



ALERJ

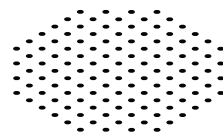
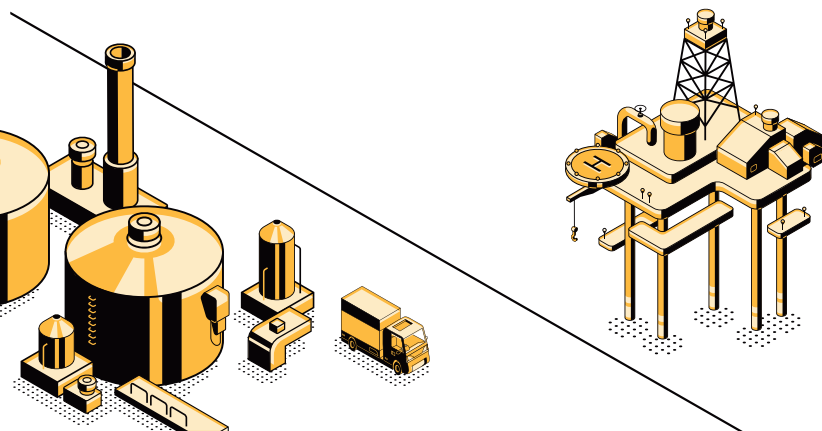
ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO
ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Assessoria Fiscal

O POTENCIAL REPRESENTADO PELO SISTEMA PRODUTIVO DE PETRÓLEO E GÁS NO RIO DE JANEIRO E IMPLICAÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO REGIONAL

NOTA TÉCNICA 2ª versão | OUTUBRO/2021

< ○ ○ ○ ● ○ > Assessoria Fiscal





Assessoria
Fiscal

O potencial representado pelo Sistema Produtivo de Petróleo e Gás no Rio de Janeiro e implicações para o desenvolvimento regional

Nota Técnica
2ª versão

Outubro/2021



ALERJ

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO
ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Assessoria Fiscal

Assembleia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro

Mesa Diretora (biênio 2021-2023)

Presidente - **André Ceciliano**

1º Vice-presidente - **Jair Bittencourt**

2º Vice-presidente - **Chico Machado**

3º Vice-presidente - **Franciane Mott**

4º Vice-presidente - **Samuel Malafaia**

1º Secretário - **Marcos Muller**

2º Secretário - **Tia Ju**

3º Secretário - **Renato Zaca**

4º Secretário - **Filipe Soares**

1º Vogal - **Pedro Brazão**

2º Vogal - **Dr. Deodalto**

3º Vogal - **Valdecy da Saúde**

4º Vogal - **Giovani Ratinho**

Assessoria Fiscal da Assembleia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro – ALERJ

Mauro Osorio – Presidente

Aldir Pires – Diretor

Magda Chambriard – Diretora

Henrique Rabelo – Assessor

Maria Martha Brito – Assessora

José Augusto Valente – Assessor

Lídia Silveira Arantes – Assessora

Fernando Lopes de Almeida – Assessor

Gabriel Siqueira – Assistente

Manuela Ferreira – Técnica

Marianna Falcão – Técnica

Autores

Mauro Osorio

Israel Marcellino

Henrique Rabelo

Magda Chambriard

Maria Martha Brito

Marianna Falcão

Leonardo Veiga

RESUMO

O Rio de Janeiro possui grandes jazidas de petróleo e gás natural (P&G), aliadas à presença em seu território da Petrobras, da Agência Nacional de Petróleo - ANP e de outras empresas globais ligadas à indústria petrolífera. Com base em uma estratégia articulada e políticas públicas integradas, a potencialidade das atividades econômicas vinculadas ao petróleo e gás no estado do Rio de Janeiro (ERJ) pode tornar esse sistema produtivo uma das frentes para reverter a situação do estado que, desde os anos 1970, é a unidade da federação com menor taxa de crescimento econômico do país¹.

Detentor de cerca de 81% das reservas provadas de petróleo do Brasil e de cerca de 61% das de gás natural, conforme dados da ANP, o Rio de Janeiro possui uma economia altamente especializada nos segmentos do sistema produtivo que dependem da proximidade com as jazidas de P&G: as atividades de extração e de apoio à extração. Observa-se, contudo, que, mesmo naquilo em que se pode considerar o núcleo da sua especialização, as oportunidades ainda são pouco aproveitadas.

Considerando o total de contratos de fornecimento de bens e serviços da Petrobras, principal *player* desse sistema produtivo, observa-se que apenas 25% do valor gasto se direciona a empresas presentes no Rio de Janeiro, enquanto 61% vai para fora do Brasil.

Já no âmbito da economia do gás, o grande potencial de encadeamentos para frente é pouco aproveitado. Mais de 50% do gás produzido no estado é reinjetado nas jazidas produtoras ou queimado. E a tendência de aumento da produção aponta para a insuficiência de infraestrutura de transporte, via gasodutos - o que constitui sério desafio a ser enfrentado.

1. Para maior aprofundamento, vide Osorio et al. (2021).

Ou seja, o sistema produtivo vinculado às atividades do petróleo e gás gerou, até hoje, muito menos benefícios para o estado do Rio de Janeiro do que costuma ser dito de forma genérica.

É neste cenário, de significativas oportunidades e gargalos a serem superados, que se deve inserir o debate sobre políticas públicas para o desenvolvimento regional a partir do petróleo e do gás. Há que se pensar em elementos como políticas industriais, instituições, regulação, legislação, tecnologia e os padrões globais de organização e concorrência da indústria para que o estado do Rio de Janeiro realmente possa se beneficiar dos recursos de petróleo e gás existentes em sua plataforma continental.

Assim, esta Nota Técnica busca contribuir com análises e propostas que possam colaborar para um mais efetivo adensamento do sistema produtivo vinculado às atividades do petróleo e gás. Ou seja, busca jogar luz sobre o melhor aproveitamento das potencialidades ligadas a esse sistema visando contribuir efetivamente para a reversão do longo círculo vicioso da economia fluminense e permitir dessa maneira a organização de um círculo virtuoso sustentável.

O potencial representado pelo Sistema Produtivo de Petróleo e Gás no Rio de Janeiro e implicações para o desenvolvimento regional²

INTRODUÇÃO

Conforme amplamente reconhecido nos debates promovidos nos meios acadêmico, jornalístico e político, o Rio de Janeiro possui grandes jazidas de petróleo e gás natural (P&G) que, aliadas à presença da Petrobras, da ANP e de outras empresas globais ligadas à indústria petrolífera, constituem um sistema produtivo que pode dar uma contribuição bem maior para a dinamização da economia local do que a que vem ocorrendo até os dias atuais. Mais especificamente na literatura científica especializada no desenvolvimento fluminense, esse tema evoca diferentes visões, que podem ser agrupadas em torno de três teses.

Uma dessas perspectivas enfatiza o caráter de *commodity* do petróleo e ignora, equivocadamente, as especificidades da base técnica complexa e de alta densidade tecnológica da indústria petrolífera, colocando essa especialização como um problema em si a ser superado.

2. Os autores agradecem pelos comentários e sugestões de Wagner Victor.

A tese seguinte parte de uma visão excessivamente otimista do papel do petróleo na economia regional, assumindo que as atividades de extração, por si só, foram capazes de trazer dinamismo econômico de tal ordem que teriam provocado uma “inflexão positiva” na trajetória econômica fluminense. Cabe pontuar que essa visão foi amplamente contestada por outros autores³ e pelos próprios dados de PIB do IBGE, que passaram por revisão metodológica e revelaram a inexistência de tal inflexão.

A terceira perspectiva propõe um olhar mais realista sobre a temática do petróleo, ancorada em evidências empíricas e na compreensão das especificidades tecno-econômicas do sistema produtivo de petróleo e gás. Conforme colocam vários especialistas⁴, o sistema produtivo de P&G do Rio de Janeiro continua a ter forte potencial de induzir o desenvolvimento regional através de encadeamentos produtivos e da difusão do progresso técnico proporcionado pela densa infraestrutura de conhecimento existente no estado. Esse potencial, contudo, não tem se manifestado, tanto pelo baixo espraiamento territorial dos encadeamentos produtivos existentes quanto pela baixa ocorrência de transbordamentos inovativos do sistema produtivo de petróleo e gás para os demais segmentos da economia fluminense. Isto sem falar no fato de que a legislação brasileira impede que o estado cobre ICMS sobre a extração de petróleo, pois nesse caso específico a cobrança ocorre nos estados consumidores e não no estado produtor.

De fato, essa impossibilidade constitucional de cobrança de ICMS sobre a extração de petróleo, aliada à falta de dinamismo econômico no estado do Rio de Janeiro desde os anos 1970 – que afeta a criação de base produtiva para arrecadação de impostos –, faz com que o estado esteja apenas na 13ª posição em termos de receita de ICMS per capita entre as 27 unidades federativas brasileiras⁵.

³ Por exemplo: Osorio e Versiani (2019) e Sobral (2013).

⁴ Como nos trabalhos de Rosa e Osorio (1995), Osorio (2013), Marcellino (2014), Britto et al. (2015), Osorio et al. (2015) e Osorio et al. (2016).

⁵ Essas informações foram coletadas a partir dos dados do SICONFI do Ministério da Economia.



Assumindo a terceira perspectiva como a mais correta, esse texto busca lançar um olhar a respeito de três tópicos relacionados ao papel do petróleo e do gás no desenvolvimento fluminense. Tal objetivo geral se insere no contexto das discussões do Fórum Estratégico de Desenvolvimento da ALERJ, que periodicamente promove debates sobre o estado do Rio, inclusive sobre o setor de P&G, reunindo deputados estaduais e federais, reitores de universidades do ERJ e economistas.

Essa Nota Técnica se divide em três partes: na primeira, será realizado um exercício de dimensionamento do sistema produtivo de P&G fluminense, em termos de reservas, empregos e valor gerado; na segunda, serão analisadas evidências referentes ao potencial do sistema para encadeamentos produtivos para trás, isto é, com fornecedores e prestadores de serviços; já a terceira parte apresenta uma reflexão sobre o gás natural que sinaliza com oportunidades de encadeamentos para frente, através do uso dos hidrocarbonetos como insumo para uma ampla gama de indústrias.



Sumário

1-APOSIÇÃO DO RIO NO CONTEXTO NACIONAL.....	10
2 - UMA VISÃO SOBRE A CADEIA DE FORNECEDORES: O CASO DA PETROBRAS	18
3 - A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL E AS PERSPECTIVAS DE ENCADEAMENTO PARA FRENTE	27
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	42
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	45
ANEXO I - Relação de atividades econômicas consideradas para cada segmento do sistema produtivo de petróleo e gás natural do Estado do Rio de Janeiro	47



1 - A POSIÇÃO DO RIO NO CONTEXTO NACIONAL

A especialização produtiva em atividades relacionadas ao petróleo e ao gás natural do Rio de Janeiro mantém-se uma oportunidade para o desenvolvimento produtivo e inovativo regional. Para compreender a capacidade de adensar o tecido produtivo através da intensificação dos fluxos econômicos, é necessário dimensionar a posição do sistema produtivo de P&G do Rio de Janeiro no contexto nacional.

Para se entender o potencial de extração dos recursos naturais em questão, o conceito de reservas provadas é particularmente útil. As reservas provadas são aquelas que tem sua existência comprovada, certificada e submetida à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, podendo ser extraídas de forma economicamente viável aos preços praticados no mercado. A partir deste indicador, tem-se uma aproximação do estoque efetivamente existente do recurso natural que é passível de exploração orientada pela busca de lucros. Tais estoques constituem o eixo central em torno do qual se articulam os elos iniciais da cadeia produtiva e ocorrem os ditos “encadeamentos para trás”, com fornecedores e prestadores de serviços especializados.

A tabela 1, abaixo, apresenta a evolução de reservas de petróleo e de gás natural no Rio de Janeiro e no Brasil, além de ilustrar países relativamente importantes para o cenário energético internacional cujos volumes de reservas são comparáveis ao identificado na plataforma continental fluminense.



Tabela 1 - Reservas Provasdas de Hidrocarbonetos no Brasil, no Rio de Janeiro e países selecionados - 2011 a 2020

Petróleo (bilhões de barris)						
Ano	Rio de Janeiro	Brasil	México	Noruega	Angola (OPEP)	Mundo
2011	12,14	15,05	11,39	6,88	9,06	1.674,26
2012	12,21	15,31	10,03	7,49	9,06	1.683,57
2013	12,42	15,54	10,07	7,05	9,01	1.691,89
2014	13,25	16,18	9,81	6,54	8,42	1.694,44
2015	10,56	13,00	9,71	8,01	9,52	1.683,90
2016	10,40	12,63	7,64	7,60	9,52	1.690,28
2017	10,68	12,79	7,04	7,92	8,38	1.728,17
2018	11,19	13,44	6,46	8,64	8,16	1.736,14
2019	10,81	12,71	6,07	8,52	8,16	1.734,81
2020	9,64	11,93	6,07	7,90	7,78	1.732,37

Gás (bilhões de metros cúbicos)						
Ano	Rio de Janeiro	Brasil	Argentina	Bolívia	Trinidad e Tobago	Mundo
2011	249,98	473,64	323,37	271,65	365,07	187.962,07
2012	246,44	473,42	306,83	306,05	360,91	180.795,21
2013	257,19	472,37	319,23	286,92	337,07	181.298,81
2014	274,68	485,70	323,08	270,53	316,77	183.162,37
2015	256,21	443,29	340,85	270,53	316,77	181.193,39
2016	230,85	389,11	327,41	292,42	291,90	183.536,05
2017	223,84	380,88	345,68	247,02	309,53	187.828,37
2018	230,67	380,35	360,49	229,95	273,18	189.053,86
2019	233,90	375,28	385,57	212,87	289,56	190.267,88
2020	211,72	348,53	385,57	212,87	289,87	188.074,23

Fonte: Assessoria Fiscal da ALERJ com base nos dados do Anuário Estatístico 2021 - ANP.



À primeira vista, nota-se o peso decisivo que o Rio de Janeiro tem no cenário nacional. O dado mais recente, de 2020, indica que o estado possui 9,64 bilhões de barris em reservas provadas de petróleo, o equivalente a cerca de 81% do total identificado para o Brasil. No mesmo ano, as reservas provadas de gás natural existentes no Rio de Janeiro são de 211,7 bilhões de metros cúbicos, o que corresponde a cerca de 61% do total nacional. Isso, sem dúvida, reafirma as bases do protagonismo fluminense em torno desse sistema produtivo no segmento de extração petrolífera.

De fato, a posição do Rio se destaca até mesmo em termos internacionais, tendo reservas provadas comparáveis àquelas de países inteiros. No caso do petróleo, as reservas fluminenses são maiores que as das seguintes nações: México, que tem importantes recursos no Golfo do México; Noruega, principal produtor do continente Europeu e que criou as bases para a estruturação de empresas globais de capital norueguês no segmento petrolífero e parapetrolífero, e Angola, um dos principais produtores da África Ocidental e país-membro da Organização dos Países Exportadores de Petróleo - OPEP. No caso do gás natural, o Rio de Janeiro tem reservas comparáveis a de países latino-americanos exportadores de gás, como a Bolívia, que há anos exporta gás natural para o Brasil.

Essa expressiva dotação de recursos naturais se converte, em certa medida, em geração de riqueza para a economia regional, conforme é explicitado na tabela 2, abaixo. Segundo dados da PIA - Pesquisa Industrial Anual do IBGE, os segmentos conhecidos como upstream (extração de petróleo e gás e atividades de apoio à extração) e midstream (atividades de refino e produção de derivados), somados, respondem por 67,4% de todo o Valor da Transformação Industrial (VTI) – isto é, o valor total da produção descontado o gasto com insumos e bens intermediários – gerado pela indústria fluminense em 2019.



Tabela 2 - Valor da Transformação Industrial (VTI) dos segmentos industriais relacionados ao sistema produtivo de P&G no Rio de Janeiro e no Brasil - 2019

Atividades econômicas (conforme a CNAE 2.0*)	RIO DE JANEIRO		BRASIL		RJ/BR
	VTI	Peso (%)	VTI	Peso (%)	
Total das Atividades Industriais	155.968.129,00	100,0%	1.376.996.802,00	100,0%	11,3%
Indústrias Extrativas	57.991.210,00	37,2%	208.824.004,00	15,2%	27,8%
Extração de petróleo e gás natural	51.588.948,00	33,1%	99.005.141,00	7,2%	52,1%
Atividades de apoio à extração de minerais	6.202.315,00	4,0%	7.646.899,00	0,6%	81,1%
Indústrias de Transformação	9.797.919,00	62,8%	1.168.172.798,00	84,8%	8,4%
Fabricação de coque, de produtos derivados do petróleo e de biocombustíveis	4.729.869,00	30,3%	186.799.812,00	13,6%	25,3%
Sistema Produtivo de P&G (<i>upstream e midstream</i>)	105.082.132,00	67,4%	293.451.852,00	21,3%	35,8%

Fonte: Assessoria Fiscal da ALERJ com base nos dados da PIA/IBGE.

*Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) - IBGE. Obs.: VTI expresso em R\$ de 2018.

A tabela acima também revela que, relativamente a outros estados, o ERJ é significativamente mais especializado em segmentos *upstream* do que nos segmentos *midstream* da cadeia de P&G. O VTI fluminense é responsável por uma parcela considerável do VTI brasileiro nos primeiros segmentos - o estado responde por 52,1% do VTI da extração de P&G e por expressivos 81,1% do VTI das atividades de apoio à extração, o que aponta para uma grande concentração desses segmentos no ERJ. Esse resultado é esperado, uma vez que o apoio tende a se localizar onde está a extração de P&G e essa última, por sua vez, ocorre onde estão localizadas as reservas.

Por sua vez, os dados para os segmentos *midstream* mostram que as etapas subsequentes da cadeia produtiva de P&G não se concentram da mesma forma no Rio de Janeiro - o VTI fluminense para o refino e a produção de derivados representa



apenas 25,3% do VTI brasileiro. Isso aponta para uma capacidade relativamente menor de gerar encadeamentos produtivos para frente, isto é, de estimular atividades que utilizem derivados do refino em outros segmentos industriais.

A geração de valor vista acima, evidentemente, também se reflete na geração de empregos e renda. Na tabela 3 a seguir, foram organizados dados sobre emprego formal nos seis segmentos de atividades econômicas inseridos no sistema produtivo de petróleo e gás do Rio de Janeiro. A relação exata de códigos da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) para cada segmento pode ser vista no Anexo I deste trabalho.

Tabela 3 - Número de empregos formais nos setores vinculados ao complexo do petróleo e gás no estado do Rio de Janeiro, em 2010, 2014, 2018 e 2019

Setores	2010	2014	2018	2019
Fornecedores e Prestadores de Serviços	34.946	56.049	26.622	34.960
Exploração e Produção	32.909	41.044	27.769	31.635
Refino e produção de derivados	15.244	17.968	15.396	16.780
Petroquímica e indústria de plásticos	19.634	22.036	16.055	13.029
Distribuição e Comercialização	36.309	38.067	36.675	37.860
Total Petróleo e Gás	139.042	175.164	122.517	134.264
Total Indústria	473.991	524.366	389.452	398.599
Construção Civil	224.662	301.354	152.237	163.803
Comércio Atacadista	122.850	140.654	128.606	130.767
Comércio Varejista	665.900	750.835	685.949	691.890
Serviços	1.773.288	2.059.563	1.826.828	1.834.615
Administração Pública	740.897	780.804	757.426	739.884
Total de Atividades	4.080.082	4.641.380	4.017.481	4.038.449

Fonte: Assessoria Fiscal da ALERJ com base na RAIS / Ministério da Economia



Os dados revelam, para o setor produtivo de P&G, um volume de empregos expressivo, somando cerca de 134 mil em 2019. Esse quantitativo é significativo quando contrastado com o total da indústria fluminense (indústria de transformação e indústria extrativa mineral), ao se comparar o peso desse sistema produtivo no VTI da indústria e o peso total desse sistema produtivo – que inclui atividades de serviços – no total da economia fluminense. Mesmo com a trajetória econômica tortuosa entre 2010 e 2019, a proporção dos empregos diretos do sistema produtivo de P&G no total da indústria fluminense girou em torno de pouco mais de 30%, sem grande variação.

Outro sinal da importância que esse sistema produtivo tem na economia fluminense, como um todo, é sua capacidade em gerar altos salários médios para os trabalhadores. Em 2019, segundo dados da RAIS (Relação Anual de Informações Sociais), enquanto o salário médio dos trabalhadores formais do Rio de Janeiro era de R\$ 3.645,25 e na indústria fluminense, de R\$ 5.312,81, no conjunto de atividades relacionadas ao sistema produtivo de P&G⁶, o salário médio era expressivamente maior, chegando a R\$ 9.569,31.

O que se observa, ainda, é o poder de arrasto que o segmento de exploração e produção (E&P), eixo central da especialização fluminense, tem sobre o segmento de fornecedores e prestadores de serviços. Até 2014, quando havia uma trajetória de acelerado crescimento dos investimentos e da empregabilidade em torno da indústria petrolífera, o crescimento dos empregos em E&P provocou forte aumento também do emprego para fornecedores e prestadores de serviços. Após 2014, com: (i) uma queda duradoura no patamar de preços do petróleo praticados até então no mercado internacional, (ii) os impactos econômicos fortemente negativos sobre o setor, acarretados por uma persistente crise político-institucional, (iii) a flexibilização da política de conteúdo local e (iv) a reorientação da estratégia empresarial da Petrobras, principal *player* desse sistema

6. Neste caso, entendem-se por atividades relacionadas ao sistema produtivo de P&G as seguintes: Extração de P&G, Atividades de Apoio à Extração de Minerais e Fabricação de Coque, de Produtos Derivados de Petróleo e de Biocombustíveis.



produtivo, houve intensa queda do número de empregos em E&P até 2018 – o que também reverberou no segmento de fornecedores e prestadores de serviços.

Em 2019, esse cenário muda, mas não é revertido – o aumento de empregos no ano não é capaz de repor o estoque de empregos observado em 2014 no setor produtivo de P&G. Sem perder isto de vista, em 2019, observa-se que o crescimento do emprego no segmento de E&P (14%) se deu conjuntamente com o crescimento do emprego para fornecedores e prestadores de serviços (31%), de modo a evidenciar novamente a interrelação entre os dois segmentos.

Com respeito à outra ponta do sistema produtivo – refino e produção de derivados, segmentos industriais relacionados e distribuição e comercialização –, na qual o Rio de Janeiro possui menos peso no cenário nacional, são observadas relações distintas entre a evolução do emprego nessas atividades e a verificada no segmento de E&P – relações essas que oferecem indícios sobre o nível de encadeamento entre essas áreas.

Como visto na tabela 3, há correlação entre o emprego no refino e o emprego no segmento de E&P, o que aponta para algum grau de encadeamento entre essas duas atividades. O emprego em ambas apresenta crescimento no período 2010-2014, queda no período 2014-2018, e novamente crescimento em 2019. Por outro lado, o emprego na área de distribuição e comercialização de derivados apresenta uma trajetória relativamente estável na série histórica, o que se traduz num descolamento em relação aos segmentos acima – isso está relacionado com o fato de que é uma área fortemente conectada com a demanda do consumidor final e com a capacidade de importar. Por fim, o emprego verificado nas indústrias petroquímica e de plásticos apresenta relação direta com o emprego nos segmentos de E&P e de refino nos anos analisados, com exceção de 2019 – ano em que apresenta queda de 19%, o que aponta para um fraco encadeamento entre essas atividades e a estrutura produtiva regional.



É importante ressaltar que o olhar para a questão da geração de emprego relacionado ao petróleo e ao gás não deve se restringir aos empregos diretos. Além destes, existe um número significativamente maior de empregos indiretos e induzidos criados a partir do P&G (Chambriard & Neves, 2020)⁷. Portanto, o investimento no setor gera não somente empregos diretos, mas um efeito multiplicador que além de impactar o emprego, também tem efeitos sobre a renda.

A dimensão desta capacidade de gerar impactos via efeitos multiplicadores depende, fundamentalmente, do quanto a exploração petrolífera e as atividades correlatas geram demandas por bens e serviços na economia regional. Para além de fatores que podem direcionar esse poder de compra para a economia local ou para fora dela, como câmbio, regulação e políticas industriais, as características da tecnologia em si têm se mostrado cada vez mais importantes para essa geração de empregos diretos, indiretos e induzidos. Sob esse aspecto, devem ser observadas as características específicas de produção de cada local. A produção em terra (*onshore*) tende a gerar um número relativamente maior de empregos por barril por dia de petróleo extraído. A produção no mar (*offshore*), por outro lado, é relativamente mais intensiva em capital, empregando proporção maior de recursos em máquinas e equipamentos e gerando volume menor de empregos por barril por dia na economia local. Nesse segundo caso, ainda vale destacar que, à medida em que aumenta a profundidade dos poços de petróleo na produção *offshore*, maiores são os requerimentos de capital para viabilizar a tecnologia e menor a relação de emprego gerado por barril por dia de petróleo extraído.

A partir dessa constatação, é possível compreender as condições de geração de emprego no estado do Rio de Janeiro em comparação com o restante do país. Segundo Chambriard & Neves (2020), através da análise dos postos de trabalho da Petrobras na região Nordeste, onde predomina a extração em terra, registrou-se que são gerados, em média, 89,7 empregos por barril por dia de petróleo extraído. No Sudeste, onde predomina

7. Os números de empregos indiretos e induzidos variam ao longo do tempo por serem mais voláteis e sensíveis à renda da economia brasileira no período. Para efeitos de exemplificação, em meados de 2008 o montante de empregos indiretos e induzidos era em torno de 6 vezes maior do que o de empregos diretos no total da economia brasileira, conforme calculado por Chambriard & Neves (2020).



a produção em águas profundas, essa relação cai para 16,7 empregos por barril por dia. Ou seja, existe aí um desafio a ser considerado na agenda de políticas públicas, uma vez que a fronteira de expansão da produção petrolífera fluminense se dá em campos de águas ultraprofundas, sinalizando para uma perspectiva de redução estrutural nos níveis de empregabilidade da atividade de extração de P&G. Isso realça a importância estratégica de se atrair empresas independentes para explorar e produzir petróleo em águas rasas no estado, em ativos objeto de desinvestimento pelas grandes empresas, e de se focar na geração de empregos indiretos e empregos induzidos.

Soma-se, ao desafio do emprego, o desafio de adensamento produtivo com diversificação industrial na economia fluminense – elementos chave na discussão sobre o desenvolvimento regional. Compreendendo que as oportunidades de gerar encadeamentos produtivos, para frente e para trás, no sistema produtivo de P&G são importantes para explicar o seu potencial de contribuição ao desenvolvimento fluminense, as duas seções que seguem enfocam de maneira mais específica cada uma dessas oportunidades.

2 - UMA VISÃO SOBRE A CADEIA DE FORNECEDORES: O CASO DA PETROBRAS

A Petrobras, empresa estatal brasileira criada em 1953, foi executora, até 1997, do monopólio estatal da produção de petróleo no Brasil. Passados mais de 20 anos, a empresa continua a apresentar um domínio sobre a produção nacional desta *commodity*, com 94% dos barris produzidos no país tendo a Petrobras como operadora, segundo dados do Anuário Estatístico 2021 da ANP. No gás o cenário é semelhante, com 95% de seu volume produzido pela estatal. No segmento de refino, o peso da companhia também é decisivo no contexto nacional, uma vez que respondia por 98% do refino brasileiro em 2020.

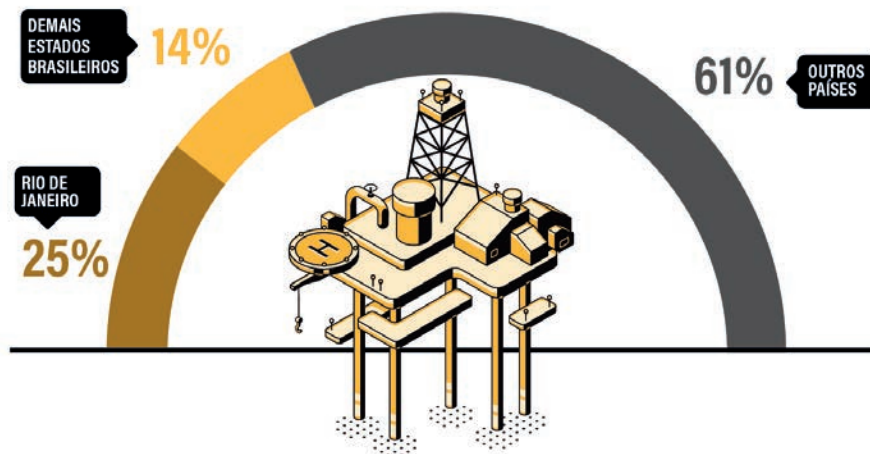
Portanto, a análise da cadeia de fornecedores da Petrobras permite uma avaliação razoavelmente precisa do cenário da indústria de petróleo e gás no Brasil. Em particular, tal tipo de evidência fornece um retrato dos encadeamentos para trás gerados a partir



das atividades de exploração, produção e refino. Um olhar para tal dimensão do sistema produtivo se torna possível uma vez que a Petrobras, pela sua condição de empresa de economia mista e capital aberto, deve atender a uma série de requerimentos de transparência, divulgando informações sobre contratos com fornecedores e prestadores de serviços. Logo, são viáveis análises detalhadas sobre a forma como usa seu poder de compra, que chega a quase R\$ 800 bilhões em contratos ativos em agosto de 2021, em termos setoriais e territoriais.

Um ponto a ser destacado é que, desse grande volume, um valor significativo se refere a contratações com fornecedores estrangeiros, correspondendo a 61% do total do valor contratado pela estatal⁸. A distribuição dos valores contratados pode ser melhor visualizada na figura abaixo.

Figura 1 - Distribuição dos valores pela Petrobras segundo sua localização (Agosto de 2021)



Fonte: Elaboração própria com base em dados da Petrobras e da Receita Federal.

8. A análise foi realizada através do cruzamento da base de dados de CNPJ da Receita Federal com a base de dados de contratos da Petrobras. Foram considerados os contratos ativos e não expirados em agosto de 2021. A conversão dos valores de contratos no exterior para reais foi feita a partir da média das taxas de câmbio diária para os últimos 12 meses. Fontes: <<http://transparencia.petrobras.com.br/licitacoescontratos/contratos>> e <<https://receita.economia.gov.br/orientacao/tributaria/cadastros/consultas-cnpj>>.

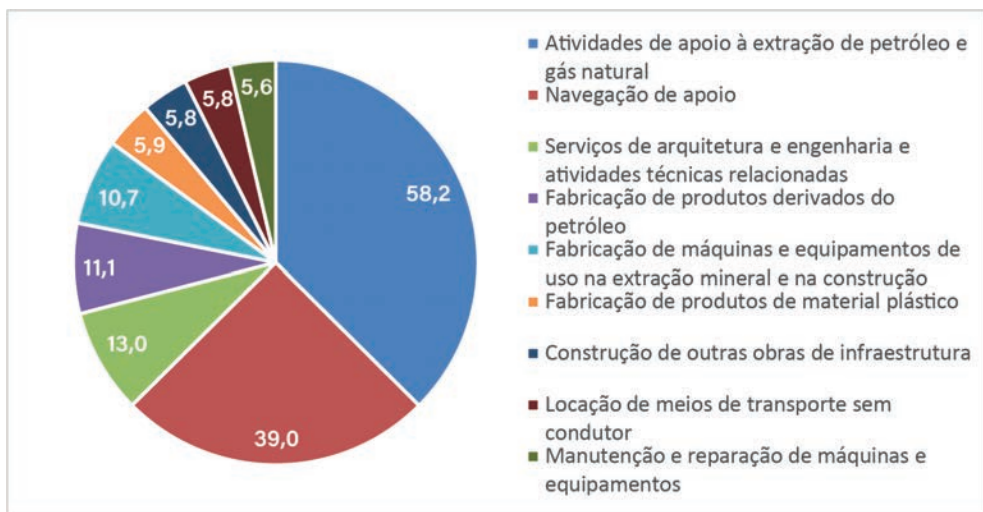


Ainda segundo os dados divulgados pela estatal, apenas 25% do total de contratos da Petrobras é voltado para fornecedores localizados no estado do Rio de Janeiro. Tendo em vista que a maior parte do petróleo produzido no país vem do estado, pode-se dizer que parcela expressiva da riqueza relacionada com a exploração, produção e refino de petróleo e gás realizada pela Petrobras “vaza” para fora do Rio.

Cabe ressaltar que o esforço de organização e análise dos dados de fornecedores da Petrobras, para 2021, é uma iniciativa pioneira da Assessoria Fiscal e que, por ser um trabalho em progresso, será discutido em caráter exploratório e não exaustivo. Para isso, foram selecionadas algumas atividades que, apesar de não englobarem o total da cadeia, são representativas para a compreensão do sistema de P&G.

Dentro do estado do Rio de Janeiro, entre os nove principais segmentos em termos de valores contratuais, se destacam atividades de apoio à extração de P&G e navegação de apoio, com contratos ativos na ordem de R\$ 58,2 bilhões e R\$ 39 bilhões, respectivamente.

Gráfico 1 - Valores em bilhões de reais (R\$) dos contratos de fornecedores da Petrobras, por Grupo CNAE, no Estado do Rio de Janeiro (Agosto de 2021)



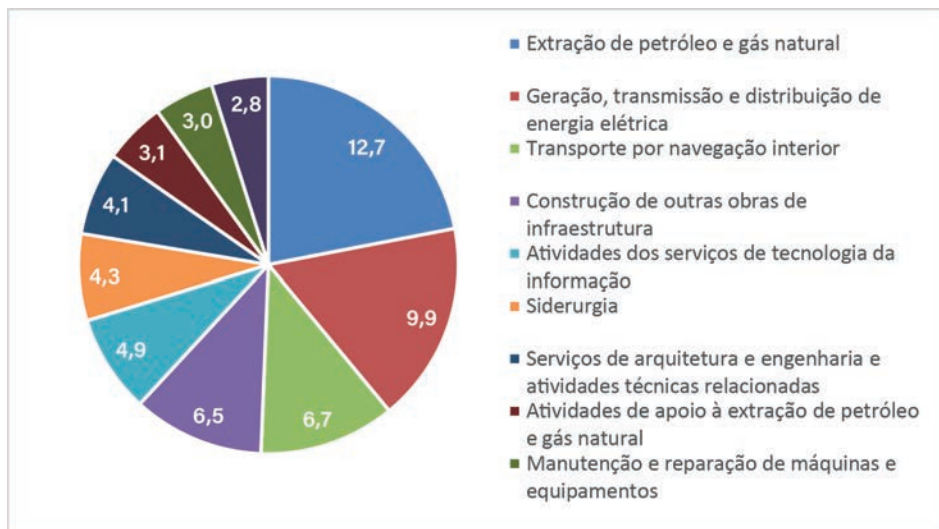
Fonte: Assessoria Fiscal da ALERJ com base nos dados de contratos da Petrobras e CNPJ da Receita Federal



Dos contratos celebrados com fornecedores localizados no estado do Rio de Janeiro, percebe-se que parcela significativa é relacionada a atividades com base territorial local e com possibilidade reduzida de deslocamento. Assim como dito anteriormente, segmentos como o de extração de P&G e as atividades complementares e de apoio, de transporte por navegação, de navegação de apoio, de manutenção e reparação de máquinas e equipamentos, de geração de transmissão de energia elétrica, por exemplo, são atividades que, além de terem sinergia entre si, estão diretamente relacionadas a uma base de operação específica da Petrobras em certa localidade.

Por outro lado, serviços de tecnologia da informação, assim como de arquitetura e engenharia, são atividades que, na maioria das vezes, possuem maior possibilidade de deslocamento entre territórios, ou seja, são mais sensíveis a incentivos locais para a mudança de sua base territorial. O desafio, portanto, passa a ser identificar, de acordo com a característica interna da cadeia de P&G, quais são os segmentos de atividades de fornecedores da Petrobras que não estão no Rio de Janeiro ou que já estão e que podem ser mais bem aproveitados.

Gráfico 2 - Valores em bilhões de reais (R\$) dos contratos de fornecedores da Petrobras, por Grupo CNAE, fora do estado do Rio de Janeiro (Agosto de 2021)



Fonte: Assessoria Fiscal da ALERJ com base nos dados de contratos da Petrobras e CNPJ da Receita Federal



Apostar no fortalecimento da base de fornecedores e prestadores de serviços da Petrobras no Rio de Janeiro é entender que o desenvolvimento regional passa pelo adensamento do sistema produtivo de petróleo e gás no estado. Se é verdade, como visto anteriormente, que o Rio de Janeiro possui um peso significativo dentro da produção do petróleo no Brasil, é verdade também que é preciso explorar ao máximo as possíveis vantagens de se estar próximo à extração e produção. Contudo, também é necessário ir além dos benefícios proporcionados pela sua localização, na direção de construção de outras frentes de vantagens competitivas, principalmente aquelas relacionadas ao conhecimento e à inovação. Avança-se nesses objetivos estimulando a cadeia de fornecedores, seja reforçando os que já estão presentes no Rio de Janeiro, atraindo aqueles de outras regiões ou do exterior e apoiando o surgimento e crescimento de novas empresas locais.

Nesse sentido, faz-se necessário um olhar especial para os contratos da Petrobras com fornecedores do exterior, com quem está concentrado o maior volume de contratações, em especial na construção naval e *offshore*. De acordo com os dados do portal de transparência da estatal, cerca de 72,3% das contratações externas possuem o modelo de afretamento ou aluguel, seja de plataformas, sondas, embarcações, unidades de produção e processamento ou até mesmo de serviços complexos, entre outros. Ou seja, parte expressiva do encadeamento produtivo do setor de P&G ultrapassa as fronteiras brasileiras no caráter de importação de bens, equipamentos e serviços alugados ou adquiridos em regime de afretamento, em detrimento de possíveis aquisições de fornecimentos locais.

Portanto, o adensamento da estrutura produtiva e os encadeamentos em torno do petróleo e gás no estado do Rio de Janeiro são função de políticas públicas regionais e nacionais que sejam capazes de fortalecer a cadeia regional de fornecedores. Desde um ponto de vista estratégico, é necessário focar em dois objetivos específicos: aproveitar melhor as vantagens competitivas existentes e avançar na construção de novas vantagens, de forma a consolidar uma estrutura produtiva sólida e resiliente, capaz de construir capacitações e competências localmente e de se inserir na economia global em nichos de



alto valor agregado. Para tanto, essas políticas devem:

- i. Focar no estímulo da base já existente de fornecedores e prestadores de serviço, de forma a reativá-la, reduzindo a capacidade ociosa
- ii. Apostar no apoio ao surgimento e ao crescimento de novos fornecedores e prestadores de serviços tecnologicamente dinâmicos, aproveitando as oportunidades relacionadas à ampla base de conhecimento existente no Rio de Janeiro e aos desafios tecnológicos do Pré-Sal; e
- iii. Atrair fornecedores e prestadores de serviços em segmentos que constituem lacunas na cadeia produtiva local, internalizando atividades do sistema produtivo do petróleo e gás que estão pouco presentes ou ausentes na economia regional.

Em suma, conclui-se que pensar no papel do sistema produtivo de P&G, pelo menos em termos de encadeamentos produtivos para trás, implica pensar no papel que o Estado pode ter nesse processo, levando-se em conta sua atuação mediante políticas industriais de inovação. Isso pressupõe, evidentemente, um olhar que integre as dimensões local, regional, nacional e global, levando em conta uma miríade de aspectos relacionados à tecnologia e aos padrões de concorrência globais existentes na indústria petrolífera.

Nessa seara, destacam-se duas das frentes mais relevantes de atuação, por parte de tomadores de decisão. Primeiro, é o debate acerca do PL 7401/2017. Atualmente na Câmara Federal, o projeto de lei propõe a reformulação e resgate da Política de Conteúdo Local, que já foi central no âmbito das políticas de desenvolvimento industrial a partir do petróleo e do gás e foi radicalmente flexibilizada a partir de 2017. A outra iniciativa é a Lei estadual 9.148/20, derivada do PL 3.265/2020, que propõe o estabelecimento, junto a empresas que operam no Rio de Janeiro, de contrapartidas pelo não cumprimento de percentuais mínimos obrigatórios de Conteúdo Local para o ERJ. No *box* abaixo, encontra-se uma breve síntese sobre o tema e sobre o PL que está sendo discutido na Câmara Federal.



A Política de Conteúdo Local (PCL) e as mudanças propostas pelo PL 7.401/2017

As PCLs na cadeia de Petróleo e Gás, aplicadas em diversas experiências de desenvolvimento no mundo, constituem-se em uma série de instrumentos que, articulados com outras iniciativas de políticas públicas, visam estimular o desenvolvimento através do estímulo das capacidades inovativas e produtivas de um país ou região. Esse tipo de política se baseia na exigência de que as empresas envolvidas na cadeia comprem uma parcela mínima de insumos, bens ou serviços necessários para suas operações utilizando fornecedores nacionais.

A exigência de conteúdo local vem passando por várias modificações durante a sua história, em especial durante as diferentes rodadas de licitações desde a década de 90. Apesar das críticas que sempre sofreu, durante a maior parte do período a política cumpriu em certa medida o seu objetivo, com o estímulo da modernização em vários segmentos da cadeia de P&G e o desenvolvimento de

um conjunto de capacitações produtivas e inovativas.

Entretanto, desde 2017 o governo federal vem promovendo a flexibilização da PCL, tendo revisto alguns compromissos de exigência, reduzindo-os em 50% nas rodadas seguintes de licitação e alterando compromissos de conteúdo local anteriores, a partir da 7ª rodada de licitação, através de waivers da ANP. Um marco dessa nova diretriz foi a edição da Resolução CNPE nº 7, de 11/04/2017, que reduziu as exigências e parâmetros de Conteúdo Local. Na prática, a alteração que aprofundou o uso do mecanismo de waivers pela ANP constituiu uma grande flexibilização da PCL, abrindo espaço para a sistemática dispensa do cumprimento de CL para as empresas operadoras de petróleo, por parte da Agência Reguladora.

Desde então, dada a importância da política e a necessidade de regulamentação, tramita na Câmara dos Deputados o Projeto de Lei 7.401/2017 (ao



qual estão apensados o PL 8.629/2017 e o PL 9.302/2017), que trata da “política de conteúdo local para as atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos”. O projeto está pronto para apreciação do Plenário, porém ainda deve ser debatido na Comissão de Finanças e Tributação (CFT) da Casa.

O PL se aplica a contratos realizados sob o regime de concessão (segundo Lei federal 9.478/97) e partilha de produção (Lei federal 12.351/2010), estabelecendo percentuais mínimos para os valores de bens e serviços que devem obrigatoriamente ser produzidos/prestados no país, em relação ao total da contratação. Resumidamente, então, a PCL fixa um mínimo de investimentos que deve ter base nacional, para os contratos de exploração de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos fluidos. Há, no entanto, divergências sobre os percentuais a serem aplicados e seus efeitos para o desenvolvimento nacional. Enquanto a justificção do PL 7.401/2017 argumenta que índices menores ou a não exigência da cláusula de conteúdo

local “gera empregos e renda no exterior”, afetando negativamente a indústria nacional ao estimular a importação, atores contrários à proposta acreditam que a edição de uma lei específica apresenta entraves para o mercado, sendo preferíveis normas mais flexíveis para determinação de percentuais caso a caso.

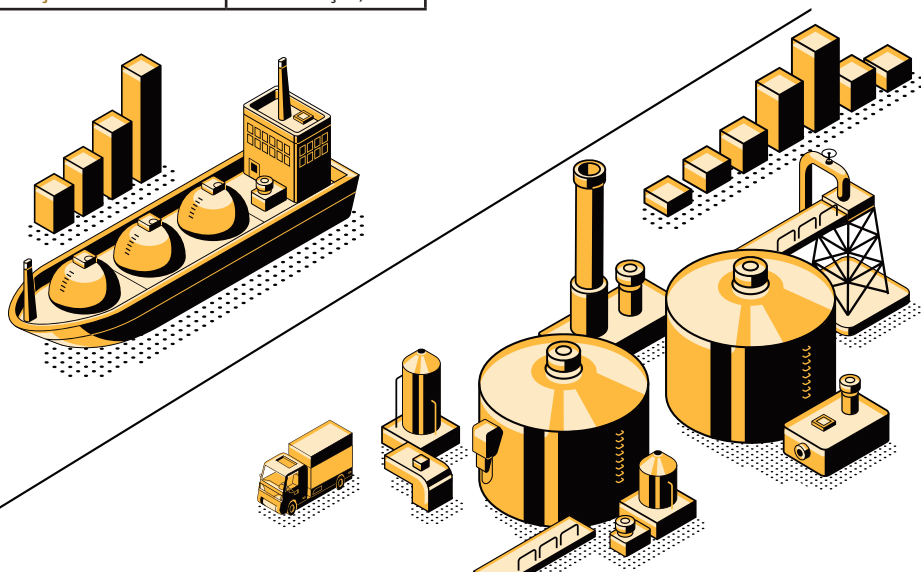
Na forma como aprovado o substitutivo do PL 7.401/17 na Comissão de Minas e Energia da Câmara, em agosto/19, os percentuais determinados são os seguintes (valores mínimos):

Regime de Partilha de Produção (Lei 12.351/2010)	
Fase	Percentual
Exploração	20%
Desenvolvimento: construção de poço	30% (25% para bens e 5% para serviços)
Desenvolvimento: sistema de coleta e escoamento de produção	40% (30% para bens e 10% para serviços)
Desenvolvimento: unidade estacionária de produção	30% (25% para bens e 5% para serviços)



Regime de Concessão (Lei 9.478/97)	
I - Blocos situados em terra	
Fase	Percentual
Exploração	50%
Desenvolvimento	50% (25% para bens e 25% para serviços)
II - Blocos situados no mar	
Fase	Percentual
Exploração	18%
Desenvolvimento: construção de poço	30% (25% para bens e 5% para serviços)
Desenvolvimento: sistema de coleta e escoamento de produção	40% (30% para bens e 10% para serviços)
Desenvolvimento: unidade estacionária de produção	30% (25% para bens e 5% para serviços)

O percentual de conteúdo local não será usado como critério de julgamento quando das licitações, sendo esse aferido ao final das fases de exploração e de cada etapa de desenvolvimento da produção. O projeto de Lei prevê ainda multa no caso de descumprimento dos índices mínimos de conteúdo local determinados, tendo tais percentuais validade até 31 de dezembro de 2040 e não afetando contratos já vigentes quando da promulgação da lei, processos licitatórios em curso na data de sua publicação ou licitações de áreas com acumulação marginal, conforme definição da ANP.



Já a Lei estadual 9.148/20, mencionada anteriormente, foi aprovada na ALERJ e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro em 21 de dezembro de 2020, estando atualmente em vigor. A legislação dispõe sobre contrapartidas pelo descumprimento da cláusula de conteúdo local, a serem pagas para o estado do Rio de Janeiro nos casos de contratos de exploração em campos localizados em áreas confrontantes com o litoral fluminense. A proposta se fundamentou na ideia de que o descumprimento dos percentuais mínimos de conteúdo local, por pressupor a substituição de fornecedores e prestadores de serviços do Brasil por concorrentes no exterior, gera perdas em termos de emprego, renda e geração de receitas tributárias para a economia fluminense, onde está a maior parte desses fornecedores e prestadores de serviços presentes no país.

Seguindo essa lógica, a Lei coloca como contrapartida o pagamento de valor equivalente à diferença entre a alíquota atualmente vigente pelo Repetro Industrialização – Lei estadual nº 8.890/2020 –, de 3%, e a alíquota definida pela Lei estadual nº 2.657/1996, que regulamentou o ICMS no Rio de Janeiro, no equivalente a 18%, sobre o montante não cumprido de conteúdo local. A Lei permite ainda que o governo fluminense estabeleça convênio com a ANP para que certificação de conteúdo local seja emitida em até um ano após o módulo de produção entrar em operação.

3 - A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL E AS PERSPECTIVAS DE ENCADEAMENTO PARA FRENTE

O Rio de Janeiro se destaca como detentor de reservas provadas de gás natural, representando em 2020 cerca de 61% do total no Brasil. Assim como o petróleo, o gás também pode gerar encadeamentos produtivos. Os encadeamentos para trás, quando não são os mesmos, são muito semelhantes aos verificados para o petróleo, uma vez que é muito comum que ambos os compostos químicos se encontrem associados nas jazidas. Já no que se refere aos encadeamentos para frente, as características tecnológicas do gás tornam viáveis formas distintas de aplicação em processos industriais, representando oportunidades de adensamento produtivo com diversificação e integração de diferentes segmentos a partir da chamada Indústria do Gás Natural.



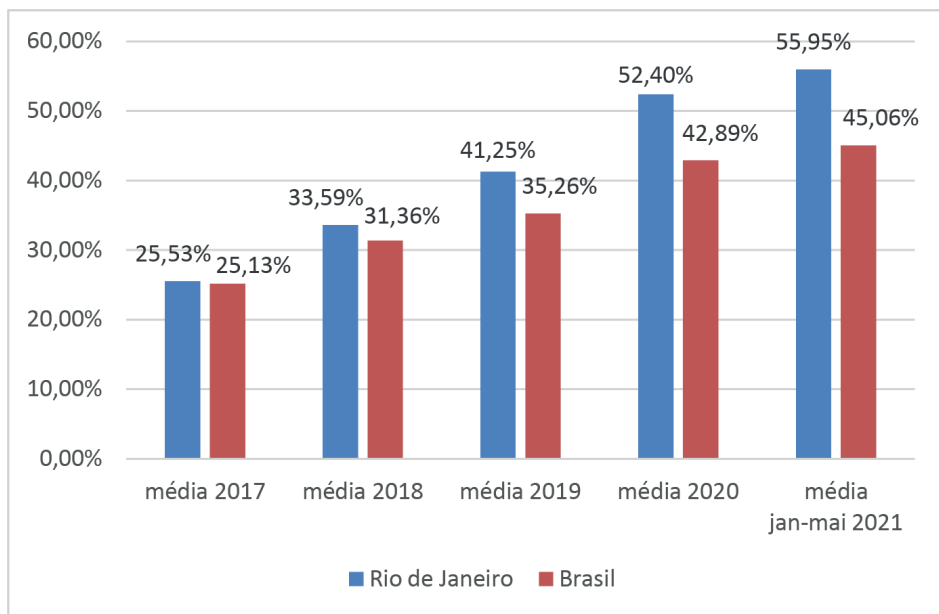
De fato, mesmo que o estado naturalmente gasoso desse recurso natural complexidades do ponto de vista do transporte e do armazenamento, suas características físico-químicas fazem dele um substituto energético por excelência, podendo ser usado para a geração de energia elétrica, térmica e mecânica. Além disso, o fato de ser composto por hidrocarbonetos em moléculas mais leves que o petróleo permite que esse produto possa passar por processos químicos que tornam possíveis a produção de diversos derivados sólidos e líquidos convencionalmente gerados pela indústria do refino ou pela indústria petroquímica. Essa grande capacidade de substituir outras fontes de energia, de origem fóssil ou de caráter renovável, somada aos benefícios potenciais de melhora da eficiência, de qualidade e de segurança operacional de indústrias e da redução de impactos ambientais, coloca o gás como um recurso estratégico, capaz de servir como uma ponte no processo de transição energética. À luz dessa perspectiva, nesta seção serão abordados três tópicos pertinentes à questão do gás no Rio de Janeiro: a reinjeção e queima do gás natural produzido, o déficit na infraestrutura de transporte desse produto e a discussão em torno de um novo marco legal para o gás.

A expansão das reservas e o alto volume de produção de gás não implicam necessariamente seu uso, uma vez que petróleo e gás frequentemente estão associados entre si nas jazidas brasileiras e fluminenses. O petróleo tem maior valor de mercado, envolve menores custos de transporte e conta com uma indústria de refino já consolidada para processá-lo; assim sendo, as operadoras de poços acabam preferindo o petróleo ao gás. Logo, com frequência, o gás natural é reinjetado nos poços para aumentar a taxa de retorno de petróleo nas plataformas.

De fato, conforme se pode ver no gráfico 3, cerca de 56 % do gás natural produzido no Rio de Janeiro é reinjetado, em média, no ano de 2020 – isto é, uma parte significativa da produção não é aproveitada. A média brasileira é relativamente mais baixa, sendo reinjetado 45% do gás produzido no país.



Gráfico 3 - Percentual de Gás Natural reinjetado - 2017 a 2021



Fonte: Assessoria Fiscal da ALERJ com base nos dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural e do Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural.

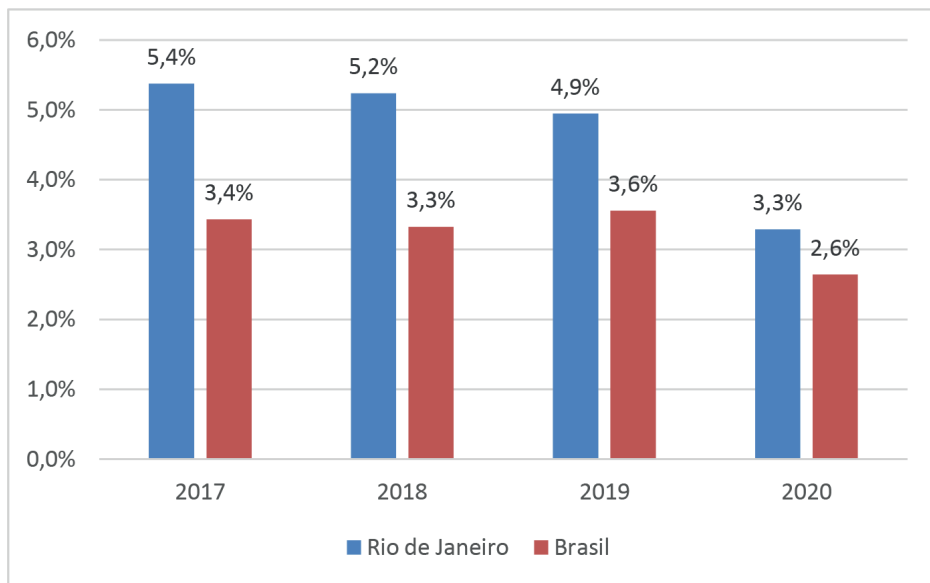
Isso denota uma perspectiva particularmente negativa quanto ao uso do gás natural do Rio de Janeiro, tendo em vista que a reinjeção de gás extraído no estado é de 55,95% contra um percentual de reinjeção na média nacional de 45,06%. No entanto, tanto pelo olhar em nível local quanto em nível nacional, percebe-se que esses valores vêm crescendo ininterruptamente nos últimos anos, o que demonstra uma incapacidade estrutural da economia brasileira em transportar e utilizar esse gás, principalmente o advindo de novos volumes de reservas descobertos nas últimas duas décadas.

Complementarmente, existe a questão das perdas e da queima de gás. Perdas e queima de gás são eventos inerentes ao processo produtivo, praticamente inevitáveis, e estão comumente associadas à segurança, falhas de equipamento, comissionamento de



sistemas e equipamentos, manutenções ou falhas de operações. Seguindo uma tendência de queda no mundo inteiro, por conta de progressos da tecnologia e da regulação, o percentual de perdas e queima de gás também vem diminuindo no Brasil e no Rio de Janeiro, conforme se pode ver no gráfico 4.

Gráfico 4 - Percentuais de queima e perda de Gás Natural, no Rio de Janeiro e no Brasil, entre 2017 e 2020



Fonte: Assessoria Fiscal da ALERJ com base nos dados do Anuário Estatístico 2021 da ANP.

Obs: Os dados para 2021 não foram divulgados pelo Anuário Estatístico 2021.

Ainda assim, note-se que no Rio de Janeiro, em particular, a fração do gás que se perde por esses meios é ligeiramente maior que a média nacional, chegando em 2019 a em torno de 5% - em decorrência principalmente dos diversos comissionamentos de plataformas instaladas para produção do Pré-sal.

Comparativamente, o total das queimas e perdas é consideravelmente menor do que a reinjeção, que é onde reside o cerne da questão do baixo aproveitamento do gás natural fluminense.



A essência desse problema está em um quadro de escassez de demanda de gás natural no patamar de preços praticado e, ao mesmo tempo, de carência de infraestrutura. Isto é, não há infraestrutura suficiente porque não há demanda e não há desenvolvimento de demanda por falta de infraestrutura.

No caso específico da área do pré-sal, onde há grandes recursos de óleo e gás, esse gás vem sendo muito reinjetado por falta de infraestruturas essenciais, tais como gasodutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural (UPGN) que permitam seu aproveitamento. Isso significa que, mesmo no caso de uma grande demanda decorrente, por exemplo, de uma possível substituição de outras fontes energéticas esse gás não poderia chegar até os consumidores, por falta de infraestrutura para transferi-lo para costa. Além disso, a ampliação da própria infraestrutura de transporte também exige vultosos investimentos. Ocorre que, para viabilizar tais projetos, - com expressivos recursos sendo convertidos em ativos fixos e de uso altamente específico -, empresas requerem concretas garantias de demanda (que dependem de o gás chegar ao mercado a preços competitivos em relação seus energéticos substitutos ou aceitáveis para uso como matéria-prima) e baixas incertezas de fornecimento, ou seja, requerem oportunidades de negócio em que possam contar com perspectivas seguras de fluxos de caixa por longo período de tempo.

De fato, a partir da plataforma continental fluminense, há apenas dois gasodutos já construídos, o Rota 1 e o Rota 2, ambos da Petrobras. O primeiro transporta gás para uma unidade de tratamento na cidade paulista de Caraguatatuba, sendo em parte utilizado para o parque de refino da própria estatal e em parte disponibilizado na rede de gasodutos daquele estado. O segundo gasoduto transporta gás do Pré-Sal até o Terminal Cabiúnas, em Macaé, onde o gás é tratado e transportado, por outros gasodutos, para a região da Reduc e para Vitória, onde também é aproveitado por divisões da própria Petrobras.



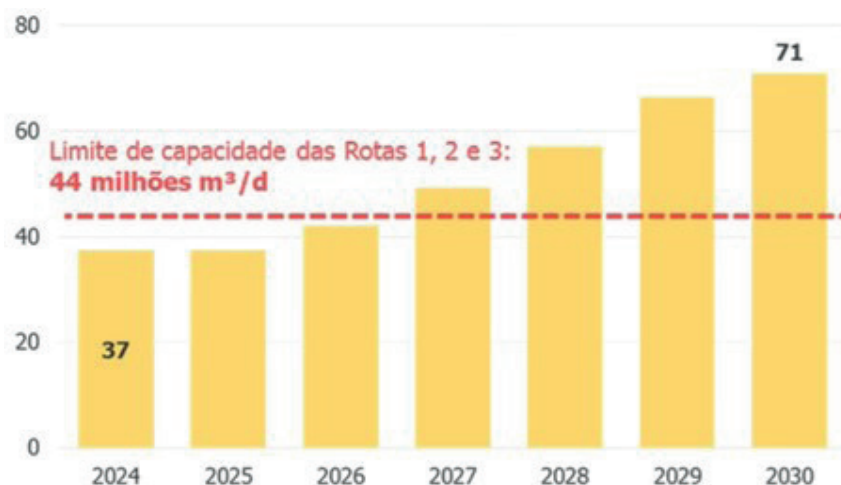
Com o aumento das reservas, a Petrobras está construindo o gasoduto Rota 3, que ligará campos da Bacia de Santos à cidade de Itaboraí e que, de acordo com a Petrobras, deverá estar finalizado em 2022. A princípio, o gás transportado será utilizado no Polo GasLub, em Itaboraí, no terreno onde se havia previsto a construção do que deveria ter sido o COMPERJ. Pretende-se instalar neste polo uma unidade de processamento de gás natural (UPGN), contudo ainda não há nenhuma indicação concreta de qual destinação se dará ao gás processado.

Ou seja, grande parte do gás que é extraído na plataforma continental fluminense e transportado para terra-firme ainda é aproveitado pela própria empresa que o extrai e transporta, a Petrobras. Nesse cenário, há dois desafios em vista, um relacionado à demanda e outro à infraestrutura. Quanto ao primeiro, tem particular valor estratégico a organização e consolidação de novos vetores de demanda efetiva, capazes de utilizar esse gás e concretizar as oportunidades verificadas em termos de encadeamentos para frente, ainda pouco aproveitadas. No que toca à infraestrutura, o desafio está em adensar a rede de gasodutos, tanto aquela que leva o gás do Pré-Sal ao continente quanto a que o distribui para consumidores.

A figura a seguir ilustra a dimensão do desafio da infraestrutura pelo lado do transporte de gás para o continente. Os dois gasodutos existentes e o Rota 3, quando for concluído, terão capacidade máxima de 44 milhões de m³/dia. A capacidade dessa infraestrutura, que ainda será beneficiada por uma obra de integração da malha desses três gasodutos de escoamento, ainda assim será insuficiente para dar conta do crescimento da produção prevista para os próximos anos, que passará desse limite em 2027 e poderá alcançar 71 milhões de m³/dia ainda em 2030, já descontada a fração do gás que é reinjetada.



Figura 2 - Evolução prevista da produção líquida de gás natural do Pré-Sal até 2030 em milhões de m³/dia



Fonte: Empresa de Planejamento Energético - EPE (2019).

Cabe mencionar uma terceira questão que tem sido frequentemente levantada por publicações divulgadas por órgãos de representação de classe: o elevado preço da molécula de gás. Conforme aponta Victor (2019), a trajetória de elevação do volume de reservas de gás disponíveis foi acompanhada de razoável alta dos preços do gás. É fundamental, contudo, considerar que um preço, para ser corretamente interpretado, deve ser visto à luz das características do mercado e das transações que nele ocorrem. No mercado em questão, do gás natural produzido no Brasil, as lacunas de infraestrutura de transporte e as complexidades que obstaculizam o progresso nessa direção constituem altos *custos de transação*⁹ que compõem um preço elevado. Esse preço elevado, portanto,

9. Grosso modo, custos de transação são todos os custos de natureza econômica, pecuniários e não-pecuniários, inerentes às condições necessárias para que uma transação ocorra. Quanto mais complexa uma transação, maiores os custos de transação. Entre os fatores que determinam tais custos estão a especificidade dos ativos, a frequência das transações e as incertezas. No exemplo do mercado do gás, as transações envolvem ativos altamente específicos, que só podem ser usados para um tipo de transação, como os gasodutos; transações pouco frequentes, através geralmente de contratos negociados em um único momento, para reger a relação fornecedor-cliente durante décadas; e grandes incertezas, como mencionado anteriormente.



não é fruto de excesso de demanda e escassez de oferta ou fruto de poder de monopólio, mas predominantemente é um preço influenciado pelos custos de transação enfrentados pelos ofertantes de gás, refletindo a necessidade de garantias de receita que consideram necessárias para se empenhar em projetos de investimento na construção de gasodutos, além de compensar os benefícios de aplicações alternativas dos recursos, como a reinjeção do gás.

O diagnóstico que se propõe, portanto, é a existência de um círculo vicioso entre demanda efetiva insuficiente, carência de infraestrutura e preços elevados que constituem obstáculos, mutuamente relacionados, ao desenvolvimento do mercado de gás no Brasil. Entre esses três fatores, é necessário apontar a rede de gasodutos insuficiente como aspecto central. Sem gasodutos, os demandantes potenciais buscam fontes energéticas substitutas, e o encontram com facilidade por conta das já mencionadas características técnico-econômicas do gás. Além disso, quando a realização de grandes investimentos, com elevadíssimos custos de transação, se coloca como pré-condição para transformar o gás de produto em mercadoria, isto é, passível de ser levado ao cliente e efetivamente vendido, há tendência de aumento de preço.

Nesse contexto, os sinais providos pelo mercado – baixa expectativa para a demanda e preços desfavoráveis – não colaboram para que a ampliação da infraestrutura de transporte de gás seja realizada pela iniciativa privada. Isso é especialmente verdadeiro quando se adiciona a esse cenário a crescente concorrência do gás natural liquefeito (GNL), que pode ser importado e transportado via navios gaseiros, de forma mais competitiva, dependendo apenas da existência de terminais de regaseificação em portos conectados a gasodutos terrestres de distribuição.

Consequentemente, assim como no caso da análise dos encadeamentos para trás, é necessário reconhecer o papel estratégico a ser cumprido pelo Estado em romper esse círculo vicioso. Mais especificamente, é importante se avançar em torno de políticas que desatem o nó da infraestrutura de transporte, através de investimentos públicos,



possibilitando a construção de gasodutos do Pré-Sal para o estado do Rio de Janeiro, que permitam ser utilizado pela indústria e nas cidades e, inclusive, ser redistribuído para outras regiões do Brasil ou liquefeito e exportado como GNL. Para tal, atores institucionais importantes, como o BNDES e a própria Petrobras, que têm sede no estado, podem ser mobilizados. Isto sem falar em instituições internacionais de crédito, como o Banco Interamericano, Banco Mundial e Banco dos BRICs. Recursos do Fundo Soberano estadual, criado recentemente por emenda constitucional proposta pela ALERJ, podem também ser utilizados como contrapartida.

Uma das principais medidas adotadas recentemente para fazer frente aos desafios mencionados acima se deu no campo institucional e regulatório. Há poucos meses, o setor de gás natural no Brasil passou a ser regido pela Lei 14.134/2021, batizada de “nova Lei do Gás”, em substituição à legislação anterior, Lei 11.909/2009. A Lei 14.134/2021 foi aprovada em 3 de abril de 2021 e regulamentada pelo Decreto nº 10.712/2021 em 2 de junho do mesmo ano.

De acordo com a justificativa do projeto da lei referida acima, a proposição de mudanças ocorreu devido a uma realidade de baixa concorrência no setor, “especialmente no transporte e no suprimento do produto”, cenário que não teria sido alterado com a edição da Lei 11.909/2009. Devido à não realização, à época, do Plano de Expansão da Malha de Transporte (PEMAT) e das licitações previstas, diz o texto, permaneceram “sem aplicação vários dispositivos da Lei, como aqueles que procuram implantar o livre acesso aos gasodutos”.

Atualmente, a chamada “nova Lei do Gás” necessita de regulação infralegal a ser feita pela ANP. Com respeito ao seu conteúdo jurídico, a novidade mais significativa trazida pela lei é que não há mais a previsão de exploração de qualquer atividade concernente ao gás natural por meio de concessão da União. No quadro abaixo, encontra-se uma síntese das principais mudanças trazidas pela lei em cada um dos segmentos de atividades econômicas ligadas ao gás dispostos em seus normativos. Nos novos cenários previstos, a ANP centralizará sua regulação e fiscalização.



Síntese esquemática das mudanças trazidas pela Lei 14.134/2021

Transporte

Na Lei 11.909/2009, sua exploração podia ocorrer nas modalidades autorização e concessão. Com a nova lei, a única forma prevista é a primeira. Ainda sobre autorização, enquanto na lei anterior havia a previsão de que tivessem prazo de 30 anos, prorrogáveis por igual período, a nova legislação não coloca nenhum limite de duração, havendo, no entanto, hipóteses para sua revogação. Cabe ressaltar que, finda a autorização, os bens vinculados à atividade de transporte não reverterão à União, ao contrário do que era previsto na Lei 11.909/2009. A lei nº 14.134/2021 permite ainda que a malha de transporte de gás natural seja organizada nos chamados sistemas de transporte, a serem regulados pela ANP - forma essa não constante da legislação anterior. Quanto ao acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, pela nova lei cabe à ANP a regulação e fiscalização dessas ocorrências, previsão não existente na Lei 11.909/2009.

Importação e Exportação

Em ambas as leis a única modalidade de exploração permitida é a autorização. Isto é, não há distinção substancial entre o gás natural produzido no Brasil e o importado.

Estocagem e Acondicionamento

Para estocagem, não existe mais a previsão de exploração por concessão na nova lei. Pela Lei 14.134/2021, o acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea é assegurado, nos termos de regulação da ANP e salvo em período de não obrigatoriedade definido pela Agência, previsões não constantes da Lei 11.909/2009. Para acondicionamento, ambas as leis preveem a exploração apenas mediante autorização.

Escoamento, Processamento, Tratamento, Liquefação e Regaseificação

Para processamento, tratamento, liquefação e regaseificação, ambas as leis preveem a exploração apenas



mediante autorização. Em relação ao escoamento, enquanto a Lei 11.909/2009 afirmava não haver obrigatoriedade de se permitir o acesso de terceiros aos gasodutos, a nova legislação garante o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, mediante acordos entre as partes e seguindo regulamentos da ANP.

Distribuição e Comercialização

Em ambas as leis, a comercialização de gás natural se dá mediante celebração de contratos, porém na nova legislação é possível que esses sejam registrados também em entidade habilitada pela ANP. Nos dois normativos, estão ressalvadas dessa previsão as distribuidoras estaduais de gás canalizado, que são reguladas pelas agências estaduais. De acordo com a Lei 14.134/2021, a comercialização deve acontecer por autorização da ANP, podendo ser concedida a distribuidoras de gás canalizado, consumidores livres, produtores, auto-produtores, importadores, autoimportadores e comercializadores,

detalhamento que não constava da Lei 11.909/2009.

Quanto à distribuição, ambas as legislações apresentam as figuras do consumidor livre, do autoprodutor e do autoimportador, não havendo diferenças relevantes sobre sua atuação enquanto agentes que podem construir e implantar diretamente instalações e dutos no caso de não serem atendidos pela infraestrutura da distribuidora estadual de gás, mediante contrato com essa última.

Cabe um parêntese para registrar que há regulação específica sobre tais situações, no âmbito do Estado do Rio, graças à Deliberação nº 4068 da AGENERSA – Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro. Essa deliberação publicou o “marco regulatório do mercado livre de gás no Rio de Janeiro” no Diário Oficial do Estado de 14 de fevereiro de 2020. Ainda sobre distribuição e comercialização, a Lei 14.134/2021 detalha também o papel da ANP enquanto observadora do funcionamento do mercado do gás natural, sendo previstos mecanismos de estímulo à eficiência, à competitividade e à redução da concentração na oferta da commodity, o que não constava da Lei 11.909/2009.



Partindo de um olhar panorâmico, é possível dizer que as principais mudanças trazidas pela Lei 14.134/2021 seguem uma lógica de flexibilizar a regulação em três direções. A primeira, no sentido de reduzir o âmbito da modalidade de concessão e ampliar o uso do modelo de autorização, que coloca menos requerimentos de contrapartidas ao ente regulado e é mais flexível com relação ao tempo de vigência. A segunda, no sentido de manter a ausência de distinção entre gás natural nacional e importado, algo que ganha nova conotação com a evolução das tecnologias do GNL e a dinamização do mercado internacional de gás. A terceira avança no segmento da distribuição e da comercialização, abrindo o leque de atores que podem participar desse tipo de atividade, ampliando os tipos de participação possível e propondo mudanças nas atribuições dos entes federativos na regulação dessa atividade¹⁰.

Observando, conjuntamente, o sentido geral das mudanças trazidas pela Lei 14.134/2021 e o diagnóstico a respeito dos obstáculos para que o Rio de Janeiro aproveite melhor o potencial proporcionado por suas reservas de gás, convém refletir sobre seus pontos de intersecção. Parte do debate que vem sendo feito, portanto, deve considerar, na questão essencial do diagnóstico, o tema da infraestrutura de transporte, mas também deve focar como podem ser encaminhadas definitivamente as questões: demanda, preço e organização do mercado. Consequentemente, também deve ser discutido se mudanças no marco legal devem ser acompanhadas de outras frentes de ação coordenadas, como, por exemplo, novas políticas industriais, realização de investimentos públicos e estabelecimento de novas contrapartidas pela regulação. Por fim, também é razoável considerar possíveis riscos relacionados à crescente entrada do GNL no mercado nacional, discutindo seu possível papel como indutor para investimentos em infraestrutura de distribuição de portos para centros urbanos ou inibidor para investimentos de infraestrutura de transporte do gás natural do mar para o continente.

10. Neste ponto cabe uma observação relevante do ponto de vista do investimento. Atualmente, a regulação sobre as atividades de distribuição de gás natural é atribuída às agências reguladoras estaduais. Ao permitir que essa atividade também possa ser regulada pela agência reguladora ligada à União, é possível que mudanças na legislação abram espaço para riscos e incertezas de ordem jurídica.



Em referência ao exposto acima, com respeito a possíveis frentes de ação, cabe ressaltar que está em discussão atualmente o projeto de criação de um *hub* (ou eixo) de desenvolvimento a partir do gás natural, na Baixada Fluminense. O projeto conceitual de criação do *Hub* do Gás foi apresentado pelo seu idealizador e diretor-geral da ALERJ, o engenheiro Wagner Victor, no dia 6 de agosto de 2021 em um encontro virtual organizado pelo Fórum Permanente de Desenvolvimento Estratégico do Estado Rio de Janeiro da Assembleia. A ideia apresentada no encontro, e discutida em seguida, contou com receptividade dos participantes, que incluíam parlamentares, representantes de empresas do setor de gás e de federações industriais e comerciais do ERJ. A fim de que o projeto se concretize, entretanto, é necessária a articulação destes e outros atores em torno da agenda proposta.

O projeto de criação do "*Hub* do Gás na Baixada Fluminense" se traduz na ideia de viabilizar o escoamento de gás natural do Pré-sal da Bacia de Santos através de gasoduto marítimo para uma entrada em Itaguaí, como forma de induzir o desenvolvimento na Baixada Fluminense. Com cada um desses gasodutos podendo aumentar a oferta de gás em pelo menos 20 milhões de metros cúbicos diários na região, o projeto tem como justificativa múltiplos fatores, dentre eles condições locais favoráveis, possibilidades de estimular outras atividades econômicas e ganhos socioeconômicos e ambientais. A lista com a totalidade dos referidos fatores pode ser encontrada no box na página seguinte.

No que tange às condições locais, destaca-se a localização frontal às reservas do pré-sal na Bacia de Santos e a proximidade ao Porto de Sepetiba, ao Arco Rodoviário Metropolitano (BR 493) e a centros de qualificação de mão-de-obra (UFRRJ, UFRJ e escolas técnicas FAETEC, SENAI, CEFET e IFRJ). No que diz respeito a oportunidades econômicas, a iniciativa poderá se desdobrar na construção de uma unidade de processamento de gás, de duas usinas termelétricas e no desenvolvimento de condomínios industriais, potencializados pelo gás barato. Por fim, é possível citar, como ganhos socioeconômicos advindos do projeto, a redução do preço do gás natural e a geração de empregos, e como ganho ambiental, a redução de emissões de carbono a partir da substituição de combustíveis mais poluentes pelo gás natural no processo produtivo.



O projeto de criação do “Hub de Gás na Baixada Fluminense”

A ideia do projeto é a de criar condições para que o gás produzido no Pré-sal da bacia de Santos chegue a Itaguaí, no Rio de Janeiro, para induzir o desenvolvimento da Baixada Fluminense.

Há 15 fatores relacionados a condições locais que justificam o empreendimento na Baixada Fluminense, listados abaixo:

1. Região frontal às reservas do Pré-sal na Bacia de Santos
2. Oferta de recursos hídricos favorável
3. Bacia aérea ainda não concentrada
4. Mão-de-obra abundante, não requerendo migração
5. Centros de qualificação de mão-de-obra próximos (UFRRJ, UFRJ e escolas técnicas FAETEC, SENAI, CEFET e IFRJ)
6. Ampla oferta de terrenos planos a baixo custo
7. Proximidade ao Porto de Sepetiba (Porto de Itaguaí)
8. Proximidade ao Arco Rodoviário Metropolitano (BR493), Rodovia Presidente Dutra e a BR-101
9. Proximidade com siderúrgicas da região (Gerdau e Ternium) e terminais para exportação de minérios
10. Ferrovia já existente (MRS), atingindo até o interior do Brasil, como o Centro-Oeste, e Sudeste (SP, MG)
11. Incentivos fiscais estaduais já disponíveis para o entorno do Porto de Sepetiba (na forma da Lei 4.174/03)
12. Proximidade ao Distrito Industrial de Santa Cruz
13. Proximidade com parque de refino e petroquímica de Duque de Caxias
14. Proximidade com o Estaleiro de Submarinos da Marinha
15. Disponibilidade de linhas de transmissão e subestações em 500kV para conexão de novos projetos de geração, incluindo a nova subestação da StateGrid em Paracambi.



Uma vez viabilizado o escoamento de gás natural da Rota 4b para Itaguaí, novos estabelecimentos poderão ser construídos de forma a estimular outras atividades econômicas na Baixada Fluminense – seguem oito exemplos abaixo:

1. Unidade de Processamento de Gás Natural (iGasHub em Itaguaí, com expectativa de 10.000 barris/dia de Gasolina, e 20.000 botijões/dia de GLP)
2. Termoelétricas (uma das quais em Paracambi, com potencial de geração de até 3000 MW).
3. Condomínios industriais potencializados pelo gás barato distribuídos ao longo do Arco Rodoviário Metropolitano na Baixada Fluminense
4. Condomínio industrial voltado à exportação (ZPE Seropédica)
5. Planta de produção de fertilizantes (fertilizantes nitrogenados derivados da amônia obtida a partir da transformação química do gás natural)
6. Planta de beneficiamento de minério com gás, pela técnica de beneficiamento Hot Briquetted Iron (HBI), que eleva a densidade do minério a 5,000 kg/m³ e barateia tanto o armazenamento quanto a logística
7. Aproveitamento pela indústria petroquímica da oferta de derivados nobres da UPGN (produção de eteno, propeno e aromáticos)
8. Indústria de transformação de plásticos explorando essa maior oferta de matéria prima para a indústria petroquímica

Por fim, argumenta-se que a criação de um *Hub* do Gás na Baixada Fluminense trará ganhos socioeconômicos e ambientais importantes para a região, como os seguintes:

1. Ampliação da oferta de GNV para a Baixada Fluminense, reduzindo preços de combustível e estimulando a criação de até 200 postos de GNV em toda a região
2. Geração de emprego e absorção da mão de obra local
3. Substituição do carvão pelo gás no processo produtivo do parque siderúrgico da região, reduzindo emissões de carbono
4. Fortalecimento da cadeia de serviços na Baixada
5. Indução a maior especialização da mão de obra local.



CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com o objetivo de subsidiar os debates do Fórum Estratégico de Desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro, os argumentos desenvolvidos nesse texto partem da visão de que o petróleo e o gás natural representam grandes oportunidades para o desenvolvimento fluminense, que podem ser mais bem exploradas. A possibilidade de adensar a estrutura produtiva industrial e de serviços intensivos em conhecimento é uma das vias estratégicas a ser considerada pelos debatedores. Experiências bem sucedidas de regiões petrolíferas como Stavanger, na Noruega, e o Texas, nos EUA, demonstram a factibilidade e a pertinência dessa oportunidade.

Na economia do P&G, a condição do Rio de Janeiro enquanto protagonista no contexto nacional é um dado plenamente consolidado no senso comum. De fato, o total de reservas desses hidrocarbonetos na plataforma continental fluminense é comparável ao de países inteiros que produzem volumes razoáveis desses recursos, como Bolívia, Noruega e Angola. Contudo, quando passamos à análise relativa à estrutura produtiva relacionada a esses recursos naturais, observam-se padrões de especialização que denotam ênfase nos encadeamentos para trás, ligados à extração mineral, e menos densidade nos encadeamentos para frente, ligados à produção de derivados e seu uso em processos de transformação industrial.

Sob esse aspecto, e sem pretensão à exaustão, foram selecionados dois eixos de análise para estimular os debates no Fórum. O primeiro, abordando os encadeamentos para trás, se baseou em um olhar para a base de contratos da Petrobras, principal *player* da indústria petrolífera no Brasil e mais destacado cliente de fornecedores e prestadores de serviços do sistema produtivo de petróleo e gás no Rio de Janeiro e no Brasil. O segundo eixo se dedicou a aportar insumos ao debate acerca das oportunidades de encadeamentos para frente a partir do gás natural, recurso capaz de se inserir em diversos processos



produtivos industriais, como, por exemplo, a geração de energia elétrica, servindo ainda a indústrias de base mineral, indústria química, petroquímica e de plásticos.

No que diz respeito à cadeia de fornecedores da Petrobras, é possível destacar três pontos. Apenas 25% desses fornecedores e prestadores de serviços estão no Rio de Janeiro, ao mesmo tempo em que 61% estão no exterior, ou seja, existe um concreto desafio de ampliar os encadeamentos para trás na economia fluminense no sentido de se internalizar essa riqueza que vaza para fora do estado. Tal desafio deve ser encarado a partir da construção de novas vantagens competitivas que vão além daquelas oferecidas pela localização das jazidas de recursos naturais. Nessa direção, há oportunidades estrategicamente interessantes ligadas a segmentos da indústria de transformação e serviços intensivos em conhecimento.

Considerando as oportunidades de adensamento produtivo via encadeamentos para trás, duas frentes de ação importantes são os debates em torno do PL 7401/2017, na Câmara Federal, e da Lei 9.148/20, na ALERJ, que dispõem sobre aspectos relativos à Política de Conteúdo Local, que vem sendo flexibilizada desde 2017. Reconhecendo o papel que o sistema produtivo de petróleo e gás ainda pode ter no desenvolvimento produtivo e inovativo do Rio de Janeiro, é válido que parlamentares fluminenses se engajem nos debates propostos por essas legislações. Além disso, entendendo que os desafios não necessariamente serão integralmente superados por essa via, é necessário também articular frentes de ação complementares, estimulando a realização de políticas públicas que promovam o adensamento produtivo e o dinamismo em termos de inovação no âmbito discutido.

No que se refere ao gás natural, o quadro identificado para o Rio de Janeiro se caracteriza por níveis crescentes de produção, de tal ordem que se faz necessário expandir a infraestrutura de gasodutos para transportar o recurso até o continente e



viabilizar seu uso, principalmente na indústria. O descompasso entre as capacidades dos gasodutos Rota 1, Rota 2 e Rota 3 (em construção) e a previsão de evolução da produção de gás reforçam a tendência atual, de forte elevação da taxa de reinjeção de gás natural nos poços de petróleo no Rio de Janeiro. Segundo dados da ANP, mais da metade do gás produzido atualmente no estado é reinjetado ou queimado, ao invés de ser transportado para a costa e utilizado pela indústria ou pelos centros urbanos, conforme proposto no projeto de criação de um *Hub* de Gás na Baixada Fluminense.

Para contornar esse quadro de baixo aproveitamento do potencial proporcionado pelas significativas reservas de gás do Pré-Sal, torna-se necessário que o Estado cumpra seu papel indutor do desenvolvimento, preenchendo lacunas – de demanda, de investimento em infraestrutura e institucionais – que inviabilizam um maior dinamismo do mercado de gás natural no Rio de Janeiro. Nesta seara, entende-se que o gargalo no transporte, ligado à insuficiente infraestrutura de gasodutos existente no país, é o principal desafio a ser endereçado, pois é o eixo em torno do qual se estabelece um círculo vicioso de insuficiência de demanda, preços altos e investimentos aquém do necessário. Consequentemente, é importante que os parlamentares fluminenses, observando os desafios para o desenvolvimento do Rio de Janeiro, se engajem em processos que estimulem a retomada de políticas públicas que promovam avanços nesse sentido. Além disso, cabe especial atenção aos interesses regionais no debate em torno do novo marco legal para o gás, nos termos da já aprovada Lei federal 14.134/2021. Devem-se reforçar os pontos que podem, de fato, promover progressos na superação da questão do transporte de gás, ao passo em que cabe atentar aos riscos de uma exposição excessiva à competição com o GNL importado, que, no limite, pode agravar o quadro atual de baixo aproveitamento do gás do Pré-Sal.



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRITTO, J; CASSIOLATO, J.E; MARCELLINO, I. S. Especialização produtiva e dinamismo inovativo da indústria fluminense: desafios e potencialidades para o desenvolvimento regional. In: Osorio, M.; Melo, L.M.; Versiani, M.H; Werneck, M.L. (orgs). Uma agenda para o Rio de Janeiro: Estratégias e Políticas Públicas para o Desenvolvimento Socioeconômico. Rio de Janeiro: FGV: 2015

CHAMBRIARD, M.; NEVES, P. Petróleo, gás natural, emprego e renda: estimativas para 2030. *Caderno Opinião*. FGV Energia – 01/2020.

MARCELLINO, I. O Complexo Produtivo de P&G como vetor para o fortalecimento do Sistema Regional de Inovação Fluminense: uma análise de determinantes estruturais e organizacionais. Dissertação de mestrado defendida no programa de pós-graduação em economia da UFF, 2014.

OSORIO, M. Economia, desenvolvimento e caminhos para o Rio de Janeiro. *Revista de Economia Fluminense*, v. VII, p. 13-17, 2013.

OSORIO, M.; VERSIANI, M.H. Rio de Janeiro: como sair da crise? *Jornal dos Economistas*, v. 1, p. 3-5, 2019.

OSORIO, M.; RABELO, H.; VERSIANI, M.H. Rio de Janeiro: crise estrutural e alternativas. In: CABRAL, J. A.; FREITAS CABRAL, M. V.; MONTIBELER, E. E.; PRATES, T. M. II Seminário de Economia Fluminense. Seropédica. 2021. Disponível em: <https://alerj-my.sharepoint.com/:b:/g/personal/hrsrego_alerj_rj_gov_br/EYLYM9H8q0JFnEELWirj4joB3HjeLwMhDKJDFrKoLiyMw?e=oE7y3c>

OSORIO, M; VERSIANI, M. H.; MELO, L. M.; WERNECK, M. L. (Orgs.). Uma agenda para o Rio de Janeiro: estratégias e políticas públicas para o desenvolvimento socioeconômico. 1. ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2015. v.l. 392p.



OSORIO, M.; REGO, H.; VERSIANI, M. H. Rio de Janeiro: Fatos e Versões. In: OSORIO, Mauro; VERSIANI, Maria Helena; MAGALHÃES, Alex Ferreira. (Orgs.). Rio de Janeiro: Reflexões e Práticas. 1ed. Belo Horizonte: Fórum, 2016, v. 1, p. 148-163.

ROSA, L. P.; OSORIO, M. Gás Natural como Indutor do Desenvolvimento da Economia Fluminense - versão resumida. *Revista Brasileira de Energia*, v. 1, p. 35-68, 1995.

SOBRAL, B. A Falácia da “inflexão econômica positiva”: algumas características da desindustrialização fluminense e do “vazio produtivo” em sua periferia metropolitana. *Cadernos do Desenvolvimento Fluminense*, Rio de Janeiro, n. 1, fev. 2013.

VICTER, W. Abertura do Setor de Gás Natural: O Risco de Entrarmos no “Jogo de Erros e Acertos”. *Boletim Energético*. FGV Energia – 06/2019.



ANEXO I

< ○○○●○ >

>
○
○
○
●
○
○
<



ANEXO I

Relação de atividades econômicas consideradas para cada segmento do sistema produtivo de petróleo e gás natural do Estado do Rio de Janeiro

Segmento do Sistema Produtivo	Subclasse CNAE 2.0	Descrição
Fornecedores e Prestadores de Serviços	2851800	Fabricação de máquinas e equipamentos para a prospecção e extração de petróleo, peças e acessórios
	3011301	Construção de embarcações de grande porte
	3011302	Construção de embarcações para uso comercial e para usos especiais, exceto de grande porte
	3314714	Manutenção e reparação de máquinas e equipamentos para a prospecção e extração de petróleo
	3317101	Manutenção e reparação de embarcações e estruturas flutuantes
	5030101	Navegação de apoio marítimo
	5030103	Serviço de rebocadores e empurradores
	7719501	Locação de embarcações sem tripulação, exceto para fins recreativos
	7739001	Aluguel de máquinas e equipamentos para extração de minérios e petróleo, sem operador
Exploração e Produção	600001	Extração de petróleo e gás natural
	600002	Extração e beneficiamento de xisto
	600003	Extração e beneficiamento de areias betuminosas
	910600	Atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural
Refino e produção de derivados	1921700	Fabricação de produtos do refino de petróleo
	1922501	Formulação de combustíveis
	1922502	Rerrefino de óleos lubrificantes
	1922599	Fabricação de outros produtos derivados do petróleo, exceto produtos do refino
(continuação)		



Segmento do Sistema Produtivo	Subclasse CNAE 2.0	Descrição
Petroquímica e indústria de plásticos	2021500	Fabricação de produtos petroquímicos básicos
	2022300	Fabricação de intermediários para plastificantes, resinas e fibras
	2031200	Fabricação de resinas termoplásticas
	2032100	Fabricação de resinas termofixas
	2040100	Fabricação de fibras artificiais e sintéticas
	2221800	Fabricação de laminados planos e tubulares de material plástico
	2222600	Fabricação de embalagens de material plástico
	2223400	Fabricação de tubos e acessórios de material plástico para uso na construção
	2229301	Fabricação de artefatos de material plástico para uso pessoal e doméstico
	2229302	Fabricação de artefatos de material plástico para usos industriais
	2229303	Fabricação de artefatos de material plástico para uso na construção, exceto tubos e acessórios
2229399	Fabricação de artefatos de material plástico para outros usos não especificados anteriormente	
Distribuição e Comercialização	3520401	Produção de gás; processamento de gás natural
	3520402	Distribuição de combustíveis gasosos por redes urbanas
	4681801	Comércio atacadista de álcool carburante, biodiesel, gasolina e demais derivados de petróleo, exceto lubrificantes, não realizado por transportador retalhista (TRR)
	4681802	Comércio atacadista de combustíveis realizado por transportador retalhista (TRR)
	4681803	Comércio atacadista de combustíveis de origem vegetal, exceto álcool carburante
4681804	Comércio atacadista de combustíveis de origem mineral em bruto	

(continuação)



Segmento do Sistema Produtivo	Subclasse CNAE 2.0	Descrição
Distribuição e Comercialização (cont.)	4681805	Comércio atacadista de lubrificantes
	4682600	Comércio atacadista de gás liquefeito de petróleo (GLP)
	4684201	Comércio atacadista de resinas e elastômeros
	4684202	Comércio atacadista de solventes
	4684299	Comércio atacadista de outros produtos químicos e petroquímicos não especificados anteriormente
	4731800	Comércio varejista de combustíveis para veículos automotores
	4732600	Comércio varejista de lubrificantes
	4784900	Comércio varejista de gás liquefeito de petróleo (GLP)

Fonte: Elaboração própria.





ALERJ

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO
ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Assessoria Fiscal

