.314,17
Santo Antônio dos Lopes	R\$ 40.583.465,23
Trizidela do Vale	R\$ 7.076.629,47
Municípios Afetados (Art.49 II-c, Art.49 II-c)	R\$ 12.132.382,04
Fundo Especial Federal/Estadual (Art.48 II-d, Art.49 II-d)	R\$ 80.882.546,94
Fundo Especial Municipal (Art.48 II-e, Art.49 II-e)	R\$ 80.882.546,94
Fundo Social Federal (Art.48 II-f, Art.49 II-f)	R\$ 80.882.546,94
Total Pago em Participação na Produção	R\$ 40.441.273,47

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Com cerca de 15 mil habitantes (IBGE, 2015), a cidade via sua economia ser pautada na agropecuária, serviços e administração pública até 2012, quando o início das operações de E&P deslocou o eixo econômico para o segmento industrial. A tabela abaixo, elaborada com dados do IBGE, clarifica esta tendência: a Indústria na cidade vai de 5,80% a 88,57% entre 2010 e 2016.

Tabela 9 –Matriz Econômica de Santo Antônio dos Lopes (MA): 2010 x 2016

	2010	2016
Agropecuária	25,44%	1,70%
Indústria	5,80%	88,57%
Serviços	30,24%	4,95%
Administração Pública	38,53%	4,78%
Total	100%	100%

Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

Na prática, a expansão da infraestrutura gerada por investimentos privados e pela compensação de royalties trazem grandes cifras ao município. Adicionalmente, o pagamento de participação na produção feito junto aos proprietários das terras produtivas funciona como transferência de renda à uma região com altíssima propensão marginal à consumir (PMgC). O resultado é um amplo estímulo ao consumo e desenvolvimento da economia local, como será apresentado nos itens a seguir.

2.2. Efeitos da produção de gás natural em terra Santo Antônio dos Lopes

Uma vez apresentado todo o potencial e componentes da indústria, este trabalho se propõe a apresentar as externalidades da produção terrestre de gás natural a partir do estudo de caso da cidade de Santo Antônio dos Lopes, no Maranhão.

Se a cadeia produtiva da exploração e produção em mar já apresenta consequências positivas, a análise de um empreendimento de E&P em terra nos permite inferir um impacto ainda maior: mais que capaz de gerar inúmeras vagas formais, este tipo de atividade engendra um notável potencial de desenvolvimento local. Um cálculo feito pelo Ministério da Fazenda brasileiro, em 2015, aponta que para cada R\$ 1 bilhão investido em exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural o PIB é impactado em R\$ 2,452 bilhões.

Tabela 10 – Impacto do investimento de R\$ 1 bilhão em E&P

Impacto Direto	Impacto Indireto	Efeito Renda	Impacto Total
1.000	1.034	418	2.452

Fonte: Ministério da Fazenda do Brasil (2015)

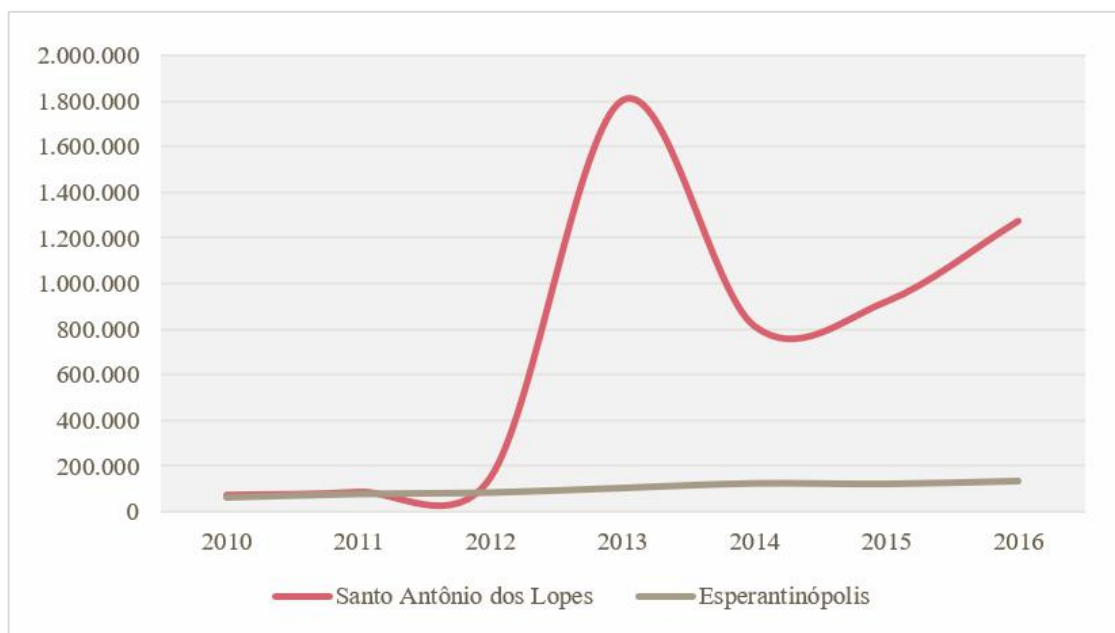
Nesta conjuntura, quando se trata de um município com economia pouco desenvolvida ou marginalizado pelo Estado o efeito das operações são ainda mais agudos. Este é o caso da cidade de Santo Antônio dos Lopes, no Maranhão, conforme apresentado a seguir.

2.2.1. Produto Interno Bruto (PIB)

Se compararmos a série histórica entre 2012 e 2016 do PIB de Santo Antônio dos Lopes à de uma cidade vizinha e com matriz econômica semelhante, o descolamento das curvas de renda gerado pelo desenvolvimento local fica claro. O gráfico abaixo compara os municípios de Santo Antônio dos Lopes (14.253 habitantes) e Esperantinópolis (17.379 habitantes). Ele foi elaborado a partir de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Gráfico 15 – PIB de Santo Antônio dos Lopes x PIB de Esperantinópolis (2010-2016)

Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)



Nele é possível perceber que ambas as cidades possuíam tendências semelhantes de crescimento econômico até 2012, quando se iniciaram as operações de exploração e produção de gás natural terrestre no município de Santo Antônio dos Lopes. A partir deste ano, o PIB do município chegou a doze vezes o valor observado até ali, caracterizando um alavancado

crescimento econômico a partir do capital privado. Para além da importância investida, desde o início da operação (dados até dezembro de 2019) a Eneva pagou ao município pelo menos R\$ 40,5 milhões em *royalties*: a quantia representa a soma de 10% do valor mensal produzido ao longo de todo esse período multiplicado pelo respectivo preço de referência à época da produção, conforme determina o Decreto 2.705/1988, que *define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478 (...) de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural*.

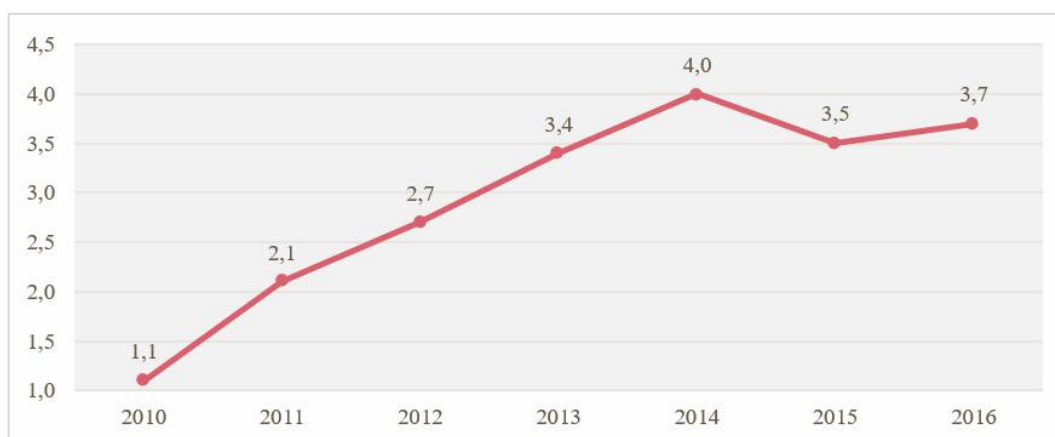
O impacto gerado pela injeção de renda foi diretamente sentido pela cidade, que sentiu as externalidades do período de expansão econômica. Dados do IBGE apontam que entre 2010 e 2016 o número de empresas no município saltou de 82 para 140, o que representa um crescimento de 70,7% em relação ao valor inicial.

2.2.2. Salário Médio Mensal

O desenvolvimento, entretanto, não está restrito ao PIB. O gráfico abaixo foi elaborado a partir de dados do IBGE e mede o salário médio mensal na cidade em salários mínimos. Nele é possível notar que o salário médio mensal no município quadruplicou entre 2010 e 2014. Em 2016, inclusive, o salário médio mensal na cidade de Santo Antônio dos Lopes superou importantes capitais brasileiras e foi maior que o observado na capital do estado, São Luís.

Gráfico 16 – Salário Médio Mensal de Santo Antônio dos Lopes (2010-2016)

Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)



É importante ressaltar, entretanto, que muitas vezes alguns profissionais do corpo técnico do operador se deslocam temporariamente para a cidade onde ocorrem as atividades produtivas. Nesse sentido, como este grupo é normalmente melhor remunerado, é possível que haja distorções nos dados levantados pelo IBGE. De qualquer forma, a abertura de novas vagas

formais na cidade já contribui para o aumento do salário médio mensal entre seus municípios: no caso da própria Eneva, objeto do nosso estudo de caso, 76% dos colaboradores da operação da empresa são maranhenses; destes, 58% são de Santo Antônio dos Lopes ou Dom Pedro, cidade vizinha. (ENEVA, 2019).

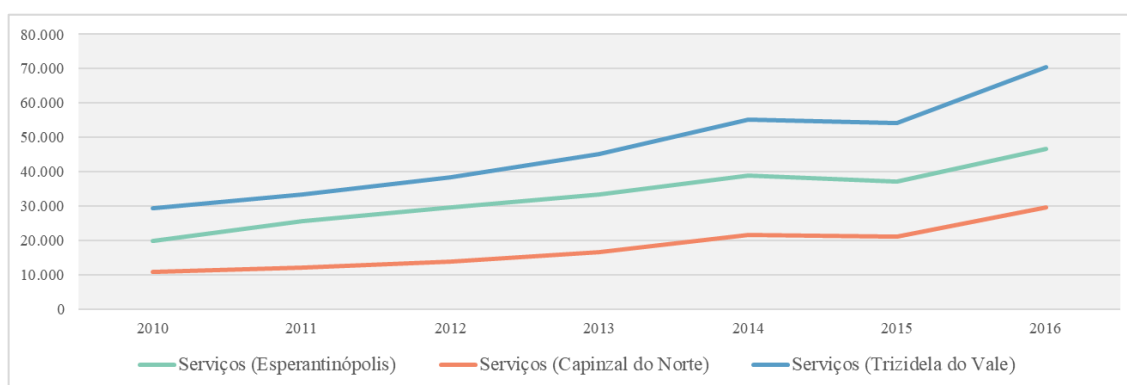
É interessante pontuar que, diferentemente do que ocorre no *offshore*, a legislação (Portaria ANP 143/1998 com base no artigo 52 da Lei 9.478/1997) determina que 1% de todo valor produzido em terra seja pago aos proprietários do imóvel onde se localizam os poços. Só em Santo Antônio dos Lopes, o valor pago aos proprietários até o final de 2019 foi de R\$ 4,05 milhões. Se por um lado essa quantia é mais um mecanismo de introdução de renda na cidade, por outro ela pode ampliar bruscamente a desigualdade de renda entre os municípios.

2.2.3. Impacto nos municípios vizinhos

Para mais do desenvolvimento econômico gerado na cidade onde ocorrem as operações, existem indícios de que a atividade de exploração e produção de gás natural terrestre intensifique a demanda por serviços em municípios vizinhos. O incremento na renda local evidenciado no item 2.2.2 somado à demanda por serviços de hotelaria, alimentação, lavanderia e correlatos dos próprios colaboradores do operador que visitam a cidade para acompanhamento das usinas se colocam como as principais causas desta tendência.

Gráfico 17 – Serviços dos Municípios Vizinhos à Santo Antônio dos Lopes (2010-2016)

Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)



O gráfico acima foi elaborado a partir de dados do IBGE e traz a série histórica do valor adicionado bruto do setor de serviços dos municípios vizinhos à cidade de Santo Antônio dos Lopes (Esperantinópolis/MA, Capinzal do Norte/MA e Trizidela do Vale/MA). Nele é possível perceber uma sensível elevação na demanda por serviços nestas cidades a partir de 2012, o que ilustra o indicativo de que as operações em Santo Antônio dos Lopes e o aumento da renda por ela gerado tenham ampliado a demanda pelos serviços em cidades vizinhas.

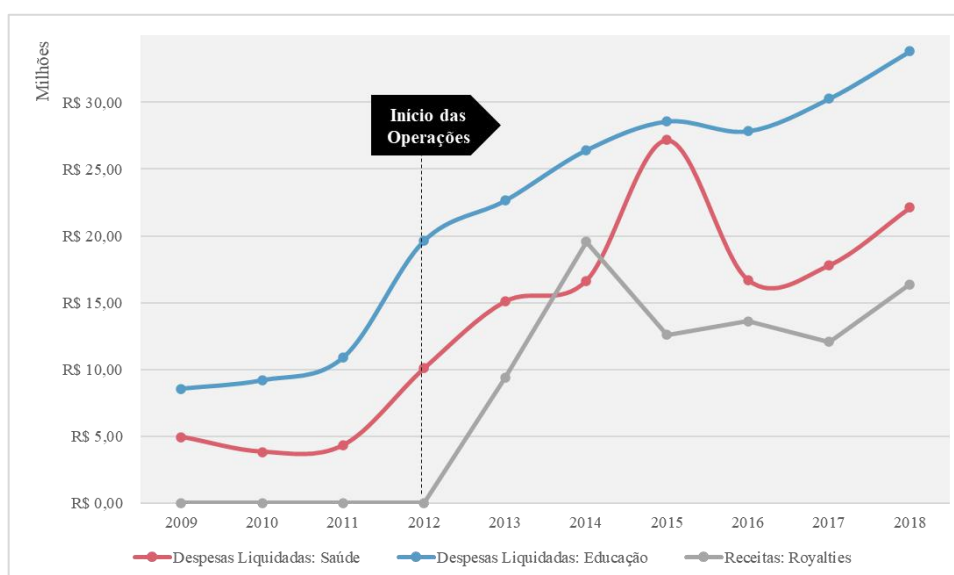
2.2.4. Impacto Orçamentário

Mais que analisar os impactos econômicos naturalmente ocasionados pela geração de empregos e pela conseguinte injeção de renda no município, é preciso estudar se o valor arrecadado em royalties de fato se reverte em melhorias para o bem-estar local.

O gráfico abaixo apresenta a evolução das despesas liquidadas em educação e saúde pela prefeitura local e os royalties arrecadados pelo município entre 2010 e 2018. Nele é possível perceber que há indícios de que o aumento da arrecadação com royalties tenha ampliado os investimentos locais em saúde e educação, ampliando o bem-estar social: o coeficiente de correlação de Pearson (que mede, de 0 a 1, a extensão de uma relação linear entre dois conjuntos de dados) das séries “Saúde” e “Royalties” é de 0,8007, enquanto a correlação das séries “Educação” e “Royalties” é de 0,8624. Assim, enquanto valores próximos a 1, conclui-se que são variáveis que possuem forte tendência de correlação.

Gráfico 18 – Despesas em Saúde e Educação x Receitas em Royalties (2009-2018)

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Sistema de Informações Contábeis e Fiscais do Setor Público Brasileiro (SICONFI)

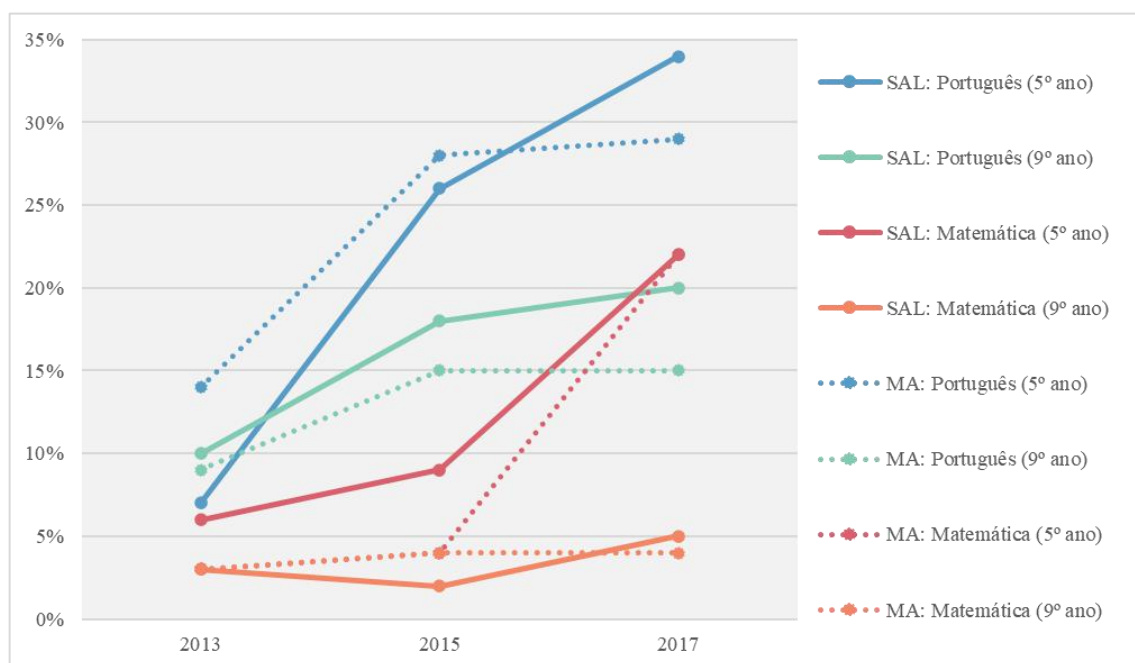


Aqui se faz válido pontuar que como o orçamento do ano seguinte é votado (conforme determinado por lei) no ano anterior, a arrecadação de *royalties* no exercício atual impacta o orçamento no exercício seguinte, o que explica o “atraso” no impacto da arrecadação nas despesas. Outro ponto pertinente é que embora as operações da Eneva tenham começado no final de 2012, o crédito de *royalties* é feito (tal qual determina a ANP) três meses após a produção, o que explica o pagamento apenas em 2013.

Há indicativos de que o aumento no orçamento tenha refletido em melhorias no bem-estar social. O gráfico abaixo ilustra a série histórica do percentual de estudantes com desempenho satisfatório no Índice de Desenvolvimento da Educação Básica (IDEB) por disciplina e série. As linhas com tracejado uniforme dizem respeito às escolas municipais de Santo Antônio dos Lopes. As linhas com tracejado pontilhado referem-se às escolas municipais do estado do Maranhão.

Gráfico 19 – Evolução do Percentual de Estudantes com Desempenho Satisfatório no Índice de Desenvolvimento da Educação Básica (IDEB) por disciplina e série: Escolas Municipais de Santo Antônio dos Lopes x Escolas Municipais do Maranhão

Fonte: elaboração própria a partir de dados do QEdu



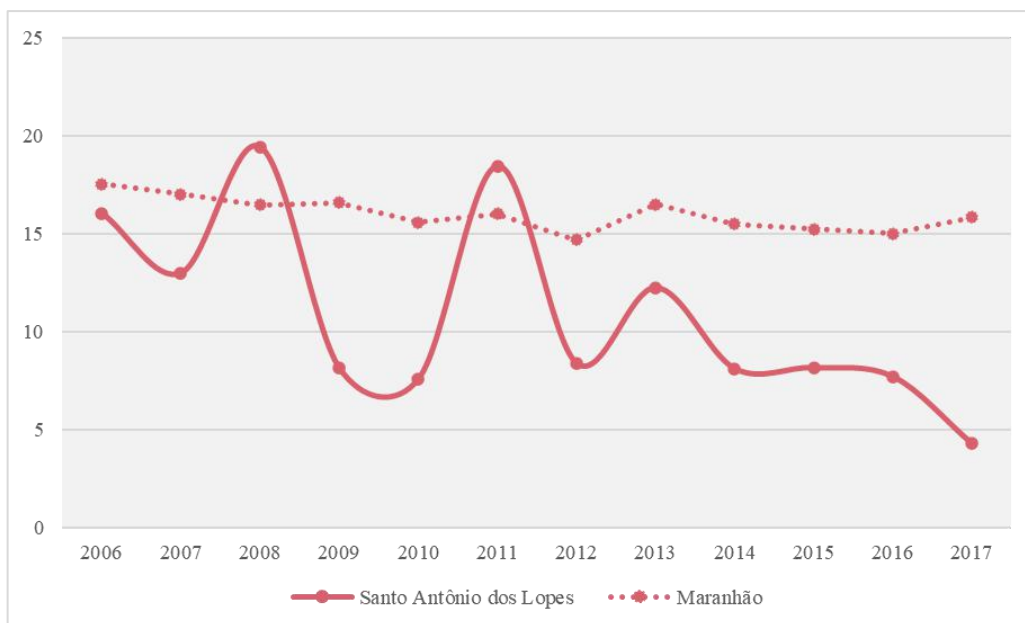
O aumento gerado pelo orçamento em educação (que como apresentado possui correlação com a distribuição de *royalties* proveniente das atividades de produção de gás natural em terra no município) reverberou nos resultados do corpo discente na cidade: entre 2013 a 2017 o município não só elevou seu percentual de estudantes com desempenho satisfatório no IDEB como ultrapassou a média do estado do Maranhão em todas as disciplinas.

No que tange a saúde pública, um bom parâmetro de comparação dentro das atribuições de competência municipal é a taxa de mortalidade infantil (óbitos a cada mil nascidos vivos) na cidade. O gráfico abaixo foi elaborado com base em dados do IBGE e compara a série histórica da mortalidade infantil em Santo Antônio dos Lopes com a mortalidade infantil no Maranhão. A partir dele, é possível perceber que o aumento das despesas em saúde (correlacionada com o aumento das receitas em *royalties*) não só reduziu o número de santo-antonenses natimortos

como também atingiu o menor patamar histórico desde 2017, mesmo diante da tendência de crescimento da mortalidade no estado.

Gráfico 20 – Mortalidade Infantil: Santo Antônio dos Lopes x Maranhão

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)



Evidentemente, se a correlação for de fato uma realidade, isto é, os *royalties* de fato terem causado o aumento nos investimentos em saúde e educação, é necessário pontuar os riscos dessa forma de administração. Atrelar despesas relevantes ao bem-estar local a receitas variáveis como as de *royalties* pode incorrer no endividamento municipal ou em alterações bruscas na qualidade do serviço prestado. Para evitar este tipo de ônus, é aconselhável pensar ou em investimentos que garantam a manutenção destes serviços a longo prazo ou em maneiras de diversificar a matriz econômica do município a partir destes recursos para reduzir a dependência desses recursos. No município de Lima Campos, também no Maranhão, a solução encontrada pelo poder público local foi criar um fundo a partir dos *royalties* e aplicar os rendimentos deste fundo para a realização de políticas públicas.

Outra importante indicação a partir das premissas adotadas é a de que a arrecadação de *royalties* só implicará em melhorias de bem-estar dos munícipes se as receitas forem utilizadas de maneira minimamente eficiente. Nesse sentido, este trabalho não analisa a fundo se os recursos auferidos pela prefeitura santo-antoniense foram aplicados da melhor forma, o que permite inferir que o caso de Santo Antônio dos Lopes (se replicado em outras cidades do Brasil) pode apresentar resultados além ou aquém dos aqui expostos.

CAPÍTULO III – APRIMORAMENTOS REGULATÓRIOS SUGERIDOS PARA REPLICAR A EXPERIÊNCIA

3.1. Estimando a experiência em outras partes do Brasil

Conforme elucidado no capítulo anterior, a produção de gás natural em terra pode se colocar como mais um vetor de desenvolvimento das cidades e estados brasileiros. Apenas operações da Eneva no Maranhão, por exemplo, já trouxeram cerca de R\$ 10 bilhões de investimento privado e aproximadamente R\$ 149,63 milhões em *royalties* para o estado do Maranhão e os municípios produtores.

À exemplo do que foi exposto no Capítulo 1, é sabido que o Brasil possui vasto potencial para exploração de gás natural terrestre e – nesse âmbito – se faz pertinente apresentar os ganhos já projetados para cada unidade federativa com o desenvolvimento dessa indústria. No escopo deste trabalho, citaremos os casos de Bahia, Minas Gerais e Paraná.

O estudo *Exploração e produção de gás natural em terra no estado da Bahia: benefícios econômicos e sociais*, publicado pela Confederação Nacional da Indústria (CNI) em 2015 estimou os ganhos da unidade federativa com o desenvolvimento da indústria. O estado, que atingiu o auge da produção no final da década de 60, ainda conta com poços maduros que – com infraestrutura, mão de obra e conhecimento geológico adequados – podem propiciar um novo ambiente de negócios. Se as Bacias com grande potencial no estado (Recôncavo e Tucano) receberem os investimentos adequados nos próximos 35 anos, a expectativa é de que a produção de gás natural no estado aumente dos atuais 2 milhões para 15,6 milhões de metros cúbicos em 2050 e gere cerca de 1500 empregos, totalizando US\$ 9,1 bilhões de investimento privado e US\$ 7,9 bilhões em impostos arrecadados no período.

Caso análogo ao de Minas Gerais, que também teve o impacto aferido pela CNI no estudo *Exploração e produção de gás natural em terra no estado de Minas Gerais: benefícios econômicos e sociais* (2015). A conjuntura mineira presenciou significativos investimentos na Bacia do Paraná (US\$ 300 milhões) nas 7ª e 9ª rodadas de licitação, o que permitiu o conhecimento geológico da área e a percepção da potencialidade da bacia para exploração não-convencional. O estudo sinaliza que com investimento da ordem de US\$ 12,4 bilhões entre 2017 e 2050 a produção tornaria o estado autossuficiente em 2026, reduziria o preço da molécula em 41% e permitiria US\$ 8,9 bilhões em arrecadação governamental no período.

Algo similar pode acontecer no estado do Paraná, que também engendra potencial para produção de gás natural não-convencional. O estudo *Exploração e produção de gás natural em terra no estado do Paraná: benefícios econômicos e sociais* (CNI, 2015) sinaliza que a realização de investimento na ordem de US\$ 14,4 bilhões ao longo de 35 anos viabilizaria as atividades de E&P no estado, gerando US\$ 10,3 bilhões em participações governamentais no período (entre *royalties* e impostos) e suscitando em cerca de 4.000 vagas formais de emprego (diretas e indiretas).

Os três estados acima, dentre outros casos que podem ser estudados, são exemplos de que o investimento na produção de gás natural em terra é capaz de estimular toda a economia da região por intermédio do efeito multiplicador que esses recursos são capazes de trazer. Nesse sentido, almejar uma regulação eficiente, harmônica e que permita investimentos por parte de operadores privados se coloca como um importante caminho para o desenvolvimento do país por meio da monetização de hidrocarbonetos. Nessa linha, este trabalho se propõe a sugerir os principais aprimoramentos regulatórios necessários para replicar a experiência de Santo Antônio dos Lopes (ou empreendimentos similares) em outras regiões do Brasil.

3.2. Aprimoramentos regulatórios sugeridos para replicar a experiência em outros municípios brasileiros

Atualmente, o segmento de gás natural no Brasil é regido por uma lei, seis resoluções do CNPE, catorze portarias do MME, duas portarias da ANP e catorze resoluções da mesma ANP. Todas elas estão listadas nas páginas finais do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, divulgado pela ANP.

Tal qual elucidado ao longo de todo trabalho, um dos caminhos para desenvolver a indústria nacional de gás natural em terra é conferir competitividade e atrair investimentos para o segmento, historicamente negligenciado frente aos altos retornos da indústria *offshore*. Nesse sentido, o presente item se propõe a elencar alguns dos aprimoramentos no âmbito legal e infralegal que corroborariam com esta necessidade.

3.2.1. Permissão plena da exploração de recursos não-convencionais no Brasil

Conforme já indicado anteriormente, autorizar a exploração de recursos não-convencionais no Brasil é um importante passo para a ampliação da oferta e redução do preço

do gás natural no país. Para além dos benefícios aos consumidores, a criação de uma nova indústria engendra um grande potencial para geração de empregos e renda.

Em junho de 2014, o Ministério Público Federal (MPF) do Paraná suspendeu na Justiça Federal o efeito da licitação dos blocos PAR-T-271, PAR-T-272, PAR-T-284, PAR-T-285, PAR-T-286, PAR-T-297, PAR-T-298, PAR-T-300, PAR-T-308, PAR-T-309 e PAR-T-321, todos localizados na Bacia do Paraná. Reconhecida por seu potencial geológico para exploração não-convencional, as atividades na região estão suspensas até a realização de estudos técnicos que demonstrem a viabilidade, ou não, do uso da técnica do fraturamento hidráulico no Brasil, com prévia regulamentação do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA).

Essa situação gerou um impasse no tocante à liberação da técnica de *fracking* no país, trazendo insegurança jurídica aos operadores e congelando o desenvolvimento deste tipo de atividade no Brasil. Entre atuações via executivo, legislativo e judiciário, em instâncias municipal e estadual, o fato é que a exploração de gás natural não-convencional permanece como uma incógnita à revelia do potencial nacional para este tipo de exploração.

No caso brasileiro, aliás, a produção de gás natural não-convencional já é regulamentada pela ANP, autarquia federal com corpo técnico altamente qualificado no que tange petróleo, gás natural e biocombustíveis. É a Resolução ANP 21/2014, que prevê obrigações ambientais, estudos necessários à aprovação da prática e análise de risco por parte do *player* interessado em desempenhar o *fracking*. De qualquer forma, esta seção se propõe a analisar se de fato o fraturamento hidráulico pode incorrer em riscos ao meio ambiente ou à sociedade civil.

Em primeiro lugar, é importante posicionar o *fracking* no cenário internacional. Tendo em vista um contexto onde a atividade de fraturamento hidráulico é realizada há anos em países como Estados Unidos, China, México, Argentina e Canadá, o atual cenário de proibição no Brasil sinaliza caminhar na contramão de países com legislação e bases econômicas bem definidas. Aqui convém trazer como destaque dois dos relevantes casos de sucesso internacional com a atividade: estadunidense e o argentino.

O advento da exploração de recursos não convencionais nos Estados Unidos impactou a balança comercial de gás natural no país, que deixou de ser importador do energético para exportar o insumo. Os gráficos abaixo foram elaborados a partir de informações da *U.S. Energy Information Administration (EIA)*. O primeiro correlaciona importações e exportações de gás natural no país em TCF (*trillion cubic feet*) entre 1950 e 2018. O segundo apresenta a produção por campo desde 2000. A partir deles, é possível inferir que a tendência da balança comercial de gás no país começa a se inverter em 2007 com o sucesso de produção no campo de Barnett e se consolida a partir de 2010 com a produção nos campos de Marcellus e Haynesville.

Gráfico 21 – Balança Comercial de Gás Natural nos Estados Unidos (1950-2018)

Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)

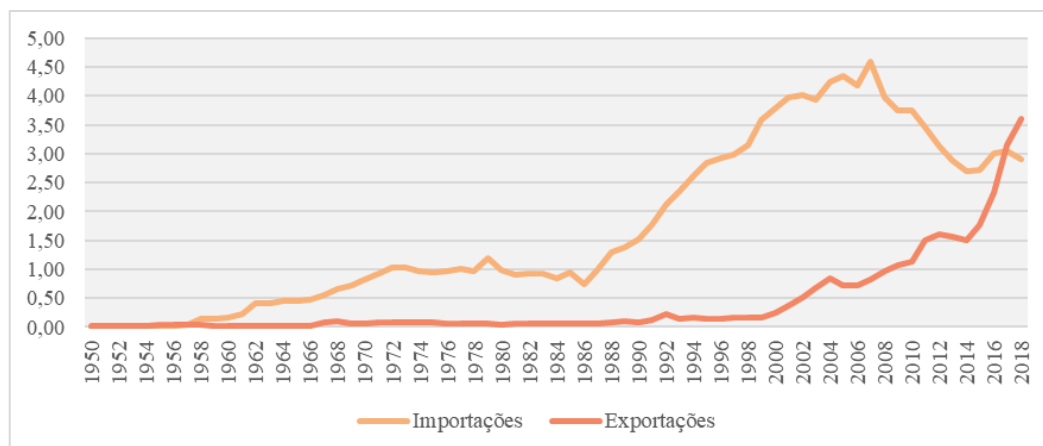
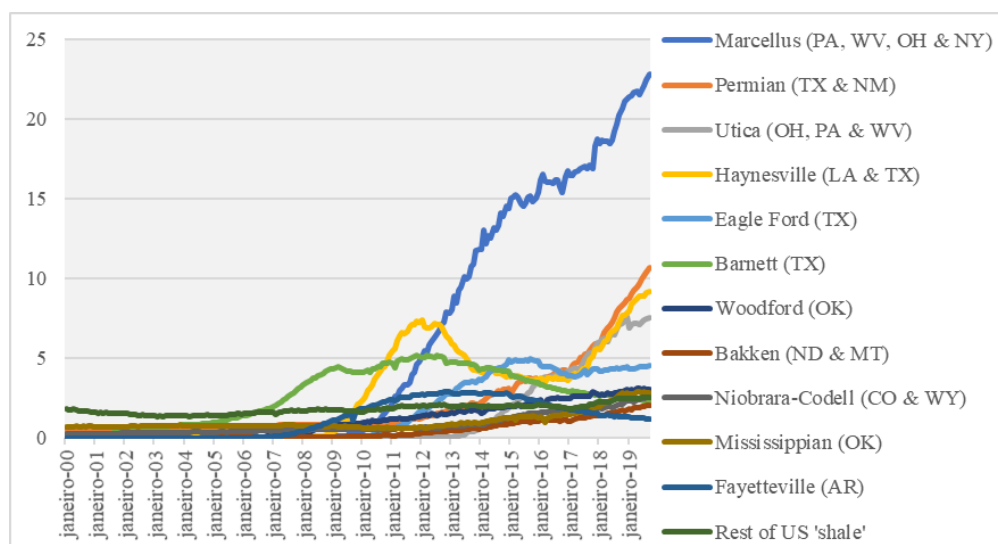


Gráfico 22 – Produção de Shale Gas nos Estados Unidos por campo (2000-2019)

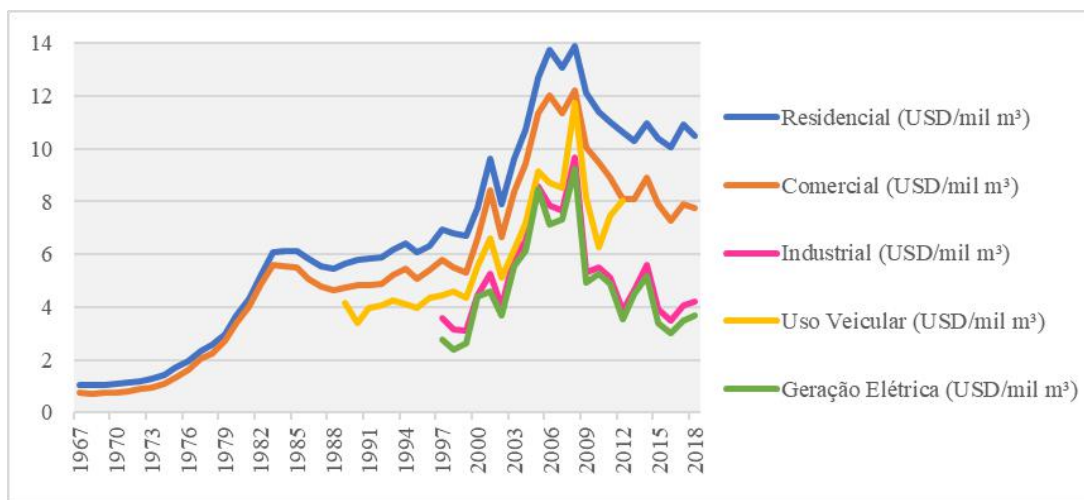
Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)



Mais que ampliar a oferta de gás natural no país, os recursos não convencionais reduziram preços ao consumidor final. Segundo a *World Energy Resources*, os reservatórios não convencionais de *shale gas* demonstraram ser mais econômicos e competitivos do que muitos ativos convencionais nos Estados Unidos, com “*significativos impactos na dinâmica e nos preços*” do mercado de gás natural. (FGV, 2019). O gráfico abaixo foi elaborado a partir de informações da EIA. Como esperado, o início da produção bem-sucedida de *shale gas* reduziu preços do insumo em todos os segmentos do país.

Gráfico 23 – Preço do Gás Natural Estados Unidos por segmento (1967-2018)

Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA)



Além da redução de preços, a atividade é capaz de gerar emprego e renda para a população local: é o caso da Bacia de Neuquén (ARG). Uma das cinco maiores bacias de recursos não-convencionais da Argentina (junto a Noroeste, Chaco-Paraná, Golfo San Jorge e Austral), Neuquén guarda um desenvolvimento econômico e social inquestionável. Com as maiores operadoras de óleo e gás do mundo presentes na província, estima-se que a produção de *shale* e *tight gas* terão gerado de 500 mil empregos e duplicado a produção de gás até 2023.

Apesar do sucesso internacional e do potencial nacional outrora apresentado, a atividade se depara com um impasse para seu desenvolvimento no Brasil. Parte da comunidade ambientalista enxerga na atividade um risco para a conservação dos patrimônios naturais brasileiros. Eles argumentam que a técnica utiliza grande volume de água, apresenta riscos de abalos sísmicos e emprega componentes químicos que podem poluir aquíferos nacionais.

Nesse sentido, é relevante apresentar duas pesquisas que visaram estudar as externalidades da prática ao meio ambiente. Em 2007, na Polônia, e em 2014, nos Estados Unidos, foram realizados dois projetos-teste para desenvolvimento da exploração e produção de gás natural para averiguação dos impactos da atividade: o Projeto *Sheer*, em Wysin, Polônia e o Projeto *MSEEL*, em Morgantown, EUA.

A tabela abaixo foi retirada do estudo “*O Shale Gas à Espreita no Brasil*”, elaborado pela FGV, e resume o resultado inferido por cada uma das pesquisas no tocante aos impactos levantados no relatório da Comissão.

Tabela 11 – Resultado dos projetos Sheer (Polônia) e MSEEL (EUA)

Projeto-Teste	Abalos Sísmicos	Qualidade do Ar	Contaminação Subterrânea
Projeto Sheer 2007 Wysin, Polônia	Ruídos (ocorridos próximo à superfície) e somente durante o fraturamento hidráulico.	A maioria dos poluentes, como material particulado, ozônio, metano e hidrocarbonetos, não tem correlação com a atividade de exploração.	As propriedades da água mantiveram-se quase inalteradas no período da atividade. Os níveis de compostos iônicos só foram excedidos em uma ocasião, com o fluoreto.
Projeto MSEEL 2014 Morgantown, EUA	Ondas de longa duração (LPLD) vinculados a alta pressão de água no local. Nada preocupante foi encontrado relativo à exploração	Identificaram-se concentrações de metano e COVs ao longo dos poços, bem como compostos nitrogenados em níveis não alarmantes e considerados habituais para atividades exploratórias	Nenhuma evidência de contaminação com líquidos de perfuração ou água produzida foi detectada. Cabe destacar que métodos de mitigação de possíveis efeitos foram aplicados desde a construção do projeto

Fonte: Fundação Getúlio Vargas (FGV)

Ambos os testes – desempenhados com as melhores práticas existentes – notabilizaram que todas as frentes de risco do exercício do fraturamento hidráulico podem ser facilmente mitigadas, garantindo uma exploração segura ao operador e à sociedade civil. *A exploração de shale gas é geralmente bem vista na Polônia e tem forte aceitação pela população. (...) a sociedade polonesa nunca impediu o desenvolvimento do setor – até entre aqueles que moravam em áreas com maior atividade de shale, a aceitação era de mais de 75% desde que os riscos de saúde e ambientais fossem adequadamente abordados* (GODZIMIRSKI, 2016).

Conclusivamente, sendo os riscos ambientais da técnica de fraturamento hidráulico amplamente conhecidos e seu potencial de desenvolvimento inegável, o Brasil precisa aprofundar o debate acerca da autorização do *fracking* no país. Uma boa alternativa para estudo focalizado da prática é a perfuração de um projeto piloto de poço transparente, à guisa de experiências internacionais, para uma análise aprofundada do potencial brasileiro para desenvolvimento de recursos de baixa permeabilidade.

À luz do que ocorrera nos Estados Unidos, a ampla produção de hidrocarbonetos não-convencionais no Brasil pode ampliar a oferta de gás natural terrestre, reduzir o preço ao consumidor final e gerar milhares de vagas formais e investimento em infraestrutura.

3.2.2. Aprimoramentos no segmento de transporte

Regulado pela União, o segmento de transporte acumulou avanços recentes nos âmbitos legal e infralegal, gerando atratividade para a indústria ao se focalizar fundamentalmente em mecanismos de ampliação da malha nacional. Por isso, este trabalho abordará somente sobre a importância da instituição do modelo de “entradas e saídas” em detrimento do modelo de contratação “ponto a ponto” para auferir novos investimentos para a indústria nacional.

Apesar de integrada, a contratação de volumes de gás pela malha de transporte nacional é realizada “ponto a ponto”, isto é, a cobrança tarifária se dá de forma distinta em cada duto contratado. Na prática, se fosse necessário levar gás de Porto Alegre (RS) à Fortaleza (CE), por exemplo, o contratante teria que pagar tarifas diferenciadas à TBG, NTS e NTN, conforme ilustra a figura abaixo, gerando empilhamento das tarifas e encarecendo o transporte do insumo.

Figura 3 – Infraestrutura de transporte no Brasil por operador

Fonte: elaboração própria



Em 17 de dezembro de 2018, todavia, o Governo Federal publicou o Decreto 9.616, que instituiu o modelo de “entrada e saída” no país. Neste tipo de organização, o transporte de gás natural no país é visto de forma integrada, de forma que os agentes contratam apenas a entrada e a saída do insumo no sistema. Além de reduzir custos tarifários de transporte e atrair novos *players* ao mercado nacional, ampliando a competitividade, a modelagem dinamiza a comercialização do insumo no Brasil. Por isso, é plausível colocar a transição do modelo

“ponto-a-ponto” para o modelo de “entrada e saída” como uma vitória recente para a competitividade da indústria brasileira. Com maior vascularização de gasodutos de transporte, é plausível imaginar um maior desenvolvimento da indústria de gás natural em terra, que poderá escoar a produção com maior facilidade e ampliar seu mercado consumidor.

3.2.3. Aprimoramentos no segmento de distribuição

No âmbito da produção de gás natural em terra, esse trabalho destacará dois principais aprimoramentos: (i) participação ativa das agências reguladoras na formulação de tarifas e (ii) uniformização das regras e condições de mercado de cada distribuidora (com enfoque para o volume mínimo autorizado para enquadramento como consumidor livre, autoprodutor e autoimportador).

Embora garantido pela Constituição Federal em seu Artigo 25º, § 2º (“*Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação*”), o modelo de monopólio dos estados na distribuição tem se mostrado pouco eficiente. Assim como apresentado no item 1.2.3. deste trabalho, em muitas unidades federativas a formulação tarifária não se adequa às melhores práticas de mercado, o que incorre na baixa atratividade de investimentos e por conseguinte no baixo desenvolvimento da indústria. Nesse sentido, prezar pela formulação de tarifas por parte das agências reguladoras estaduais se apresenta como um importante meio de garantir critérios técnicos para a remuneração da infraestrutura existente em cada unidade federativa.

Outro importante ponto é a uniformização das regras e condições de mercado de cada distribuidora (atinentes, naturalmente, às individualidades geográficas dos estados). Instituir um modelo homogêneo não só confere segurança jurídica ao investidor, ponto fundamental em uma indústria que requer aportes de longo prazo, como amplia as receitas das distribuidoras, que atingiriam novos clientes com o aumento da oferta. Nesse contexto, se faz pertinente ressaltar o caso do volume mínimo autorizado para enquadramento como consumidor livre, autoprodutor e autoimportador.

Apesar do monopólio garantido, há consumidores que não compram o gás da distribuidora local: os ditos consumidores livres. Este tipo de consumidor pode receber o insumo de produtores, importadores ou comercializadores ou até mesmo produzir e importar seu próprio gás (estes últimos são chamados autoprodutores ou autoimportadores). Consumidores livres normalmente são grandes indústrias ou usinas termelétricas que

consomem muito gás e necessitam de condições diferenciadas para desenvolverem seus negócios. Definir os limites para enquadramento como consumidor livre, todavia, é também incumbência da legislação estadual onde ele estiver locado. Entretanto, as unidades federativas têm atribuído regras totalmente diferentes para habilitar um consumidor como livre, o que pelos mesmos motivos citados no parágrafo anterior dificulta o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil.

A tabela abaixo foi elaborada pelo Centro de Estudos de Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (CERI/FGV) e evidencia o distanciamento das normas de acordo com as unidades federativas analisadas. Se por um lado existem estados que requerem consumo mínimo de 10.000 m³/dia para enquadramento como consumidor livre, como São Paulo, Santa Catarina e Minas Gerais, outros chegam a até um milhão de metros cúbicos, caso de Mato Grosso.

Tabela 12 – Consumo mínimo requerido por ponto de entrega (m³/dia) para enquadramento como consumidor livre

UF	Consumo Livre Mínimo Requerido por ponto de entrega (m³/dia)
MT	1.000.000 m ³ /dia
AM	500.000 m ³ /dia
MA	500.000 m ³ /dia
MS	500.000 m ³ /dia
PE	500.000 m ³ /dia
PR	500.000 m ³ /dia
SE	80.000 m ³ /dia
RJ	25.000 m ³ /dia
ES	25.000 m ³ /dia
MG	10.000 m ³ /dia
SC	10.000 m ³ /dia
SP	10.000 m ³ /dia

Fonte: Fundação Getúlio Vargas (FGV)

O alto valor requerido para enquadramento como consumidor livre, nesse contexto, culmina em condições de mercado hostis ao desenvolvimento de grandes indústrias ou de usinas geradoras termelétricas, que frente ao alto custo tarifário das distribuidoras estaduais veem inviabilizados seus empreendimentos. Nesse contexto, muitos estados já tem percebido que a atração de novos investimentos é dependente da revisão das regras não só do consumo mínimo

requerido para enquadramento como consumidor livre, mas de todo aparato regulatório de distribuição estadual.

O estudo “Distribuição de Gás Natural do Brasil”, do mesmo CERI/FGV, traçou três cenários futuros para o mercado de distribuição de gás no país (*Business as Usual*, Moderado e Acelerado) e estipulou quais seriam seus impactos futuros na economia setorial. O cenário Acelerado (onde há a chamada “abertura do mercado de gás” e há competição e migração para o mercado livre) considera que um aparato regulatório alinhado com as melhores práticas de mercado traria, dentre outros pontos, (i) taxas de crescimento médio anual de 9,0% na extensão da rede de distribuidoras; (ii) taxa de crescimento médio anual de 7,0% no volume industrial de gás nas redes das distribuidoras; (iii) taxa de decrescimento médio de 2,2% ao ano no preço do gás natural; (iv) taxa de crescimento médio de arrecadação de ICMS em 2,7% ao ano; e (v) expectativa de impacto no PIB de 0,4% ao ano.

Por isso, almejar tarifas de distribuição mais justas ou reduzir o Consumo Mínimo Requerido para enquadramento como consumidor livre é um importante passo para a replicação de empreendimentos termelétricos a gás como o de Santo Antônio dos Lopes, no Maranhão.

3.2.4. Aprimoramentos tributários

Em um contexto fiscal delicado de muitas unidades federativas, a proposição de quaisquer avanços na esfera tributária deve ser analisada com parcimônia. De todo modo, as diferentes alíquotas e bases de cálculo do ICMS ainda se colocam como o entrave à novos investimentos na produção de gás em terra no país.

Nessa conjuntura, construir uma política de Estado que se focalize em alíquotas máximas de ICMS para a indústria de gás natural em terra pode ser um importante avanço para trazer segurança jurídica ao ambiente de negócios sem afetar bruscamente a política tributária dos governos eleitos. Para unidades federativas que visarem uma postura mais agressiva na atração de investimentos, inclusive, se faz pertinente a adoção de diferimentos no imposto para empreendimentos termelétricos, discussão já iniciada no Rio de Janeiro, por exemplo.

Além disso, a manutenção do REPETRO (regime fiscal aduaneiro especial que suspende a cobrança de tributos federais na importação de equipamentos para o setor de petróleo e gás) se coloca como mais um mecanismo de atratividade, de forma que postergar e aperfeiçoar a iniciativa no âmbito onshore é um importante passo para o desenvolvimento da indústria nacional de gás natural em terra.

3.2.5. Promoção de programas de incentivo à participação da indústria

Em face do potencial da produção de gás natural em terra nacional e de todo o desenvolvimento que a atividade pode gerar ao Brasil, iniciativas governamentais têm organizado rodadas de consulta pública nos últimos anos para debaterem aprimoramentos à indústria de gás natural terrestre. Entre todas as ações, destacam-se fundamentalmente (i) o Programa Gás Para Crescer; (ii) o REATE 2017 (que caminha para sua segunda edição em 2020) e (iii) o Novo Mercado de Gás.

Pioneiro para o setor no Brasil, em junho de 2016 o Governo Federal lançou o programa “Gás Para Crescer”. Almejando redução da participação da Petrobras nos ativos do segmento e objetivando formular propostas para alavancar o setor, seu relatório final dividiu-se em três grandes grupos de mudanças propostas: (i) “Novo Desenho do Mercado de Gás Natural”, (ii) “Aperfeiçoamento das Regras Tributárias” e (iii) “Integração Setores Elétrico e Gás Natural”. O primeiro eixo concentrou-se, sobretudo, em ações nos elos de transporte, comercialização, distribuição, escoamento, processamento e estocagem. O segundo focou em propor novas regras tributárias e aduaneiras para o gás. O terceiro atentou-se para mudanças no âmbito infralegal para reduzir entraves à geração termelétrica nacional a partir do gás natural.

Embora o programa tenha sido dianteiro nas discussões do governo para fortalecer a indústria, ele não incorreu em resultados tangíveis para o setor. De todo modo, posicionar o debate sobre o gás natural em destaque nacional foi fundamental para aprofundar as discussões, amadurecer decisões e organizar os pleitos dos *players* junto à esfera federal.

Logo no início de 2017, o Governo Federal anunciou o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE). Totalmente focado na produção em terra, o programa possuía os objetivos estratégicos de (i) revitalizar as atividades de E&P em áreas terrestres no território nacional, (ii) estimular o desenvolvimento local e regional e (iii) aumentar a competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional.

Nessa linha, em setembro de 2017 a União publicou o relatório resultante da iniciativa. O documento se dividia em Políticas Governamentais (oferta de áreas, conteúdo local, participações governamentais, tributos, marco legal e regulatório, financiamento de E&P terrestre e recursos petrolíferos de baixa permeabilidade); Regulação (gestão regulatória de áreas terrestres, garantias de compromissos contratuais, participações governamentais, prorrogação da fase de exploração, adequação regulatória e simplificação contratual, acesso ao banco de dados de E&P e recursos de pesquisa, desenvolvimento e inovação); e Infraestrutura

e Comercialização (comercialização e consumo interno, adequação do modelo *reservoir-to-wire*, uso do gás natural na geração distribuída e escoamento e tratamento.

A exemplo do que ocorrera com o Gás Para Crescer, o REATE foi um importante norte para as ações de curto, médio e longo prazo do governo no âmbito legal e infralegal. Decorrência de grupos de trabalho formados entre agências reguladoras, poder público e agentes de diferentes elos da cadeia de gás, o documento maturou os pleitos dos produtores de gás natural terrestre no país e implicou em mudanças futuras na regulamentação setorial.

A experiência bem-sucedida levou à replicação da iniciativa: em agosto de 2019, o Governo Federal anunciou o REATE 2020 com o intuito de *“fomentar a exploração e a produção de petróleo e gás natural em terra, com vistas a propiciar o desenvolvimento regional e estimular a competitividade nacional”*. A manutenção deste programa, em especial, é de suma importância para exposição dos pleitos da indústria de gás natural terrestre.

Em terceiro lugar e oficialmente apresentado em julho de 2019, o Novo Mercado de Gás é uma iniciativa do Governo Federal que objetiva *“um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, visando a retomada do crescimento econômico e do desenvolvimento regional, que vai promover uma verdadeira revolução energética e industrial no setor”* (MME, 2019). A expectativa é que os avanços ocorram no âmbito legal e infralegal até 2023.

Muito semelhante às iniciativas anteriores, o programa se baseia na recente Resolução 16/2019 do CNPE, que *“estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, e dá outras providências”*. O documento congrega os princípios para a transição a um mercado concorrencial de gás natural e propõe as diretrizes desta transição.

Alinhada à práticas que contribuem para a transição do setor de gás natural de uma estrutura de monopólio à maior concorrência em todos os segmentos, a Resolução apresenta um indicativo a mais de valorização da indústria *onshore*: o artigo 7º do texto recomenda que *“o Ministério de Minas e Energia, em articulação com os órgãos responsáveis pela regulação e licenciamento ambiental, elabore subsídios técnicos para fomentar a exploração e produção de gás natural em terra”*.

Na prática, as mudanças propostas estão tramitando em duas frentes: tanto via Legislativo, por meio da “Nova Lei do Gás” (PL 6.407/2013), como via Executivo, por meio do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado e diálogo com as unidades federativas.

Apresentado em 2013, o PL 6.407/2013 teve substitutivos apresentados em dezembro de 2017, novembro de 2018 e março, abril e setembro de 2019. Como se trata de um projeto de lei ainda aberto a emendas, este trabalho tratará da última versão de substitutivo apresentada.

Por um lado, o texto traz avanços importantes, como a previsão de acesso aos gasodutos de transporte e escoamento e demais instalações; constituição de regime de outorga para transporte e estocagem – além de importação, exportação, liquefação, regaseificação, processamento e comercialização; veto à escolha de membros do conselho e ao acesso a informações comercialmente sensíveis de transportadoras e distribuidoras; e condução dos processos seletivos para ampliação da infraestrutura pela ANP. Por outro, ele ainda não aborda pontos fundamentais para a abertura plena do mercado, como criação da figura do Operador Independente de Gás, promoção da liberalização do mercado de distribuição de gás natural e execução de programas de venda obrigatória/*gas release*.

Por meio do Executivo estipula-se a criação de dois Programas que correlacionam equacionamento das dívidas dos estados junto à União com melhorias na competitividade do mercado de gás: o Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE). A iniciativa trata-se da possibilidade de transferência de recursos de participações governamentais de petróleo e gás que hoje são de titularidade da União aos estados. Desses recursos, parte seria redistribuída com base em indicadores relativos à melhorias na regulação estadual de gás natural. Nesse sentido, será criado um ranking pela EPE em que as unidades federativas com melhores indicadores receberão mais; as com piores, menos. Entre as medidas estão (i) a modernização de práticas regulatórias, (ii) o fortalecimento das agências estaduais, (iii) privatização da distribuidora e (iv) adesão ao SINIEF nº 03/2018.

Ao contribuir para maior competitividade no setor de gás natural, o Novo Mercado de Gás se coloca como um robusto programa para a abertura do mercado e menores preços pro consumidor final. Diante da delicada situação fiscal de muitas unidades federativas ao largo do Brasil, é razoável imaginar que muitos governos estaduais aderirão à iniciativa.

CAPÍTULO IV – CONCLUSÃO

Se por um lado os números da produção de petróleo em mar brasileiro são atrativos quantitativa e qualitativamente, por outro sua importância não pode negligenciar o crescimento de novas frentes na indústria nacional de hidrocarbonetos, como a produção de gás natural em terra. Nesse contexto, o caso de Santo Antônio dos Lopes, no Maranhão, coloca-se como uma experiência bem-sucedida ao aliar a produção de gás ao desenvolvimento socioeconômico de uma área marginalizada pelo Estado.

Mais que ampliar o Produto Interno Bruto local, aumentar o salário médio por meio da criação de vagas formais e dinamizar a economia dos municípios vizinhos, há indícios de que o pagamento de *royalties* gerado com as atividades exploratórias do insumo tenha melhorado sensivelmente os índices municipais de educação e saúde.

Perante um país com reservas suficientes para replicação da experiência em outras áreas semelhantes, é preciso criar condições de mercado capazes de atrair investimentos privados para a exploração das bacias terrestres brasileiras. Tendo em vista que a indústria nacional de gás natural ainda é considerada recente, é preciso desenvolver um aparato regulatório e legislativo alinhado com as melhores práticas internacionais, garantindo segurança institucional e jurídica para o desenvolvimento das atividades a nível nacional, ampliando a competitividade e reduzindo preços ao consumidor final.

Embora o poder público tenha trabalhado nos últimos anos para a prosperidade da indústria de gás natural brasileira com iniciativas como o Gás Para Crescer, o REATE ou o Novo Mercado de Gás, ainda existe espaço para avanços no campo regulatório e legal para possibilitar o progresso da atividade. Por isso, é preciso instituir direcionamentos que reduzam o poder de mercado da Petrobras, corrijam distorções de tarifa no monopólio das distribuidoras e ampliem a oferta do insumo, como a autorização de produção não-convencional.

O pleno avanço social e econômico se dá também valorizando as vocações naturais de uma nação. Nesse âmbito, o equilíbrio entre os interesses público e privado em prol de um ambiente de negócios moderno e eficiente representa o caminho para um Brasil mais desenvolvido e menos desigual.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, Edmar Fagundes de; COLOMER, Marcelo. **Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos**. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2013. ISBN 978-85-61325-82-4.

PINTO JUNIOR, Hélder Queiroz *et al.* **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. 2. ed. atual. e aum. Rio de Janeiro: Elsevier Editora, 2016. ISBN 978-85-325-8460-7.

AMUI, Sandoval. **Petróleo e Gás Natural para Executivos: Exploração de Áreas, Perfuração e Completação de Poços e Produção de Hidrocarbonetos**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2010. ISBN 978-85-7193-227-2.

BRASIL. **Lei nº 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. [S. l.], 3 out. 1953.

Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L2004.htm.

Acesso em: nov. 2019.

BRASIL. **Lei nº 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, 6 ago. 1997.

Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm.

Acesso em: nov. 2019.

BRASIL. **Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009**. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências., 4 mar. 2009.

Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm

Acesso em: nov. 2019.

BRASIL. **Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.** Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências., 22 dez. 2010.

Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm

Acesso em: nov. 2019.

BRASIL. **Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018.** Altera o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010 que regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

Disponível em:

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/D9616.htm

Acesso em: nov. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Gás pra Crescer.**

Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/gas-para-crescer1>

Acesso em: nov. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Relatório final do REATE.**

Disponível em:

http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/REATE+Relatório+Final+Revisado+03out17+publicado_.pdf/eb110c91-4afe-4571-ba80-138e58626898

Acesso em: nov. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Resolução CNPE 16/2019.**

Disponível em:

http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/1.+Resolução_CNPE_16_2019.pdf

Acesso em: nov. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Informe do Programa Mensal de Operação.**

Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/biblioteca/53114162/ipmo-informe-do-programa-mensal-de-operacao-05102019-a-11102019>

Acesso em: nov. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural.**

Disponível em:

<http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>

Acesso em: nov.2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.**

Disponível em:

<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>

Acesso em: nov.2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Resolução ANP Nº 21, de 10.4.2014 - DOU 11.4.2014.**

Disponível em:

<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2014/abril&item=ranp-21--2014>.

Acesso em: nov. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações de Geração – BIG.**

Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

Acesso em: nov. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás.**

Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de>

[recursos-de-oleo-e-gas](#)

Acesso em: nov. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia.**

Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

Acesso em: nov. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional.**

Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>

Acesso em: nov. 2019.

DELGADO, F. et al. O Shale Gas à Espreita no Brasil: Desmistificando a exploração de recursos de baixa permeabilidade. **Cadernos FGV Energia**, Rio de Janeiro, v. 6, n. 9, p. 1-140, fev./2019. Disponível em:

https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/web_book_-_cadernofgv_-_shale_gas.pdf

Acesso em: nov. 2019.

DUTRA, J. et al. Distribuição de gás natural no Brasil: Dados e aspectos regulatórios. **FGV CERJ**, Rio de Janeiro, jul./2019. Disponível em:

https://ceri.fgv.br/sites/default/files/publicacoes/2019-07/Cartilha%20distribuição_formatada%2012072019.pdf

Acesso em: nov. 2019.

RESENDE, Larissa. Sistema de Transporte de Gás Natural no Brasil: a caminho da maturidade. **FGV Energia**, Rio de Janeiro, set. 2017. Caderno Opinião. Disponível em:

<http://www.fgv.br/fgvenergia/Coluna-Opinio-Transporte-Larissa-Resende/files/assets/common/downloads/Coluna%20Opinio%20Transporte%20-%20Larissa%20Resende.pdf>

Acesso em: nov. 2019.

CÂMARA DOS DEPUTADOS DO BRASIL. **Projeto de Lei 1.935/2019.** Acrescenta inciso III, no art. 37 do Decreto-Lei nº 227, de 28 de fevereiro de 1967, para proibir a outorga de concessão de lavra para exploração de gás mediante processo de fraturação hidráulica ou fracking.

Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1832757&filenome=PRL+2+CMADS+%3D%3E+PL+1935/2019.

Acesso em: nov. 2019.

CÂMARA DOS DEPUTADOS DO BRASIL. **Projeto de Lei 6.407/2019.** Dispõe sobre medidas para fomentar a Indústria de Gás Natural e altera a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009.

Disponível em:

<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>

Acesso em: nov. 2019.

CÂMARA DOS DEPUTADOS DO BRASIL. **Parecer do Relator do Projeto de Lei 1.935/2019.**

Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1832757&filenome=PRL+2+CMADS+%3D%3E+PL+1935/2019.

Acesso em: nov. 2019.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **IBGE Cidades – Santo Antônio dos Lopes.**

Disponível em:

<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/ma/santo-antonio-dos-lopes/panorama>

Acesso em: nov. 2019.

QEDU. **Santo Antônio dos Lopes - Ideb.**

Disponível em:

<https://www.qedu.org.br/cidade/4709-santo-antonio-dos-lopes/ideb>

Acesso em: nov. 2019.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA (CADE). **Termo de Compromisso de Cessação de Prática com a Petróleo Brasileiro S.A. – Versão Pública.**

Disponível em:

<http://www.cade.gov.br/noticias/cade-e-petrobras-celebram-acordo-para-venda-de-refinarias-de-petroleo/tcc-cade-petrobras.pdf>

Acesso em: nov. 2019.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Natural Gas Data.**

Disponível em: <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>.

Acesso em: nov. 2019.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE TRÂNSITO (DENATRAN). **Frota de Veículos.**

Disponível em: <https://www.denatran.gov.br/component/content/article/115-portal-denatran/8559-frota-de-veiculos-2019.html>

Acesso em: nov. 2019.

ENEVA S.A. **Apresentações e Teleconferências.**

Disponível em: <https://ri.eneva.com.br/investidores/apresentacoes-e-teleconferencias/>

Acesso em: nov. 2019.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Exploração e Produção de Gás Natural em Terra no Estado da Bahia: Benefícios Econômicos e Sociais.** Bahia, 2015.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Exploração e Produção de Gás Natural em Terra no Estado de Minas Gerais: Benefícios Econômicos e Sociais.** Minas Gerais, 2015.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Exploração e Produção de Gás Natural em Terra no Estado do Paraná: Benefícios Econômicos e Sociais.** Paraná, 2015.