

GEOPOLÍTICA, ESTRATÉGIA E PETRÓLEO:

Transformações internacionais e nacionais

Rodrigo Leão
William Nozaki
(Orgs.)

Prefácio de
Luiz Pinguelli Rosa



 **INEEP**

GEPOLÍTICA, ESTRATÉGI A E PETRÓLEO: TRANSFORMAÇÕES INTERNACIONAIS E NACIONAIS

Rodrigo Leão

William Nozaki

(Orgs.)

Rio de Janeiro
INEEP – FLACSO
2019

 **INEEP**


FLACSO
BRASIL

Copyright © 2019 Faculdade Latino-Americana de Ciências Sociais.
Autorizada a reprodução total ou parcial dos conteúdos desta
publicação desde que sem fins lucrativos e citada a fonte.

Editoração: Flacso

Projeto Gráfico: Marcelo Giardino

Diagramação: Pedro Biz

Revisão: Margareth Doher

Ficha Catalográfica

L437g Leão, Rodrigo.

Geopolítica, estratégia e petróleo: transformações
internacionais e nacionais / Rodrigo Leão; William
Nozaki (orgs.) – Rio de Janeiro : INEEP; FLACSO,
2019.

127 p.

ISBN: 978-85-60379-56-9

e-ISBN: 978-85-60379-57-6

1. Política. 2. Geopolítica. 3. Petróleo. I. Título.

CDD: 320.9

CDU: 32(665.6)

Ficha catalográfica elaborada por Jenifer Geruza Moraes de Paula – CRB7 023/18

INEEP

Av. Rio Branco, 133, 21º andar

Centro – CEP: 20040-006 – Rio de Janeiro/RJ – Brasil

Tel.: 55 21 3852 5002 ramal 214

<http://ineep.org.br>

SUMÁRIO

Prefácio
Luiz Pinguelli Rosa | 7

Apresentação | 13

BLOCO I

A geopolítica, as transformações mundiais recentes e o setor de petróleo e gás (P&G)

Conspiração e estratégia
José Luís da Costa Fiori | 17

O velho Atlântico e o novo ouro negro
William Vella Nozaki | 21

A nova geopolítica do petróleo no século XX
William Vella Nozak | 25

Petróleo: uma decisão urgente
José Luís da Costa Fiori | 31

BLOCO II

Interesses empresariais e financeiros no setor de P&G no Brasil

A indústria de petróleo e energia como núcleo dinâmico do capital produtivo nacional

William Vella Nozaki | 37

Financeirização e desintegração vertical da Petrobras: quem ganha com isso

Eduardo Costa Pinto | 41

Um balanço da gestão de Pedro Parente

William Vella Nozaki

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 45

BLOCO III

A reorganização e o encolhimento da atuação da Petrobras em 2017 e 2018

Um balanço da visão estratégica da Petrobras desde 2017

Rafael Rodrigues da Costa | 53

Opção estratégica da Petrobras em 2017: empresa menor e desintegrada

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão

Eduardo Costa Pinto | 57

Resultado recorde da Petrobras em 2018 vem com boom no preço do petróleo e queda na produção da estatal

Eduardo Costa Pinto

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 61

O reposicionamento estratégico da Petrobras

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 65

BLOCO IV

A Petrobras e as estratégias das companhias internacionais de petróleo

A Petrobras na contramão das estratégias globais do setor
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 71

A Total, a Petrobras e a abertura de mercados
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão
Caroline Scotti Vilain | 75

Statoil, Petrobras e o papel do Estado na economia
William Vella Nozaki
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 81

BLOCO V

O setor de P&G e a política tecnológica e de conteúdo local no Brasil

A substituição da política de conteúdo local pelo conteúdo internacional
Rodrigo Pimentel Ferreira Leão
Caroline Scotti Vilain | 89

Os desafios das novas tecnologias e o enfraquecimento do conteúdo local
Paola Azevedo | 93

Política de desenvolvimento da Petrobras: liderança tecnológica em risco
Paola Azevedo | 97

BLOCO VI

O setor de P&G e a política macroeconômica no Brasil

O papel dos royalties e das participações especiais
para a questão fiscal

Carla Borges Ferreira | 103

O pré-sal e a situação fiscal brasileira

Rafael Rodrigues da Costa

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 107

Redução dos investimentos da Petrobras: um balanço das perdas

Eduardo Costa Pinto

Esther Dweck | 111

BLOCO VII

Os impactos regionais da atuação da Petrobras

Os desinvestimentos da Petrobras e o atraso do Nordeste

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão | 117

A Petrobras e a perda de protagonismo na Amazônia

Caroline Scotti Vilain | 121

A redução dos investimentos da Petrobras
e a queda do emprego no Sul

Caroline Scotti Vilain | 125

PREFÁCIO

Luiz Pinguelli Rosa*

O livro é extremamente oportuno, escrito de forma acessível e contendo informações técnicas relevantes em capítulos curtos e muito objetivos cobrindo um largo espectro de assuntos relativos ao tema, da maior importância para o futuro do país não só no domínio energético mas também econômico e social. Fica claro que a orientação dominante dos governos Temer e Bolsonaro não atende aos interesses nacionais do Brasil neste campo.

O primeiro bloco do livro trata da geopolítica do petróleo e do gás natural e das transformações mundiais recentes dentro das quais

* Luiz Pinguelli Rosa nasceu em 19 de Fevereiro de 1942, na cidade do Rio de Janeiro. Foi aluno do Colégio Pedro II e, primeiramente, optou pela carreira militar. No entanto, pediu demissão do exército após ser preso por não apoiar o Golpe militar de 1964. Começou então a estudar Física na Faculdade Nacional de Filosofia, que foi posteriormente incorporada a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Fez mestrado em Engenharia Nuclear na UFRJ e doutorado em Física na PUC-Rio. Pinguelli é membro da Academia Brasileira de Ciências e ex-membro do Conselho Pugwash, associação fundada por Bertrand Russel e Albert Einstein. Desde 1998 é integrante do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas e é também ex-presidente da Associação Latino-Americana de Planejamento Energético e da Eletrobras. Pinguelli é autor de seis livros, entre eles “Tecnociências e Humanidades: novos paradigmas, velhas questões”, cujos dois volumes concorreram ao Prêmio Jabuti. Luiz recebeu diversos prêmios ao longo de sua carreira, entre eles o Forum Award da Associação Americana de Física, em 1992, a comenda com o grau de Chevalier de l’Ordre des Palmes Académiques, concedido pelo Ministério da Educação da França, em 1998 e o Prêmio Golfinho de Ouro, categoria Ciências, no ano de 2000. Desde 2004 foi secretário-executivo do Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas, representando a entidade no Conselho Diretor do Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas, mas desligou-se do fórum em 2016 por discordar do impeachment de Dilma Rousseff.

situa o caso brasileiro, que passou a primar pela internacionalização subalterna aos interesses estrangeiros e financeiros. Fica evidente o contraste com o discurso político antiglobalizante do governo atual, referido ao presidente norte-americano Trump, que defende o proclamado objetivo de *America First*.

Logo de início, Fiori mostra que ficaram explícitas as formas de ação dos Estados Unidos (EUA) sem subterfúgios em apoio a governos autoritários de direita seguindo quatro estratégias:

- intervir em processos eleitorais lançando mão das modernas técnicas de “manipulação do inconsciente coletivo e de formação de vontade” invadindo os domicílios dos cidadãos através de computadores e telefones celulares de uso muito difundidos e popularizados;
- derrubada de governos democráticos, como o da presidente Dilma, por golpes institucionais em articulação do poder judiciário, do Congresso Nacional e da grande mídia alinhada com setores conservadores da sociedade;
- sanções incluindo as monetárias e financeiras de efeitos fulminantes como no caso da Venezuela;
- a guerra híbrida, de certo modo praticado na primeira estratégia, substituindo o uso das armas pelo uso da computação digital ampliado pelos sistemas de *big data*.

A produção de petróleo e gás *offshore* e o crescente papel do Atlântico Sul são tratados por Nozaki. Cerca de 15% do segmento mundial de hidrocarbonetos e 45% das reservas já são *offshore*. Mais da metade dos recursos de petróleo e gás descobertos nos últimos dez anos são de águas profundas (abaixo de 200 metros) e ultraprofundas (abaixo de 2000 metros), nas quais a Petrobras tem tido um ótimo desempenho hoje ameaçado pela política petrolífera do governo.

As descobertas do Brasil no pré-sal atingem 700 metros de profundidade a distâncias de até 300 km da costa. Importantes intervenções governamentais no setor petrolífero na última década ocorreram na América Latina: além do Brasil, Venezuela, Bolívia e, recentemente, México com o presidente Obrador. Mundialmente houve uma mudança do mercado com expansão acelerada na China e Índia do consumo de derivados do petróleo e do gás natural.

Segundo Nozaki, a sustentabilidade ambiental incluindo a questão da mudança climática e a transição energética de base tecnológica, embora influam não são determinantes, outros fatores geoeconômicos e financeiros têm papel importante na questão do petróleo e gás.

Em outro capítulo, chamado “Petróleo: uma decisão urgente”, Fiori faz um retrospecto histórico abordando o nacionalismo dos anos 1950 e 1960 e o papel da Petrobras no desenvolvimento industrial do país nos anos 1970 sob o governo militar do general Geisel, passando na década de 1990, sob Fernando Henrique, a adotar um modelo mais neoliberal abortado nos anos 2000 com os governos Lula e Dilma.

Destaca a ausência de resistência parlamentar quando após o golpe institucional de 2016 se voltou ao modelo neoliberal. Aponta duas estratégias para a estatal: a neoliberal e a desenvolvimentista. Também em um segundo capítulo de sua autoria, Nozaki mostra que as dez maiores empresas industriais de capital nacional são: Petrobras, JBS, Vale, Ultrapar, Eletrobras, Braskem, Cosan, Gerdau, BRF e Copersucar. Além da Petrobras na primeira posição, destaca-se a presença das empresas do setor de energia, como a Eletrobras, sendo que outras delas têm subsidiárias ou associadas neste setor.

É relevante acrescentar que tanto a Petrobras como Eletrobras são alvos das privatizações radicais do ministro Paulo Guedes.

Nozaki escreve que o Plano de Negócios de Gestão (PNG) da Petrobras de 2010- 2014 previa investimentos da ordem de US\$ 224 bilhões reduzidos para cerca de US\$ 74,5 bilhões no PNG de 2018-2022. Um efeito apontado dessa redução vem do fato de que cada real investido pelo setor público estatal gera um ganho entre 1,4 e 1,7 reais no PIB, sendo que a redução de cada R\$ 1 bilhão no investimento da Petrobras impacta negativamente o produto interno bruto (PIB) em R\$ 2,4 bilhões.

Costa Pinto faz a crítica da financeirização e da desintegração vertical da Petrobras. Observa que há duas faces da empresa, uma estatal voltada para objetivos políticos nacionais, incluindo a macroeconomia, outra empresarial. A estratégia atual do governo é desarticular estas duas faces da empresa. Em particular a Petrobras passaria a concentrar-se na produção e exploração em detrimento do refino. Outro aspecto é que a Petrobras resolveu agora adiantar o pagamento de suas dívidas. Há possibilidade de interesses cruzados de credores da empresa e as grandes petroleiras concorrentes da Petrobras, que estão conseguindo, com as mudanças recentes avançar no pré-sal, descoberto pela estatal com esforço tecnológico próprio.

Nozaki e Ferreira Leão discutem a gestão de Pedro Parente. As petrolíferas estrangeiras conquistaram fatias do pré-sal com as mudanças regulatórias aprovadas pelo Congresso com total apoio do governo Temer que desobrigaram a Petrobras de participar dos leilões, ao mesmo tempo que ela assumia uma posição passiva nos mesmos. Ademais reduziu o conteúdo da indústria local nas licitações.

A greve dos caminhoneiros que paralisou o país com sério impacto econômico e social foi provocada pelo aumento do preço dos derivados do petróleo em particular do diesel. Isto terminou por levar ao afastamento de Parente da presidência.

Rodrigues da Costa amplia a crítica da gestão da Petrobras mostrando que o programa de desinvestimento começou com Bendine, agravando-se com Parente, substituído por Ivan Monteiro que seguiu a mesma linha com nuances.

Ao longo do governo Temer foi reduzida a participação da Petrobras no refino para 60% do mercado interno.

Ferreira Leão e Costa Pinto escrevem que a gestão financeira de curto prazo se deu em detrimento de seus objetivos sociais. Reduziu sua participação no mercado interno de derivados, transferindo 25% dela para empresas estrangeiras através de importadores reduzindo a utilização de suas refinarias de 82% em 2010 para 78% em 2017, algumas delas operando com capacidade ociosa de 50%, o que implicou em aumento do custo de refino em 4,1% em 2017. Enquanto isso as importações brasileiras de derivados do petróleo subiram 28,5% de 2016 para 2017. O abandono de campos do pós-sal na bacia de Campos afetou negativamente o crescimento da produção possibilitado pelo pré-sal.

Quanto aos investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação foram reduzidos de R\$ 1,2 bilhão em 2014 para apenas R\$ 713 milhões em 2017.

Em outro capítulo, os mesmos autores, Costa Pinto e Ferreira Leão, mostram que a empresa teve em 2018 o melhor lucro líquido desde 2011, de R\$ 25 bilhões.

A elevação do preço do barril de petróleo em 50%, de 2017 para 2018, foi determinante. Entretanto a produção da Petrobras caiu 5,5% de 2017 para 2018, apesar do crescimento de 9% na produção do pré-sal.

O reposicionamento estratégico da Petrobras e seu direcionamento na contramão da estratégia do setor são os assuntos que Ferreira Leão trata em dois capítulos de sua exclusiva autoria.

Escreve que ela tem 72% da produção de petróleo nacional, quase 100% do refino e 20% da distribuição. O crescimento da

produção de gás natural exigirá novas formas de sua utilização, sendo os fertilizantes importantes em face da demanda da agricultura no país.

A política da Petrobras de ter um papel de liderança no petróleo, gás natural e biocombustíveis na América Latina, como empresa integrada foi abandonada no governo Temer.

Os EUA revelaram como prioridade a penetração no mercado brasileiro, tendo as empresas norte-americanas realizado forte ofensiva para alterar a lei do pré-sal. O autor cita que Exxon Mobil, Chevron e Conoco Phillips procuraram o governo brasileiro interessados no pré-sal. Além dos EUA, França, China e Noruega revelaram interesse no pré-sal.

Os casos da Total e da Statoil, hoje Equinor, foram objeto respectivamente de Ferreira Leão e Vilain e de Nozaki e Ferreira Leão, evidenciando o papel do estado na França e na Noruega, bem como o interesse desses dois países na indústria petrolífera do Brasil. No fim de 2017, a Statoil ganhou o acesso ao terminal de gás natural de Cabiernas.

A política de conteúdo local é discutida por Ferreira Leão e Vilain, os quais apontam que em 2016 o Conselho Nacional de Política Energética flexibilizou a utilização de conteúdo local. Assim as empresas petrolíferas passaram a usar fornecedores de bens e serviços fora do Brasil em detrimento das cadeias de fornecedores nacionais.

Os desafios tecnológicos são abordados por Azevedo ressaltando o ambiente marinho, a grande profundidade associada à grande distância do litoral. Lista a robótica subaquática, a alta pressão, a alta temperatura, a nanotecnologia, entre outras, sublinhando que o Brasil e a Petrobras são reconhecidos internacionalmente como pioneiros.

Ademais, em dezembro de 2016, a FIESP criticou o governo por reduzir o conteúdo local na indústria do petróleo e gás. Em seguida, o Movimento Produz Brasil reuniu em defesa do conteúdo local 14 entidades: ABCE, ABEMI, ABINEE, ABITAM, ABIMAO, Instituto Aço Brasil, FIEB, FIERGS, FIESC, FIESP, FINDES, FIRJAN e SINAVAL¹.

1 Associação Brasileira de Consultores de Engenharia (ABCE), Associação Brasileira de Engenharia Industrial (ABEMI), Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE), Associação Brasileira da Indústria de Tubos e Acessórios de Metal (ABITAM), Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (ABIMAO), Federação das Indústrias do Estado da Bahia (FIEB), Federação das Indústrias do Estado do Rio Grande do Sul (FIERGS), Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC), Federação das Indústrias do Estado de São Paulo

Cabe acrescentar que tudo isso não resultou em recuo do governo, que foi apoiado pela grande mídia, por economistas neoliberais e pelas empresas internacionais.

A liderança da Petrobras em risco é o alerta de Azevedo, enfatizando que historicamente a empresa tem feito investimentos em universidades e institutos de pesquisa no país com resultados relevantes, vendo que isso está ameaçado. A Petrobras ganhou por três vezes o prêmio da Offshore Technology Conference (OTC) em 1992, 2001 e 2015.

Aspectos econômicos e regionais sociais fecham o livro: o papel dos *royalties* e das participações especiais para a questão fiscal (Borges Ferreira); o pré-sal e a situação fiscal brasileira (Rodrigues da Costa e Ferreira Leão); redução dos investimentos da Petrobras (Costa Pinto e Dweck); o desinvestimento da Petrobras e o Nordeste (Ferreira Leão); a Petrobras e a perda de protagonismo da Amazônia (Vilain); a redução dos investimentos da Petrobras a queda de empregos no Sul (Vilain).

(FIESP), Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN), Sindicato Nacional da Indústria de Construção e Reparação Naval (SINAVAL).

APRESENTAÇÃO

Em 2016, a Federação Única dos Petroleiros (FUP) e seus sindicatos filiados constituíram um grupo de trabalho, com um amplo grupo de pesquisadores das mais diversas universidades do país com diferentes formações acadêmicas, para esmiuçar as mudanças ocorridas no setor petróleo e, principalmente, compreender os impactos para o país, em especial para a classe trabalhadora. As mudanças promovidas pelo Ministério de Minas Energia em acordo com as petrolíferas estrangeiras e a destruição promovida pela atual gestão da Petrobras, num mundo de rápidas transformações geopolíticas, impulsionou a FUP a criar uma estrutura própria de pesquisa, de forma a influenciar no debate público sobre todos esses temas.

Assim, em abril de 2017, foi criado o instituto de pesquisa, denominado Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP). Além de dar maior autonomia institucional para se articular com outros centros de pesquisa, permitiu-se a gestão de uma agenda de pesquisa de longo prazo a fim de promover publicações, intervenções no debate público, entre outros.

Como bem lembrou a irmã do ex-presidente da Petrobras, José Eduardo Dutra, que dá nome ao Instituto, no ato de aprovação de criação do INEEP, “os valores determinantes do instituto são de defesa da soberania nacional, respeito aos direitos humanos e sociais, emancipação dos trabalhadores, luta por uma sociedade justa, democrática e autossustentada e respeito à coisa pública, são exatamente os princípios que sempre nortearam a vida pública de Zé Eduardo”.

A fim de preservar esses valores e atender aos objetivos de sua criação, o INEEP realizou diversas atividades ao longo de 2018, como realização de palestras, participação em audiências públicas, concessão de entrevistas, elaboração de ensaios sobre o setor entre outros. Além disso, também foram produzidos, no ano passado, 64 artigos de opinião divulgados em diversos meios de comunicação desde aqueles com maior proximidade ao campo progressista (CartaCapital e Le Monde Diplomatique) até aqueles conhecidos como os mais tradicionais (Valor Econômico e Folha de São Paulo).

Alguns desses artigos, junto com outros elaborados já em 2019, estão reunidos nesta obra que pretende não apenas apresentar o trabalho realizado pelo INEEP, como também apontar a visão sintetizada do Instituto de alguns temas, como geopolítica, estratégias das petrolíferas, as mudanças na gestão da Petrobras, entre outros.

Essa obra, portanto, é mais um esforço realizado pelo INEEP junto ao grande público para apontar os problemas, as alternativas e consequências de todas as mazelas produzidas pelas mudanças ocorridas no setor petróleo no Brasil e no mundo. A empreitada é longa, mas a Diretoria do Instituto está convicta do acerto desses primeiros passos dados pelo INEEP.

Diretoria política e diretoria técnica do INEEP

BLOCO I

A GEOPOLÍTICA, AS TRANSFORMAÇÕES MUNDIAIS RECENTES E O SETOR DE PETRÓLEO E GÁS (P&G)

CONSPIRAÇÃO E ESTRATÉGIA*

José Luís da Costa Fiori**

Depois da eleição de Donald Trump, ficou muito mais difícil prever o futuro do sistema mundial e as mudanças súbitas da política externa americana, em particular com relação às grandes potências. Mas num aspecto tudo ficou mais claro e transparente: o comportamento dos Estados Unidos frente aos países da “periferia”. Nesses casos, o governo Trump aboliu as simulações do passado e assumiu, de forma explícita, o que os americanos sempre fizeram de forma encoberta: promover a mudança autoritária de governos e regimes que lhes desagradem através dos métodos que sejam mais rápidos e adequados. Ou seja, as “conspirações idealistas” cedem lugar ao “realismo estratégico” na defesa do direito de intervenção americana contra os seus dois novos “inimigos úteis”: os fantasmas da “corrupção” e do “populismo autoritário”. E hoje já é possível identificar e localizar as quatro estratégias básicas que vêm sendo utilizadas em vários pontos da periferia de poder americano.

A mais antiga de todas, e a mais elementar, talvez seja a intervenção nos processos eleitorais de países estratégicos. Só que agora com o uso intensivo de novas técnicas eletrônicas de manipulação do inconsciente coletivo e de formação da “vontade eleitoral” dos cidadãos através da invasão direta e imperceptível do seu domicílio

* Publicado originalmente no Jornal do Brasil, em setembro de 2018.

** Professor titular de Economia Política Internacional da Universidade Federal do Rio de Janeiro e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

privado. Como no caso mais recente e escandaloso da Cambridge Analytical Ltd., que interveio nas eleições de 44 países, só no ano de 2014.

Num segundo nível de intervenção, situam-se os tradicionais “golpes militares” patrocinados pelos Estados Unidos durante a Guerra Fria, mas que ainda seguem sendo praticados, como ocorreu na Turquia, em 2016. A grande novidade, neste caso, foi introduzida na América Latina, com a derrubada de governos eleitos democraticamente através de um novo tipo de golpe, “jurídico-parlamentar”, liderado pelo Poder Judiciário e apoiado por parlamentos de maioria conservadora e alta taxa de venalidade, contando com apoio massivo da mídia conservadora e com o aval, em última instância, de um setor majoritário das Forças Armadas.

Num terceiro nível, mais agressivo e letal, utilizado contra países com maior poder militar, aparecem as “sanções”. As diplomáticas e comerciais são milenares, mas a grande novidade das duas últimas décadas tem sido as “sanções monetário-financeiras”, aplicadas nesse caso pelos Estados Unidos, o país que emite a moeda de referência internacional e que possui o mercado financeiro mais aberto, poderoso e globalizado. Por isso essas sanções se transformaram numa arma mortal, sobretudo após a abertura das contas bancárias impostas pelos Estados Unidos, dentro e fora do seu país, incluindo a União Europeia e a própria Suíça. O poder destrutivo dessas novas sanções é quase instantâneo, provocando a queda do valor da moeda do país-alvo. A fuga de capitais, a escassez de bens e a alta da inflação, até o limite do estrangulamento total da atividade econômica do país.

Por fim, num nível mais complexo de intervenção, encontram-se as chamadas “guerras híbridas” ou “quarta geração”. Um tipo de guerra que não envolve necessariamente bombardeios nem o uso explícito da força, porque seu objetivo principal é a destruição da vontade política do adversário, através do colapso físico e moral do seu Estado e da sua sociedade política. Um tipo de guerra no qual se usa a informação mais do que a força, o cerco e as sanções mais do que o ataque direto, a desmobilização mais do que as armas, a desmoralização mais do que a tortura. Até o limite da indução e manipulação dos “levantes populares”, que foram utilizados em alguns países da Europa Central e do Oriente Médio.

Nesses novos tempos, a democracia e a soberania nacional dos países periféricos deixam de ter qualquer valor e podem ser atropeladas impunemente toda vez que se transformem num alvo da política externa dos Estados Unidos. Essas “intervensões estratégicas” não

têm mais nenhum tipo de limite ético nem têm mais nenhum tipo de compromisso com a reconstrução das sociedades e das economias que forem destruídas. O tempo do Plano Marshall e da “hegemonia benevolente” dos Estados Unidos acabou e não voltará mais. E esse é um “dado de realidade” que precisa ser assumido e computado pela estratégia dos povos e das forças políticas que ainda sonham e lutam para serem donos do seu próprio destino.

O VELHO ATLÂNTICO E O NOVO OURO NEGRO*

William Vella Nozaki**

A energia produzida em alto mar tem sido um componente cada vez mais importante para a indústria mundial de petróleo e gás. Os recursos e projetos *offshore* têm se consolidado como uma das principais fronteiras de expansão da economia dos hidrocarbonetos neste início do século XXI, desaguando em uma importante transformação: o oceano Atlântico com suas costas, americana e africana, ingressam, pela primeira vez, como atores centrais na geopolítica e na geoeconomia do petróleo.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA)¹, o segmento de hidrocarbonetos *offshore* já representa cerca de 15% das reservas mundiais de petróleo e 45% das reservas mundiais de gás já descobertas. Além disso, as estimativas indicam que a fronteira marítima representa cerca de um terço do petróleo e dois terços do gás que ainda podem ser descobertos no futuro. O petróleo em águas profundas (com profundidade abaixo de 400 metros) e em águas ultraprofundas (com profundidade abaixo de 2.000 metros) já

* Publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique*, em fevereiro de 2019.

** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo.

1 International Energy Agency.

representa mais da metade dos recursos de petróleo e gás descobertos nos últimos dez anos.

Esse cenário revela a centralidade do petróleo *offshore* para as próximas décadas. Há uma tendência global de que o mercado petrolífero passe a priorizar de forma mais intensa a prospecção e a produção em regiões cada vez mais distantes das costas e em profundidades cada vez maiores, o que impõe novos desafios tecnológicos, financeiros, logísticos e geopolíticos.

A exploração *offshore* teve início logo após a Segunda Guerra Mundial, quando a consolidação do petróleo como recurso natural estratégico impôs a corrida por novas descobertas. Em 1947, na costa da Louisiana nos Estados Unidos, foi perfurado o primeiro poço comercial de petróleo *offshore* a uma profundidade de 5 metros, com equipamentos móveis e distantes do alcance da vista nos portos em terra firme.

Desde então as operadoras avançaram cada vez mais no desbravamento dessa nova fronteira. Após as crises do petróleo na década de 1970, esse segmento se transformou numa área de grande oportunidade econômica, e o seu auge até aqui se encontra precisamente na descoberta das províncias brasileiras do pré-sal nos anos 2000 e seus reservatórios a cerca de 300 km da costa e com até 7 km de profundidade.

Trata-se, no entanto, de um segmento relativamente concentrado, considerando águas rasas, profundas e ultraprofundas, mais de 25% dos suprimentos de óleo e gás têm sido produzidos, principalmente, no Mar do Norte, no Mar Cáspio, no Oriente Médio, no Golfo do México, na costa da África e na costa do Brasil.

No entanto, uma mudança merece destaque: cerca de 40% da produção *offshore* provém de águas que estão, por exemplo, em regiões como Reino Unido e Noruega. Nesses casos, a produção decrescente tem obrigado os países e as empresas a se voltarem mais aceleradamente para alternativas como a aposta em energia eólica *offshore*, em muitos casos as antigas plataformas têm sido reutilizadas e servido como base de instalação para grandes cata-ventos. Se, por um lado, essa dinâmica abre possibilidades para a transição da matriz energética, por outro lado, ela em certa medida subtrai poder desses *players* pioneiros na geopolítica do petróleo.

No mesmo compasso, cerca de 60% da produção *offshore* é oriunda de águas profundas situadas em regiões como, por exemplo, Estados Unidos, Brasil, Angola e Nigéria, além de Senegal e Mauritània no continente africano e Guiana e Suriname no continente americano.

Nos Estados Unidos, a produção *offshore* foi interdita e desacelerada depois que um acidente na Califórnia nos anos 1970 levou à introdução de uma regulamentação rigorosa para esse tipo de atividade. No entanto, em 2018, o governo americano flexibilizou a possibilidade de exploração em praticamente todas as águas costeiras, dando acesso a arrendamentos na Califórnia e no Ártico. No Brasil, a descoberta do pré-sal tem se mostrado uma atividade economicamente promissora e tecnologicamente vitoriosa, batendo recordes de produção a custos cada vez menores. Há projeções que indicam a possibilidade de o país mais que dobrar sua capacidade de produção até 2040. Em Angola e na Nigéria, em que pese os níveis de atividade terem sofrido redução desde 2014 (em função de incertezas políticas e contratuais), novos pacotes de investimento já começam a ser sinalizados a partir de 2018. Na Guiana e no Suriname, novos projetos planejados e iniciados apontam para um pico de produção que deve começar em 2020.

Vale ainda destacar que o México também tem se apresentado como fonte importante de expansão das atividades *offshore*. As rodadas de licitações realizadas a partir de 2013 também vieram acompanhadas de novos projetos e espera-se que a produção em águas profundas comece por volta de 2025.

Por todos esses motivos torna-se evidente a centralidade do Atlântico – americano e africano – na nova dinâmica global do petróleo ao longo das próximas décadas. O mesmo mar por onde se deu a expansão do capitalismo ressurgiu como fonte de energia para a acumulação neste início de século XXI.

A NOVA GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO NO SÉCULO XX*

William Vella Nozaki**

As duas primeiras décadas do século XXI têm sido marcadas por transformações importantes na geopolítica do petróleo. Desde a década de 1970, com a consolidação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), o epicentro da indústria petrolífera orbita ao redor do Golfo Pérsico. Entretanto, novas estratégias nacionais e empresariais para o setor de óleo e do gás parecem fortalecer a conformação de novos centros dinâmicos para os hidrocarbonetos.

As principais descobertas petrolíferas de exploração economicamente viáveis e promissoras realizadas neste século concentram-se no continente americano, com o *shale gas* e o *tight oil* norte-americanos, o óleo das areias betuminosas canadenses e o óleo do pré-sal brasileiro. Prova disso é que em 2018, os EUA assumiram o posto de maior produtor de petróleo do mundo, com produção de mais de 11,3 milhões de barris por dia, o Canadá bateu o recorde de comprovação de reservas provadas totalizando mais de 179,6 bilhões de barris e o Brasil ingressou na lista dos dez maiores produtores de petróleo com média de 2,5 milhões de barris por dia, ultrapassando países tradicionais como Kuwait (os dados são da Agência Internacional de Energia).

* Publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique*, em dezembro de 2018.

** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo.

Além disso, algumas das principais intervenções governamentais do setor petrolífero na última década aconteceram na América Latina. Na Venezuela, observou-se a estatização de campos de petróleo, plataformas, terminais e embarcações, na Bolívia, implementou-se a nacionalização de reservas de gás, refinarias, logística de comercialização e distribuição, que podem agora se estender ao México, com o recente anúncio da suspensão dos leilões de petróleo por três anos, a interdição de propostas de desestatização e a possibilidade de revisão de contratos sinalizada pelo presidente recém-eleito Andrés Manuel López Obrador (AMLO). Por todos esses motivos, a América tem se tornado um território central na nova geopolítica do petróleo, mas ao que tudo indica ela não está sozinha nessa nova configuração.

De acordo com um levantamento realizado pela consultoria IHS Cera, se considerarmos as 35 maiores descobertas de hidrocarbonetos com mais de 1 bilhão de barris, além dos países americanos supracitados, encontraremos avanços significativos em países como Rússia, China, Índia e Turcomenistão, o que coloca a Ásia também no radar das novas transformações estruturais da geopolítica do petróleo. Parte dessas cobertas corresponde a petróleo tradicional, além do xisto, cujo vigor de oferta não é de longo prazo, mesmo assim a Eurásia emerge como importante ofertante e o Sudeste asiático como relevante demandante.

Nesse caso merece destaque uma mudança de mercado importante. Na década de 2000 mais de 40% da demanda global de energia se concentrava na Europa e nos Estados Unidos e apenas 20% nas economias em desenvolvimento da Ásia, de acordo com as projeções essa situação, que já passa por uma mudança significativa, deve sofrer uma reversão completa até 2040 com a expansão acelerada da demanda se concentrando na China e na Índia (os dados são do último World Energy Outlook, 2018).

Em outras palavras, não apenas a Ásia emerge como polo de expansão da oferta, mas também emerge como polo de crescimento da demanda por petróleo e gás natural, alavancando a Rússia como parceira estratégica nessa trajetória. Nesse quadro, ao que tudo indica, deve haver o aumento da demanda por derivados e a consequente necessidade de ampliação da capacidade de refino desses países. Segundo recente relatório da British Petroleum (BP), até 2040 deve ocorrer uma demanda incremental de até 12 milhões de barris de petróleo/dia no mundo, estando um terço dela concentrada apenas na China e na Índia. No entanto, considerando as principais indústrias petrolíferas há previsão de investimentos para a construção de uma

capacidade adicional de apenas 4 milhões de barris/dia. Se a capacidade adicional de produção de derivados se concentrar ao redor dessa região é possível que a Ásia também se transforme em ofertante global de derivados.

Diante desse cenário de reorganização das correlações de força no tabuleiro geopolítico do petróleo, o que se desenha é uma queda de braços entre a face oeste e a face leste do Golfo Pérsico, de um lado os Estados Unidos aprofundam ainda mais seus laços com a Arábia Saudita, de outro lado a China e a Rússia estreitam relações com o Irã. No centro dessa disputa, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) tenta uma vez mais exercer o seu poder de definição sobre o preço do petróleo, mas dessa vez com menos facilidade do que em momentos anteriores. Os encontros da OPEP em 2018 e a sistemática tentativa de reduzir a produção de petróleo em 1,2 milhão de barris por dia foram realizados sob clima de permanente tensão, como evidenciam a saída do Qatar do bloco e a necessidade de os países do bloco contarem com a anuência de aliados de fora do grupo para fazer valer suas novas resoluções.

Em momentos de transformação como o atual inevitavelmente se reabrem os debates sobre os limites de uma fonte energética escassa e não renovável como é o caso do petróleo, a exemplo do que ocorreu na década de 1970, quando as crises do petróleo colocaram na agenda pública o debate sobre o fim da era dos hidrocarbonetos. Não só o petróleo não se escasseou como as novas descobertas já elencadas o têm mantido no centro das disputas econômicas internacionais desse século.

A sustentabilidade ambiental e climática, assim como as possibilidades abertas pelas inovações tecnológicas, certamente são motores que impõem a necessidade de que Estados e empresas petrolíferas se debrucem sobre estratégias de transição da matriz energética. Entretanto, abaixo da ponta desse *iceberg* há outros motivos geopolíticos e financeiros menos nobres, e mais contraditórios, que também têm reforçado a importância crescente dessa agenda. Se o petróleo vier a acabar será menos resultado de lutas ambientais e avanços tecnológicos, e mais consequência de como a financeirização e as instabilidades em relação à determinação do preço do petróleo tem imposto a redução de investimentos em novas descobertas pelas grandes empresas petrolíferas globais.

Os planos de investimento das grandes empresas petrolíferas têm sinalizado para a paulatina redução dos aportes em *upstream* (fase de exploração e produção) e para a manutenção dos recursos em *downstream* (fase de refino e distribuição); há ainda a tendência

de que as National Oil Companies (NOCs) centralizem os investimentos em novas descobertas enquanto as International Oil Companies (IOCs) concentrem os investimentos em outras etapas e nos processos de reestruturação patrimonial.

Isso ocorre, pois, de um lado, a alta volatilidade dos “ciclos petrolínicos” no curto prazo tem inibido novos investimentos em grandes projetos com alto risco de exploração e produção (E&P) e tem diminuído aportes em bens de capital pelas grandes petrolíferas, que tem passado a apostar em renováveis e *startups*; de outro lado, a alta temperatura no ambiente geopolítico, que deve prosseguir no médio prazo, tem alertado os principais estados para a importância de garantirem sua segurança e defesa energética por meio da proteção ao acesso de reservas de óleo e gás.

Nesse cenário, talvez não seja precipitado imaginar que a transição energética, se ocorrer, será informada menos por uma diminuição da demanda de petróleo em função de alguma mudança tecnológica (como a propalada difusão do carro elétrico), ou orientada por pactuações ambientais e climáticas (como o Acordo de Paris e seus desdobramentos), o mais provável é que tal mudança seja informada por dois fatores. Primeiro, por uma diminuição da oferta, resultado da crescente pressão dos fundos financeiros sobre as petrolíferas para que elas tenham mais rendimentos para os acionistas e menos investimentos de risco desbravando novas fronteiras de descobertas. E, segundo, pela capacidade das grandes operadoras de petróleo assumir um papel relevante, para não dizer protagonista, na produção de outras formas de energia que substituirão o petróleo no longo prazo.

O que ainda não parece claro é como a máquina de segurança, defesa e guerra dos países – ainda profundamente dependente do petróleo – vai receber essa tendência oriunda do mercado, se associando a ela e a estimulando ou a repelindo e a atrasando.

Em outras palavras: as questões ambientais, climáticas e tecnológicas podem influenciar na transição da matriz energética, mas certamente não a determinam, pois, antes de mais nada seus determinantes são políticos e econômicos, para ser mais preciso são geopolíticos (o longo prazo da segurança energética) e financeiros (o curto prazo dos ganhos acionários).

Colocada a questão nesses termos, o problema não é quando se chegará ao “pico” da demanda por petróleo, mas quando se chegará ao “vale” dos novos investimentos em exploração e produção de óleo e gás e, em que momento, essas grandes empresas assumirão a liderança no desenvolvimento de outras fontes de energia.

Esses elementos, provavelmente, vão indicar a velocidade e a viabilidade de se operacionalizar ainda no século XXI a transição da matriz energética, dito de forma metafórica esse processo não será determinado nem pelas reivindicações ambientais do Greenpeace e nem pelas inovações tecnológicas de uma Tesla, mas pela bolsa e pelas armas que usam como grandes intermediadores as grandes empresas de petróleo globais.

O que resta saber é se esse conjunto de mudanças geopolíticas, nacionais e empresariais acontecerão na temporalidade de longa duração da geologia ou na velocidade de curta duração das finanças, mas é certo que a configuração de uma nova geopolítica do petróleo está em andamento.

PETRÓLEO: UMA DECISÃO URGENTE*

José Luís da Costa Fiori**

A Petrobras foi criada em 1953 para garantir o suprimento de petróleo da sociedade brasileira, num momento em que ainda se discutia a existência de petróleo no território nacional, e hoje, 65 anos depois, o Brasil detém a décima terceira maior reserva de petróleo do mundo. Ao mesmo tempo, a Petrobras está entre as quinze maiores petrolíferas e é a líder mundial no desenvolvimento de tecnologia avançada para exploração petrolífera em águas profundas e ultraprofundas, com uma produção atual de 2,5 milhões de barris por dia, frente a uma demanda diária interna estimada em 2,2 milhões de barris por dia. Além disto, nesse mesmo período, a Petrobras se transformou numa peça-chave do desenvolvimento econômico do país, chegando a ser responsável por cerca de 13% do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro e 8,4% da formação bruta do seu capital fixo, com um investimento – entre 2003 e 2015 – de 1,6% do PIB brasileiro.

Esta trajetória, entretanto, não foi simples nem linear. Nas décadas de 1950 e 1960, a Petrobras foi o grande símbolo do nacionalismo brasileiro, mas foi só nos anos 1970 que a petrolífera passou a ocupar papel de liderança na estratégia de desenvolvimento e industrialização do país, sobretudo durante a vigência do II Plano Nacional

* Versão atualizada do artigo publicado originalmente no site do INEEP, em agosto de 2018.

** Professor titular de Economia Política Internacional da Universidade Federal do Rio de Janeiro e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

de Desenvolvimento, entre os anos de 1974 e 1979. Logo depois do fim da ditadura militar, em 1985, seguiu-se um período de transição e indefinição estratégica, mas na década de 1990, o governo de Fernando Henrique Cardoso (FHC) se propôs a reorganizar a Petrobras segundo o modelo neoliberal de descentralização e financeirização implementado pelas grandes petroleiras privadas americanas. Entretanto, o fracasso econômico e a derrota política dos neoliberais, na eleição presidencial de 2002, deixou aberto o caminho para que os três governos sucessivos de Luiz Inácio da Silva e Dilma Rousseff recolocassem a Petrobras – entre 2003 e 2015 – no epicentro de uma nova política nacional de desenvolvimento, diferente da seguida durante o período militar, mas que só conseguiu definir seu perfil de forma lenta e pragmática, enfrentando através de todos estes anos a resistência do clientelismo, da corrupção e da mais completa falta de visão estratégica da maioria dos partidos que compunham a base de apoio do governo. Por isso mesmo, não surpreende que quase não tenha havido resistência parlamentar, logo depois do golpe de Estado de 2016, quando a nova direção da Petrobras – ocupada pelos partidários ultraliberais do ex-presidente FHC – se propôs retomar o seu mesmo projeto dos anos 1990, só que agora sem contar com a legitimidade do voto e o apoio democrático que haviam tido naquele período.

Dois anos depois do golpe de estado, entretanto, o fracasso econômico e político do governo golpista está recolocando em cima da mesa, e com a máxima urgência, o problema do futuro do petróleo brasileiro e da própria Petrobras. De forma geral, existem dois objetivos e duas estratégias opostas para a condução da empresa para os próximos anos:

(i) a primeira, neoliberal, que se propõe continuar e aprofundar a opção de internacionalização das reservas do petróleo brasileiras, com a transformação da Petrobras numa empresa exportadora de óleo cru, orientada pelas flutuações do mercado e das bolsas internacionais. Opção que devolveria o Brasil à condição de uma economia primário-exportadora com a expectativa de transformá-la – na melhor das hipóteses – numa “periferia de luxo” das grandes potências compradoras mundiais;

(ii) a segunda, de tipo desenvolvimentista, que se propõe aumentar a capacidade soberana de decisão estratégica do Brasil – econômica e política – colocando seus recursos petrolíferos, e a própria Petrobras, a serviço de uma estratégia de longo prazo do estado brasileiro que não rejeita parcerias, nem teme a competição, e que deve se manter constante a despeito das flutuações políticas conjunturais.

Ao se manter a primeira escolha, seguindo a experiência do golpe de estado de 2016, repete-se o erro da decisão do governo golpista de deixar as reservas de petróleo, e a própria Petrobras, entregues a uma meia dúzia de tecnocratas, economistas e a um “mercado” comandado pelos interesses e cálculos diários de um pequeno grupo de banqueiros e rentistas que olham para seu próprio país como se fosse apenas uma oportunidade de acumular capital e riqueza privada.

BLOCO II

INTERESSES EMPRESARIAIS E FINANCEIROS NO SETOR DE P&G NO BRASIL

A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E ENERGIA COMO NÚCLEO DINÂMICO DO CAPITAL PRODUTIVO NACIONAL*

William Vella Nozaki**

Segundo o último *ranking* Valor das 1000 maiores empresas brasileiras, as dez maiores corporações industriais cujo capital é de origem exclusivamente nacional são, em ordem decrescente: Petrobras, JBS, Vale, Ultrapar, Eletrobras, Braskem, Cosan, Gerdau, BRF e Copersucar.

De acordo com tal lista, o capital industrial nacional é formado, no topo da “cadeia alimentar”, por duas empresas estatais e oito privadas, sendo três do setor de óleo e gás, duas do setor de metalurgia e mineração, duas do setor de alimentos e bebidas, uma do setor de energia elétrica, uma do setor de químicos e petroquímicos e uma do setor de açúcar e álcool.

Chamam a atenção de modo evidente: (i) a predominância dos setores de recursos naturais estratégicos e *commodities*, resultado estrutural de nossa inserção periférica na divisão internacional do trabalho; (ii) a centralidade dos empreendimentos petrolíferos e energéticos, consequência dinâmica da função desse setor no desenvolvimento do capitalismo industrial; (iii) o protagonismo da Petrobras, fruto do papel fundamental do setor produtivo estatal na

* Publicado originalmente no Jornal GGN, em julho de 2018.

** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo.

conformação do arranjo econômico-institucional que viabilizou o desenvolvimento econômico do país.

A Petrobras tem relevância singular não apenas por figurar como a primeira das mil maiores empresas brasileiras por mais de uma década, mas também porque seus investimentos e contratos dinamizam parte significativa da estrutura produtiva brasileira. O conjunto das dez empresas mencionadas mantém também algum tipo de relação direta com a Petrobras: atuando como compradoras de óleo, gás ou derivados, como fornecedoras contratadas de insumos, máquinas e equipamentos ou como sócias em projetos, participações acionárias e fundos de pensão.

Sendo assim, não é exagero supor que a análise da estrutura e da dinâmica do capital industrial brasileiro passa necessariamente pela compreensão da indústria de óleo e gás e suas adjacências, com destaque, nesse caso, para petroquímicos, energia elétrica e outras energias renováveis e/ou alternativas.

Prova disso é que das dez empresas listadas acima cinco estão diretamente ligadas à produção de hidrocarbonetos e energia: Petrobras, Eletrobras, Ultrapar, Cosan e Copersucar. Além disso, todas as cinco empresas restantes mantêm ligações diretas com o setor. Vejamos.

A JBS detém as subsidiárias Enersea Comercializadora de Energia Ltda, EPE Produtora e Comercializadora de Energia Ltda e o Gasocidente Matogrosso Ltda; a Vale, por sua vez, tem o controle acionário das empresas Aliança Geração de Energia S.A. e Aliança Norte Energia Participações S.A.; a Braskem, por seu turno, ainda tem importante participação da Petrobras em sua estrutura societária, em que pese a venda de ativos promovida recentemente pela petrolífera brasileira; já a Gerdau detém participação majoritária na Chopim Energia S.A; enquanto, por fim, a BRF mantém o controle integral da BRF Energia S.A.

A intensa atuação do capital industrial nacional no setor petrolífero e energético certamente é reflexo da necessidade que as grandes corporações têm de manter algum nível de governança sobre a gestão de um insumo básico e essencial para o funcionamento de sua atividade econômica, mas também é o sintoma de uma estrutura produtiva que se industrializou tardiamente, obrigando o Estado a organizar de maneira mais sólida esse setor estratégico.

Como apresentado acima, a importância da estatal de petróleo brasileira se verifica nos seguintes números: entre 2003 e 2014, último ciclo de expansão da Petrobras, o investimento da petrolífera brasileira foi, em média, equivalente a 1,6% do Produto Interno

Bruto (PIB), a 8,4% da formação bruta de capital fixo e a 49% do orçamento total das empresas estatais do país.

No Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2010-2014, a Petrobras apresentou um pacote de investimentos da ordem de US\$ 224 bilhões, o investimento real anual da empresa alcançou seu pico histórico em 2013 com US\$ 48 bilhões. Entretanto, no PNG 2018-2022, esse montante foi revisto e reduzido para cerca de US\$ 74,5 bilhões, considerando o período recente, o investimento real da empresa caiu para seu menor valor anual em 2017 com US\$ 14 bilhões.

Segundo o Ministério de Indústria, Comércio Exterior e Serviços, apenas o petróleo e seus derivados respondem, em média, por cerca de 10,1% das nossas exportações na última década.

A expansão ou o declínio do investimento da Petrobras influenciam fortemente as expectativas de crescimento econômico do país, bem como o valor dos ativos brasileiros em crédito e em renda variável. O estudo econométrico “Política fiscal e ciclos econômicos no Brasil”, realizado pelo pesquisador do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea) Manuel Pires em 2014, revela que cada real gasto em investimentos públicos vem acompanhado de um ganho entre R\$ 1,4 e R\$ 1,7 no PIB.

Mais ainda, um estudo setorial da Fundação Getúlio Vargas baseado na matriz insumo-produto do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) – e se valendo do vetor de investimentos da Petrobras construído pelo pesquisador da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) David Kupfer em 2000 e apresentado no relatório “Impactos econômicos da expansão da indústria do petróleo” – estimou os efeitos diretos, indiretos e induzidos (efeito renda) de investimentos em exploração e produção de petróleo. De acordo com os resultados dos estudos, a variação de R\$ 1 bilhão nos investimentos da Petrobras impacta o PIB pelo efeito indireto, multiplicador, em R\$ 2 bilhões. O efeito renda contribui com adicionais R\$ 418 milhões.

Sendo assim, a redução de cada R\$ 1 bilhão no investimento da Petrobras pode impactar negativamente o PIB em R\$ 2,4 bilhões, donde se pode inferir o impacto danoso da redução intensa e acelerada dos investimentos da Petrobras quando se comparam os PNGs de 2010-2014 e de 2018-2022, um impacto, a propósito, nada desprezível e que reverbera em toda a rede de *shareholders* (acionista controlador e minoritários) e *stakeholders* (públicos de interesse) da companhia, atingindo, portanto, ora pelo efeito multiplicador ora pelo efeito contágio, o conjunto das grandes empresas que atuam nos setores de petróleo e energia ou tem com eles algum tipo de interface.

Apesar da sua grande relevância econômica e setorial, nenhuma das dez grandes companhias que encabeçam o *ranking* das maiores empresas brasileiras tem a capacidade de desempenhar esse papel exercido pela Petrobras.

Talvez não seja exagero supor que a trajetória da industrialização pesada no Brasil, particularmente depois dos anos 1960 quando a Petrobras atua de maneira integrada na cadeia de óleo e gás, muitas vezes se confunde com a própria trajetória da Petrobras em particular e do setor energético em geral.

Em um ambiente econômico marcado pela financeirização e pela internacionalização, se há algo que, ainda que de forma imprecisa, se pareça com um núcleo dinâmico do capital industrial nacional no Brasil, ele certamente guarda conexão com a indústria de petróleo e energia, tanto de forma direta pelo papel de seus planos de negócios e de seus pacotes de investimentos, quanto de modo indireto pelas suas políticas de compras e para fornecedores capazes de ativar outros setores fundamentais tais como indústria naval, metal-mecânica, construção civil, engenharia pesada, petroquímica, entre outras.

Portanto, problematizar questões estratégicas e candentes como a desindustrialização brasileira e a reprimarização da nossa pauta exportadora, bem como a proposição de um projeto de desenvolvimento nacional habilitado a transformar as estruturas produtiva e social do país, passa necessariamente pela observação mais cuidadosa do papel central exercido pela indústria nacional de petróleo e energia.

FINANCEIRIZAÇÃO E DESINTEGRAÇÃO VERTICAL DA PETROBRAS: QUEM GANHA COM ISSO*

Eduardo Costa Pinto**

A Petrobras, desde a sua criação no governo de Getúlio Vargas até a descoberta do pré-sal durante o governo Lula, sempre esteve no centro da política de desenvolvimento do setor de petróleo e gás brasileiro, bem como do próprio projeto de desenvolvimento nacional.

A centralidade da Petrobras foi e é fruto de sua capacidade de coordenar e induzir o setor em virtude de sua constituição histórica, escala produtiva (verticalização – do poço ao poste), capacidade de acumulação de capital e de desenvolver tecnologia.

Essas capacidades são o reflexo da dupla função (duas faces) que a Petrobras exerce como setor produtivo estatal. Por um lado, uma “face estatal – orientada para a realização de objetivos políticos (projeto nacional) e de ordem macroeconômica (inflação, balança comercial, etc.)” e, por outro, uma “face empresarial – orientada para a realização de objetivos de natureza estritamente microeconômica (acumulação de capital, endividamento, fluxo de caixa, etc.)”.¹

Cabe observar que essas duas faces estão sempre em tensão latente em virtude das dificuldades de conciliação entre os interesses estatal/público – já que proprietário majoritário dessa empresa

* Publicado originalmente na CartaCapital, em 27 de fevereiro de 2018.

** Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

1 ALVEAL, Carmem. *Os desbravadores: a Petrobras e a construção do Brasil*. Rio de Janeiro: ANPOCS, 1994.

é o Estado que representa os interesses da população brasileira – e empresarial/privado dessa empresa que necessita acumular capital para desenvolver seus projetos e investimentos. Apesar das dificuldades é sim possível integrar os ganhos empresariais com os benefícios sociais e as estratégias nacionais, ainda mais no setor de exploração e produção de petróleo que é caracterizado pela elevada geração de excedente econômico ainda mais com a descoberta do pré-sal em que a Petrobras possui elevada expertise exploratória.

No entanto, a atual gestão da Petrobras tem buscado desarticular essa dupla face da empresa por meio da redução a sua capacidade de atuação em diversos mercados com a venda de ativos (que tem provocado a redução do seu *market share* no mercado de derivados e na distribuição) para focar na exploração e produção de Petróleo. A questão posta é: a redução da face estatal não implicou em ganhos na face empresarial da empresa. Por que isso está acontecendo? Quem está ganhando com essa estratégia da empresa?

A estratégia atual da Petrobras de concentrar suas atividades na área de produção e exploração em detrimento do refino (fragmentação e desintegração vertical), aumenta a exposição da empresa a variáveis que ela não controla, como câmbio e preço do petróleo, e reduz suas margens no segmento do refino por intermédio do aumento de seus custos e riscos em virtude das características específicas desse setor. Abrindo assim espaço para novos entrantes internacionais, inclusive na exploração do pré-sal.

Daniel Yergin, em seu livro clássico “O Petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder”, mostrou que a história do petróleo é a trajetória da configuração da formação dos grandes conglomerados empresariais (Standard Oil fundada pela família Rockefeller que tem a ExxonMobil como principal herdeira, Shell, etc.). Tais conglomerados para atuar nesse segmento precisaram realizar o processo de integração vertical e, atualmente, continuam adotando essa estratégia.

Não é por acaso que a atual estratégia da gestão da Petrobras não tem gerado os lucros esperados. Na verdade, isso reflete uma terceira face da empresa que entra em choque com as duas últimas apresentadas. É a face da financeirização que não apresenta apenas uma dimensão macroeconômica, pois tem também uma forma microeconômica.

Os segmentos financeiros impõem sua capacidade de influenciar a Petrobras tanto de fora para dentro como de dentro para fora em virtude dos espaços decisórios da empresa ocupados por indivíduos com laços progressos com as finanças.

Isso fica expresso no desembolso de cerca de R\$ 145 bilhões, entre o 4º trimestre de 2016 e o 3º trimestre de 2017, com pagamento de juros e do principal da dívida da Petrobras. Desse total, cerca de R\$ 75 bilhões foi para pagamento de bancos públicos nacionais e o restante (R\$ 70 bilhões) para instituições financeiras internacionais.

Além desse desembolso, a Petrobras adotou (no último trimestre de 2017) a estratégia de adiantar o pagamento de dívidas junto aos seus credores emitindo novos títulos com prazo mais alongado e com certa redução do custo médio das dívidas. Dentre esses pagamentos, cabe destacar os destinados aos bancos chineses (US\$ 4 bilhões) e ao banco de investimento norte-americano JPMorgan Chase & Co. (US\$ 2,5 bilhões). Este último havia recomendado, em fevereiro de 2017 (segundo matéria do Valor Econômico), a retomada das compras das ações da Petrobras em virtude da alta dos preços do petróleo e da política de desinvestimentos.

É preciso observar a possibilidade de existência de interesses cruzados entre os bancos internacionais credores da Petrobras e as grandes petroleiras internacionais concorrentes da mesma. JPMorgan Chase & Co. e a ExxonMobil podem ser um exemplo disso, uma vez que essas duas empresas têm as mesmas três instituições (Vanguard Group, Inc., Blackrock Inc., State Street Corporation) como seus principais acionistas que detêm cerca de 18% de suas ações. No caso da China, há uma articulação explícita e coordenada pelo Estado entre as estratégias financeiras de seus bancos e a busca pela obtenção de reservas e produção de petróleo por parte de suas petroleiras. Esse tipo de articulação explícita, no exemplo da China, e implícita, no caso dos Estados Unidos, aumenta a pressão externa tanto para a financeirização da Petrobras como para a redução de sua atuação na exploração do pré-sal e nas áreas de refino e distribuição.

Essa estratégia reduzirá o pagamento de juros, mas manterá o processo de financeirização da empresa com a nova emissão de novos títulos (e todos seus efeitos dos riscos cambiais, etc.) e com a busca pela meta de desalavancagem prevista em seu Plano de Negócios e Gestão 2017-2021 (relação dívida líquida/lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortizações de 2,5 em 2018) que implica necessariamente numa política de desinvestimento e de desintegração vertical. Com isso, a pressão externa é reforçada (e vice-versa) pelo PNG 2017-2021 da Petrobras. Tal característica se observa também no Plano de Negócio e Gestão 2018-2022.

Com a elevação recente do preço do petróleo e com as variações positivas na taxa de câmbio, os desafios financeiros de curto prazo da Petrobras estão sendo revertidos. Isso permitiria agora a

Petrobras, associado com os possíveis ganhos vindouros da exploração do pré-sal, configurar uma estratégia que articulasse as suas faces estatal e empresarial. No entanto, não há sinais que isso possa acontecer na atual gestão mantendo uma estratégia que não resulta nem em ganhos privados (caso esses ocorram dependem fortemente da mudança do preço do petróleo) nem sociais.

Quem está ganhando com a atual estratégia (financeirização e desintegração vertical) são, por um lado, os segmentos financeiros nacionais e, sobretudo, os internacionais; e, por outro, as grandes empresas petrolíferas integradas (Shell, BP, ExxonMobil, Total, CNOOC, CNODC, etc.) com a exploração do pré-sal e a abertura de novos mercados no refino/importações de derivados e da distribuição coma redução do papel da Petrobras.

Quem perde, com isso, é a própria Petrobras que reduz sua capacidade de acumular em termos empresariais em decorrência de sua desintegração vertical. Alveal (1994, p. 89) deixa isso muito claro ao afirmar que:

Razões de ordem econômica mais do que técnica exigem a integração vertical para realizar o elevado potencial de acumulação da indústria petrolífera, dado os riscos e custos financeiros associados a cada segmento da cadeia produtiva são diferentes.

Não é por acaso que a atual política de preços da empresa (atrelado ao mercado internacional) não aumentou as suas receitas, mas implicou em maiores custos para a sociedade com o aumento dos preços dos combustíveis e do botijão de gás, num contexto em que a nossa produção de petróleo bate recordes.

Perde ainda a sociedade quando a Petrobras deixa de exercer a sua face estatal reduzindo a capacidade de estimular a geração de renda, emprego e desenvolvimento tecnológico, aumento assim os seus custos sociais.

O pré-sal, que poderia ser uma benção, está se tornando uma maldição para o Brasil em virtude da atual estratégia da Petrobras e dos segmentos governamentais responsáveis pelo setor de petróleo e gás que estão muito mais preocupados com interesses das grandes petroleiras (mudança dos índices de conteúdo local e subsídios tributários) do que com os interesses nacionais.

UM BALANÇO DA GESTÃO DE PEDRO PARENTE*

William Vella Nozaki**

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão***

Os interesses econômicos e políticos por trás do conjunto de medidas adotadas pela Petrobras no biênio 2016-2018 ainda não foram observados com o devido cuidado. Um balanço da gestão de Pedro Parente também é uma avaliação dos pontos de convergência e das fissuras do bloco no poder que primeiro montou as bases para a ascensão do Chief Executive Officer (CEO), mas depois abriu o chão para sua queda.

Os ressentimentos com o giro liberalizante do segundo governo Dilma, os traumas provocados pelo impacto do golpe, o ódio gerado pela Operação Lava Jato e pela grande imprensa contra a Petrobras, bem como o assombro com a avalanche de medidas contra a Constituição de 1988 e a Consolidação das Leis do Trabalho de 1943 significaram uma ruína que levantou uma nuvem de poeira. Por dois

* Versão atualizada do artigo publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique*, em julho de 2018.

** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo.

*** Mestre em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

anos se turvou o olhar da opinião pública para o conjunto de interesses que estavam por trás das medidas tomadas pela Petrobras.

Mais ainda, a própria heterogeneidade de microinteresses privatistas e personalistas no interior do condomínio que ocupou o governo tornou a nuvem de sujeiras no ar ainda mais espessa, fazendo da decifração do cenário um exercício bastante complexo. Entretanto, os desdobramentos recentes nos permitem reunir, ainda que no calor da conjuntura, algumas peças de um quebra-cabeça que talvez só seja mais bem montado no futuro. Vejamos.

A coalizão que deu sustentação a Pedro Parente foi composta por um conjunto diverso de interesses, nem sempre coerentes e coesos, entre o agronegócio, o mercado financeiro, as petrolíferas estrangeiras, as grandes importadoras, os acionistas da companhia e o Planalto. Em conjunto com mudanças promovidas pelo Executivo e o Legislativo, o primeiro ano da gestão de Parente navegou em relativa tranquilidade na medida em que um primeiro ciclo de medidas contemplou boa parte das demandas colocadas por esses setores que compuseram, ainda que temporariamente, sua base de sustentação.

O segmento do agronegócio, principalmente o sucroalcooleiro e o da soja, beneficiou-se da alteração da política de preço divulgada em setembro de 2016, bem como do anúncio, logo em seguida, de que a Petrobras abandonaria sua atuação no setor de biocombustíveis. A nova política de preços – fortemente atrelada às cotações do barril internacional do petróleo e do câmbio – permitiu um ganho de competitividade ao setor do etanol. Não por coincidência, entre novembro de 2016 e janeiro de 2018, o volume de vendas de etanol hidratado em relação ao de gasolina saltou de 27% para 41%. A saída dos biocombustíveis, por sua vez, sinalizou uma reversão da política de apoio aos pequenos produtores e à utilização de outras culturas para a produção de biodiesel. Essa medida, sem dúvida, agradou aos produtores de biodiesel do complexo da soja.

O mercado financeiro e os acionistas minoritários comemoraram o aumento do plano de desinvestimento da Petrobras em janeiro de 2017, ao mesmo tempo que a estatal manteve a gestão excessivamente austera da dívida da empresa, ampliando os cortes de custos e a antecipação de pagamentos para passivos jurídicos norte-americanos não julgados. Nesse mesmo compasso, ainda no primeiro semestre de 2017, a Petrobras apresentou uma política de governança e conformidade que não imunizou a companhia de interesses que lhe deveriam ser externos e estrangeiros, endossando a nomeação do conselho de administração marcado pela maior presença de pressões das petrolíferas estrangeiras e do rentismo financeiro.

As petroleiras estrangeiras conquistaram uma janela de oportunidade para assegurar reservas de petróleo e gás natural do pré-sal em função da postura cada vez mais passiva da Petrobras nas rodadas de leilões da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), principalmente após a ampliação do plano de desinvestimento. Esse fato, associado às mudanças regulatórias aprovadas pelo Congresso de desobrigar a Petrobras de participar de todas as rodadas de licitação do pré-sal, em novembro de 2016, e de reduzir o percentual mínimo de conteúdo local nas mesmas rodadas de licitação, em fevereiro de 2017, abriu espaço não só para a entrada de novas operadoras estrangeiras no pré-sal, como também para a garantia da compra de bens e serviços aos fornecedores de seus países de origem.

Nesse período, a Petrobras ainda se desfez de inúmeros blocos exploratórios de petróleo (como o BM-S-8, incorporado pela norueguesa Statoil – atual Equinor) e campos do pré-sal (como os de Iara e Lapa, na Bacia de Santos, arrematados pela francesa Total) em transações que também privilegiaram, em geral, as grandes petrolíferas internacionais, com destaque para as norte-americanas, europeias e chinesas.

Outros *players* do setor, principalmente as importadoras de derivados de petróleo, aproveitaram-se tanto da nova política de preços como da mudança na política de refino e gás da Petrobras. Ainda em setembro de 2016, a direção da estatal anunciou o interesse de buscar parceiros para atuar no refino (tal medida foi transformada num programa de “parcerias do refino” em abril de 2018), bem como executou uma contínua subutilização do parque de refino, cujo percentual de uso da capacidade das refinarias caiu de 79% em outubro de 2016 para 67% em janeiro de 2018. Ao seguir “fielmente” os preços internacionais e ao diminuir a utilização de suas refinarias, a Petrobras abriu um espaço importante para atendimento do mercado interno por meio das importadoras.

A Petrobras lavou as mãos e se desresponsabilizou de atuar em favor da segurança energética nacional, da autossuficiência em petróleo e derivados e da garantia do abastecimento do mercado interno de combustíveis. Em vez disso, a companhia passou a priorizar de forma exclusiva a abertura do mercado de petróleo e gás para a entrada de *players* e *traders* do mercado estrangeiro, a retomada da remuneração dos acionistas e o encolhimento de sua escala e de seu escopo de atuação. De quebra, a nova política de preços e os desinvestimentos em setores específicos caíram no gosto do agronegócio e do mercado financeiro.

Com isso, solidificou-se uma forte base de coalizão em torno da gestão de Parente, que ainda surfou na fama intensificada pela grande mídia de bom gestor e de nome “irretocável” para recuperar uma empresa supostamente quebrada. Essa opção evidentemente agregou certo apoio da indústria nacional e da população mais geral, a despeito da forte rejeição existente no interior dos movimentos sociais, incluindo os próprios trabalhadores da Petrobras.

No entanto, a partir da gestação de um segundo ciclo de medidas desde julho de 2017, essa suposta sólida base de coalizão de apoio à gestão de Parente se evaporou em menos de um ano, cabe ressaltar, com uma generosa contribuição do Executivo.

Em primeiro lugar, em julho de 2017, o governo anunciou o aumento do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (Cofins) para todos os combustíveis, incluindo o etanol, o que evidentemente gerou relativa insatisfação desse segmento por conta do aumento da tributação.

Em segundo lugar, a flexibilização e a redução expressiva dos índices de conteúdo local, apesar de agradar às petroleiras internacionais, seguiu bloqueando qualquer processo de substituição de importações e o potencial de irradiar ganhos com investimentos para as indústrias naval, de engenharia pesada e de construção civil. Tais medidas esgarçaram as relações da direção da empresa com parte dos segmentos industriais e com uma fração do corpo intermediário, gestores e engenheiros ligados à petrolífera.

Em terceiro lugar, se num primeiro momento Petrobras, Ministério de Minas e Energia (MME) e a ANP comungaram da mesma cumplicidade para mudar o marco regulatório do pré-sal do regime de partilha para o de concessão, favorecendo sua desnacionalização, no último período a empresa alimentou divergências com o governo sobre o contrato da cessão onerosa, no qual a Petrobras é credora do Planalto, e a possibilidade de realização do leilão de seu excedente.

Em quarto lugar, o anúncio do fim das atividades no segmento de fertilizantes, em março de 2018, gerou uma fragmentação dentro do agronegócio. Isso porque a saída da Petrobras significaria uma “pá de cal” em qualquer possibilidade de autonomia no fornecimento de fertilizantes para a produção agrícola nacional, tornando o setor totalmente dependente das importações.

Em quinto lugar, e talvez mais importante, há a mudança no reajuste dos preços dos combustíveis. A Petrobras manteve a fórmula, atrelada ao barril internacional de petróleo e ao câmbio, mas em julho de 2017 alterou a temporalidade dos reajustes, que passaram a ser diários em vez de mensais. Essa mudança, em especial

nos últimos quatro meses, quando houve uma escalada acelerada do preço do barril do petróleo, desorganizou completamente a estrutura de custos de diversos setores da indústria e de serviços, sobretudo o de transporte.

Portanto, a barafunda entre o Planalto e a Petrobras, e os impactos deletérios das medidas fiscais, de desinvestimento e de preços da estatal de petróleo desordenaram aquela base de coalizão na qual se sustentava a gestão de Parente, principalmente de frações do agro-negócio, de parte da indústria e do serviço de transporte.

Em meio à exacerbação da crise provocada por essas medidas, observou-se, por um lado, a renúncia do conselheiro da empresa oriundo da Shell em maio de 2018, sinalizando o afastamento das petroleiras estrangeiras com a gestão de Parente, e, por outro, a greve dos caminhoneiros, no mesmo período, reacendendo o espírito de paralisação dos petroleiros, que passaram a pedir a renúncia de Parente. O sentimento de desgaste veio acompanhado de críticas de analistas do mercado financeiro, economistas de viés liberal e, inclusive, membros de seu partido, o Partido da Social Democracia Brasileira (PSDB).

O ápice da crise, ao que pareceu, deu-se paradoxalmente pela própria intransigência de Parente na negociação com governo e caminhoneiros, pois, ao diminuir a margem de manobra dos termos colocados na mesa, indiretamente ele incitou o governo a cogitar mudança no Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), provocando reação dos governadores, e alterações na Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico (Cide) e no PIS e Cofins, que demandariam mais cortes em gastos sociais e de investimentos, gerando mais insatisfação em diferentes setores.

Essa sucessão de atos foi minando as bases políticas e econômicas de sustentação de Parente na presidência da Petrobras.

O desgoverno denunciou a fragmentação dos interesses do latifúndio nacional, do rentismo internacional, do pacto federativo, das diversas alas parlamentares e das alianças partidárias que deram sustentação ao governo de Michel Temer, tudo isso em um ambiente de incerteza na geopolítica e na geoeconomia internacional. O condomínio oportunista que esteve à frente do país ingressou numa ruína e seus “parentes” começaram a dar mostras de que entraram no modo “salve-se quem puder”. Esse desenfreado “barata-voa”, que continua na atual gestão Bolsonaro, em que se transformou a política e a economia no Brasil tende a transformar a Petrobras numa empresa desintegrada, tornando-a irrelevante em termos geopolíticos

BLOCO III

A REORGANIZAÇÃO E O ENCOLHIMENTO DA ATUAÇÃO DA PETROBRAS EM 2017 E 2018

UM BALANÇO DA VISÃO ESTRATÉGICA DA PETROBRAS DESDE 2017*

Rafael Rodrigues da Costa**

Durante o governo Michel Temer (2016-2018), a Petrobras passou por turbulentas mudanças, seja do ponto administrativo ou estratégico. Estas seguiram acompanhadas pelas intempéries do cenário político-jurídico, como a crise da Lava Jato e a greve dos caminhoneiros, mas também marcada pelos interesses de grupos organizados, como o agronegócio, o mercado financeiro e as petrolíferas estrangeiras.

Nesse período, a Petrobras oscilou de uma gestão prioritariamente voltada para a redução do endividamento da companhia no curto prazo – que incluía um amplo programa de desinvestimentos atrelado a uma política agressiva de preços aferrada às cotações internacionais do petróleo – em direção a uma visão estratégica mais pragmática, que embora compreendesse a importância de realizar uma gestão cautelosa de sua dívida, ao mesmo tempo buscou preservar a estratégia enquanto empresa integrada.

Para entendermos os pormenores que ocasionaram as mudanças estratégicas e gerenciais da Petrobras no governo Temer, torna-se um truismo realizar um breve olhar sobre as gestões de Pedro Parente e Ivan Monteiro.

A preocupação com o endividamento da estatal veio desde a administração Bendine, mas foi com Pedro Parente que a obsessão

* Publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique*, em março de 2019.

** Mestrando em Ciências Sociais pela Universidade Federal de São Paulo. Pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais (NEC) da Universidade Federal da Bahia e assistente de pesquisa do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

com a alavancagem da dívida foi elevada à prioridade máxima da gestão. Com o intuito de reduzir o endividamento de 5,1 da relação dívida líquida/lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebitda) para 2,5 em cinco anos, Parente propôs, em janeiro de 2017, um ostensivo programa de desinvestimentos de US\$ 21 bilhões, que previa a venda de ativos em negócios relacionados ao refino e petroquímica, além de distribuição e transporte.

Na teoria, a estratégia pretendia otimizar o portfólio da empresa para focalizá-la em seus negócios com maior retorno financeiro, isto é, a exploração e produção (E&P) de petróleo e gás. Na prática, isso significou a redução total dos investimentos de 37%, caindo de US\$ 76 bilhões em 2015 para US\$ 48 bilhões em 2017, e a subutilização do parque de refino, cujo percentual de uso da capacidade das refinarias caiu de 79% em outubro de 2016 para 67% em janeiro de 2018; além da hibernação das fábricas de fertilizantes nitrogenados, etc.

Todo esse movimento de redução de mercado da Petrobras foi seguido por significativas mudanças regulatórias no setor, como a alteração da lei de partilha, a flexibilização na política de conteúdo local e uma maior celeridade no calendário de leilões. Essas mudanças, conseqüentemente, facilitaram não só a entrada das petroleiras estrangeiras como também garantiram a compra de bens e serviços aos fornecedores de seus países de origem.

Nessa mesma época, ainda, a Petrobras se desfez de inúmeros blocos exploratórios de petróleo em transações que também privilegiaram, em geral, as empresas estrangeiras, principalmente as concorrentes americanas, europeias e chinesas da estatal.

No entanto, a mais famosa marca da gestão Pedro Parente na Petrobras foi a mudança na política de preços dos combustíveis com paridade ao mercado internacional. Iniciada em julho de 2017, ela alterou a temporalidade dos reajustes, que passaram a ser diários em vez de mensais. Essa mudança, combinada com a subutilização do refino da Petrobras, abriu um espaço importante para as importadoras de derivados de petróleo, que aumentaram a sua participação para 24% no mercado interno no mesmo ano.

A consequência é que a Petrobras aproveitou-se da conjuntura internacional, em um momento de escalada acelerada do preço do barril do petróleo, para tentar resolver seus problemas de financiamento no curto prazo, o que acabou por desorganizar a estrutura de custos de diversos setores da indústria e de serviços, sobretudo o de transporte, uma vez que o preço da gasolina vendido pelas refinarias da companhia aumentou cerca de 35% em menos de três meses –

ocasionando, assim, o ensejo à greve dos caminhoneiros e, posteriormente, dos petroleiros.

A paralisação dos caminhoneiros, por sua vez, causou graves danos políticos e econômicos ao governo – que, a fim de contornar a crise, apresentou, além do subsídio aos combustíveis, a demissão de Parente e a indicação de Ivan Monteiro como resposta às reivindicações de revisão na política de preços da Petrobras.

Ao assumir o cargo, em junho de 2018, Ivan Monteiro reconheceu, a despeito da necessidade de continuação da redução do endividamento, a relevância da atuação da Petrobras em outros segmentos da cadeia parapetrolífera, como o necessário reposicionamento da empresa na gestão do refino e renováveis, além de uma gradual retomada na expansão dos investimentos da companhia. A reorientação estratégica de Monteiro ficou ainda mais evidente após a divulgação do Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2019-2023, em dezembro de 2018, no qual algumas diretrizes denotam uma inflexão na condução da Petrobras.

A primeira delas foi a retomada da expansão nos investimentos em *upstream*. A fim de acelerar suas atividades de E&P, os investimentos projetados para os próximos cinco anos apontaram um crescimento de quase 15%, saindo de US\$ 60,3 bilhões para US\$ 68,8 bilhões até 2023. Foi uma mudança significativa, sobretudo quando se observa que nos três últimos PNGs os investimentos desse segmento sofreram uma redução de quase US\$ 20 bilhões.

Por outro lado, no *downstream*, a estratégia foi diametralmente oposta. Isso porque a Petrobras indicou uma redução agressiva da sua participação no refino (de 100% para 60% do mercado interno) ao mesmo tempo em que manteve os investimentos no patamar atual dos três últimos PNGs, entre US\$ 12 bilhões e US\$ 13 bilhões. Além disso, não se projetaram novos investimentos no refino após a conclusão do segundo trem da RNEST.

Conforme sublinhou Rodrigo Leão (2019)¹, as novas diretrizes da Petrobras, embora menos pragmáticas do que a gestão Parente, ainda assim mantiveram-se míopes frente às oportunidades internas que devem surgir nos próximos anos. Com as estimativas de crescimento da produção de petróleo em cerca de 5% ao ano, que devem fazer a produção se aproximar dos 3,2 bilhões de barris/dia em 2023, bem como o consumo de combustíveis, pelo menos no setor de transporte, que devem aumentar cerca de 2% ao ano no próximo triênio, a

1 LEÃO, Rodrigo. *O reposicionamento estratégico da Petrobras*. Valor Econômico, 7 jan. 2019.

Petrobras do governo Temer encerrou menos endividada, mas também menos estratégica.

OPÇÃO ESTRATÉGICA DA PETROBRAS EM 2017: EMPRESA MENOR E DESINTEGRADA*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

Eduardo Costa Pinto***

Em março de 2018, a Petrobras divulgou seus resultados financeiros e sociais de 2017. As informações apresentadas evidenciaram o foco na gestão financeira de curto prazo em detrimento do seu papel social que foi bastante significativo em anos anteriores.

Esses aspectos, associados às amplas mudanças regulatórias do setor petrolífero no Brasil e à recém-divulgada política de parcerias para o refino da Petrobras, confirmaram que houve uma nova opção estratégica de longo prazo da estatal brasileira em curso.

Em que pesem os enfoques dados pela atual gestão na redução do endividamento da Petrobras e na recuperação da rentabilidade da empresa, os dados operacionais (refino, exploração e produção, energia renovável, fertilizantes, etc.) sugeriram um importante redirecionamento estratégico da Petrobras.

No caso do refino, a estratégia deliberada da Petrobras de reduzir sua fatia de mercado (conforme explicitado no PNG 2017-2022) foi implementada por uma política de preços dos derivados de paridade com os preços internacionais e pelo modelo de parcerias,

* Publicado originalmente na CartaCapital, em abril de 2018.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

*** Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

divulgado pela empresa no começo de 2018, que tinha como objetivo transferir 25% do mercado de refino para outras empresas privadas e/ou estrangeiras.

Desse modo, gerou-se tanto uma expansão das importações de derivados para suprir o aumento do crescimento da demanda, como abriu espaço para outras empresas ocuparem o lugar da Petrobras no segmento de refino. E detalhe: o principal alvo de tais parcerias foi a região Nordeste onde reside um grande potencial de crescimento da demanda interna brasileira.

A consequência disso foi um deslocamento de parte do mercado que a Petrobras supria principalmente para importadores de derivados, implicando numa expressiva queda no nível de utilização de suas refinarias (de 82% em 2016 para 78% em 2017, sendo que algumas delas estão operando com capacidade próxima a 50% como a Refinaria Landulpho Alves-Mataripe, na Bahia). Isso provocou o aumento de 4,1% nos custos de refino em 2017 (na comparação com o ano anterior), bem como fortaleceu as importações de derivados.

Segundo dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), as importações brasileiras de derivados cresceram 28,5% entre 2016 e 2017, saltando de algo próximo a 430 mil barris equivalentes de petróleo (mbep) por dia para 560 mbep por dia, ao passo que as importações da Petrobras caíram 24,2%. Esses dados revelam que houve uma clara redução da Petrobras no fornecimento de derivados, quer seja pela menor utilização de suas próprias refinarias ou pelo aumento da importação e revenda de combustíveis por terceiros.

O que causou enorme estranheza foi que a Petrobras abdicou de sua posição de *price maker* (formador de preço) – que lhe possibilitava manter maiores margens – para adotar uma posição de *price taker* (tomador de preço) num mercado claramente oligopolizado da produção e distribuição de derivados, reduzindo de forma deliberada sua capacidade de gerar receita em prol da abertura de mercado (para seus concorrentes).

Em relação ao segmento de exploração e produção (E&P), saltaram aos olhos a opção da Petrobras de reforçar sua posição de exportadora de petróleo cru. Entre 2016 e 2017, as exportações de petróleo cru da Petrobras se expandiram em 32,3%, saindo de 387 mbep por dia para 512 mbep.

Com isso, a participação de suas exportações de petróleo no total produzido cresceu de 17% para 23% no mesmo período. Ou seja, a produção da Petrobras ficou mais dependente da dinâmica da demanda internacional, aumentando sua vulnerabilidade externa.

Junto disso, cabe ressaltar a estratégia de “abandono” dos campos maduros, principalmente da Bacia de Campos. Apesar do excepcional potencial do pré-sal, os desinvestimentos nas áreas pós-sal da Bacia de Campos – que na época respondiam por cerca de 40% da produção nacional – minou os ganhos possibilitados pelo pré-sal em termos de produção.

Exemplo disso foi que mesmo com o crescimento da produção do pré-sal em 26%, o volume total produzido de petróleo e LGN da Petrobras ficou praticamente estagnado entre 2016 e 2017.

Com isso, um questionamento que emergiu foi se a estratégia de direcionar todos os esforços apenas no pré-sal seria o caminho mais correto para a empresa, inclusive no curto prazo. Mais grave do que isso, a opção de focar crescentemente as vendas no petróleo cru para o mercado externo tornou a Petrobras mais dependente da demanda externa, reduzindo a “agregação de valor” na cadeia de petróleo e gás.

Além de tais estratégias para o refino e E&P, cabe lembrar que a decisão da empresa de reduzir seu papel em outros segmentos da cadeia como energia renovável, fertilizantes, etc., fragilizou o papel da Petrobras enquanto uma empresa integrada – em que eventuais resultados negativos de um segmento poderiam ser compensados por outros – e também como um ator importante no processo de transição energética.

Como destacado por Nozaki (2018)¹,

[...] a busca por uma economia de baixo carbono assentada no investimento em *startups*, como anuncia o atual relatório de sustentabilidade da Petrobras, embora tenha se caracterizado como uma das opções adotadas pelas grandes corporações de petróleo, como apontam estudos, parece ocorrer de forma ainda bastante tímida no caso da empresa brasileira. [...] essa diretriz caminha na contramão do que a própria Petrobras realiza na atual gestão: em 2014, a empresa investiu R\$ 1,2 bilhão em PD&I, em 2017 esse montante foi reduzido para R\$ 713 milhões.

Os resultados negativos do balanço da Petrobras de 2017 evidenciaram seus enormes equívocos operacionais (enfoque na pro-

1 NOZAKI, William. *A insustentabilidade do Relatório de Sustentabilidade da Petrobras*. CartaCapital, São Paulo, 2 abr. 2018. Disponível em: <<https://www.ineep.org.br/A-insustentabilidade-do-relatorio-de-sustentabilidade-da-Petrobras+105650>>. Acesso em: 26 abr. 2019.

dução e exportação de petróleo bruto, com menor peso do refino), gerenciais (curto prazismo e financeirização) e estratégicos (desintegração vertical e de menor atuação em segmentos da cadeia de energia).

Isso inclusive criou dificuldades para alavancar a geração de caixa operacional no curto prazo da Petrobras e colocou sérias dúvidas sobre o protagonismo da empresa no longo prazo.

Nem a Petrobras e seus acionistas nacionais, muito menos a população, obtiveram resultados positivos com a estratégia da companhia sob o governo Temer. Por outro lado, quem ganhou com isso foram os segmentos financeiros, sobretudo o internacional, os importadores/refinadores internacionais, as grandes empresas petrolíferas integradas que ampliam sua atuação no pré-sal e agora podem ingressar no setor de refino nacional.

Em linhas gerais, os resultados da estratégia empregada em 2017 colocaram a Petrobras, no médio prazo, numa condição de empresa que só produz no pré-sal (como sócio das petroleiras estrangeiras) e exporta petróleo, abrindo mão de outros segmentos, caminhando numa direção inversa ao que vem sendo adotado pelas grandes empresas do setor.

RESULTADO RECORDE DA PETROBRAS EM 2018 VEM COM BOOM NO PREÇO DO PETRÓLEO E QUEDA NA PRODUÇÃO DA ESTATAL*

Eduardo Costa Pinto**

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão***

O lucro líquido de R\$ 25,8 bilhões, divulgado pelo balanço anual da Petrobras referente a 2018, foi o melhor resultado da empresa desde 2011. Apesar da queda de 5,5% na produção, a estatal foi beneficiada pela melhora do cenário setorial, em especial a expansão do preço do barril do petróleo entre 2017 e 2018. A maioria dos analistas estava otimista e apostava em um número ainda maior, na casa dos R\$ 30 bilhões. Em grande medida, essa expectativa não foi atingida devido ainda a um volume considerável de despesas extraordinárias, principalmente com contingências judiciais (R\$ 7,4 bilhões).

A elevação do preço do barril do petróleo em reais, que passou de R\$ 173,3 para R\$ 260,2 (expansão de 50% entre 2017 e 2018), foi a variável mais importante para impulsionar o resultado positivo da companhia. O lucro isolado da área de exploração e produção (E&P) teve um aumento de 97% em relação ao ano passado, o que resultou num resultado positivo de R\$ 44 bilhões do segmento.

Paradoxalmente, a produção da empresa caiu 5,5% em 2018 na comparação com o ano anterior (maior queda anual desde 2003). Poucos analistas se atentaram a isso, mas essa queda só não foi ainda

* Publicado originalmente na Revista Fórum, em 25 de julho de 2017.

** Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

*** Mestre em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do INEEP e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

maior em virtude do crescimento de 9% da produção de petróleo nos campos do pré-sal, onde quatro novos sistemas de produção entraram em operação.

A redução na produção de petróleo foi, em boa parte, fruto da política de desinvestimento realizada nos campos de Lapa, Sururu, Berbigão, Oeste de Atapu e Roncador e a redução acelerada da produção nos campos maduros do pós-sal, principalmente na Bacia de Campos.

Nesse sentido, os ganhos com o aumento do preço do petróleo poderiam ter sido ainda maiores se a Petrobras, ao invés dos desinvestimentos, tivesse expandido os investimentos nos campos maduros com o objetivo de aumentar o fator de recuperação de óleo dos poços.

Na área de abastecimento (refino, transporte e comercialização), cuja receita de vendas cresceu 26% em 2018, no cotejo com o ano anterior, fruto, em boa parte, do aumento dos preços internos dos derivados (que acompanharam a subida dos preços internacionais dos mesmos), uma vez que ocorreu uma queda de 3% nas vendas internas de derivados. A receita de vendas cresceu numa velocidade bem menor do que a observada nos custos dos produtos e serviços vendidos (expansão de 33%), implicando na redução dos lucros da área (de R\$ 13 bilhões em 2017 para R\$ 8,4 bilhões em 2018).

Todavia, o que mais chamou a atenção foi a queda da participação de mercado da Petrobras no setor de derivados de petróleo brasileiro. Entre 2017 e 2018, tal redução foi da ordem de oito pontos percentuais, principalmente após do incêndio ocorrido na Replan no segundo semestre do ano, quando houve queda na produção de diesel e gasolina (nos 3º e 4º trimestre de 2018), provocando um aumento da importação.

Pelo lado do endividamento, os resultados do balanço mostraram que o endividamento líquido (EL) caiu apenas 4% entre 2017 e 2018 (de R\$ 280 bilhões para R\$ 268 bilhões), ao passo que a desalavancagem (relação entre o endividamento líquido e o lucro operacional) decresceu em 33% (de 3,67 em 2017 para 2,34 em 2018), em virtude do crescimento do lucro operacional (antes de juros, impostos, depreciação e amortizações) decorrente sobretudo dos resultados positivos operacionais com o aumento dos preços do petróleo.

Esses resultados operacionais e financeiros do balanço de 2018 da Petrobras evidenciaram uma melhora do cenário externo (aumento do preço do Brent) e do perfil da dívida. Todavia, com a política de desinvestimentos em curso, a empresa tem desperdiçado a oportunidade de auferir resultados operacionais ainda mais expressivos.

As perspectivas na produção de petróleo, principalmente por conta do pré-sal, devem garantir um futuro promissor à empresa, desde que não ocorram novas turbulências no mercado internacional que reduzam o preço do barril do petróleo. A atual situação da empresa já permite uma nova ascensão dos seus investimentos, mas isso dependerá de uma visão estratégica da nova gestão da companhia.

O REPOSICIONAMENTO ESTRATÉGICO DA PETROBRAS*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

No dia 5 de dezembro de 2018, a Petrobras divulgou o seu Plano de Negócio e Gestão (PNG) para o período 2019-2023. O documento publicado pela empresa ocorre num mercado nacional de petróleo em transformação que, nos próximos anos, deve ser marcado pelo forte aumento da concorrência interna e maior exposição à economia internacional.

Atualmente, a Petrobras detém cerca de 72% da produção de petróleo nacional, quase 100% do refino nacional e mais de 20% da distribuição. No entanto, nos próximos anos, cada um desses segmentos passará por mudanças relevantes com uma crescente participação de novos atores no setor.

Em primeiro lugar, no *upstream*, os resultados dos leilões do pré-sal, realizados até o momento, asseguraram à Petrobras um volume menor de reservas de petróleo, aproximadamente 45%. Em segundo lugar, no *downstream*, os novos operadores já têm sinalizado que ingressarão de forma integrada no mercado nacional de petróleo, isto é, sua atuação ocorrerá também no refino e na distribuição. A chinesa CNPC, por exemplo, através da sua subsidiária PetroChina recentemente adquiriu 30% da TT Work, empresa brasileira dona

* Versão resumida, publicada originalmente no Valor Econômico, em janeiro de 2019.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

da distribuidora Petronac, e já demonstrou interesse em investir em refinaria no Maranhão.

Outras transformações neste mesmo sentido devem ocorrer, tornando o ambiente competitivo mais acirrado no curto e médio prazo. Esse cenário exige um reposicionamento da petrolífera brasileira, caso ela opte por preservar sua posição no mercado brasileiro. O PNG 2019-2023 aponta algumas diretrizes importantes que indicam tal reposicionamento.

Talvez uma das notícias mais importantes foi que a Petrobras retomou a expansão dos investimentos em *upstream* a fim de acelerar suas atividades de exploração na camada do pré-sal. Após a forte redução dos últimos anos (cerca de US\$ 20 bilhões entre os três últimos PNGs), os investimentos projetados para os cinco anos seguintes devem crescer quase 15%, saindo de US\$ 60,3 bilhões para US\$ 68,8 bilhões. No entanto, tais investimentos não se limitam à camada do pré-sal, uma vez que os recursos destinados na área do pós-sal apresentaram maior crescimento relativo (cerca de 20%), em função do aumento de US\$ 25,3 bilhões para US\$ 30,3 bilhões, cerca de 70% apenas na Bacia de Campos.

A recente venda das regiões mais maduras e menor produção, como Pargo, Carapeba e Vermelho, indica que a Petrobras deve concentrar esses investimentos exploratórios nos campos mais novos, como Marlim, e com maior capacidade de produção.

Um outro dado que reforça essa percepção é a parceria estratégica realizada com a norueguesa Equinor, uma das empresas líderes nos processos de recuperação secundária em áreas *offshore*. Essa parceria também pode apoiar a entrada da Petrobras no segmento de renováveis, principalmente em energia eólica *offshore*, no qual a petrolífera norueguesa também tem uma atuação importante.

A retomada de atividades típicas de empresa de energia, como os novos investimentos em petroquímica e em renováveis, como a própria energia eólica *offshore*, ainda que de forma tímida (representa somente 0,8% dos investimentos globais do PNG enquanto em outras operadoras chegam a representar cerca de 3%), é outra diretriz estratégica que se destaca no novo PNG da Petrobras.

De forma geral, o aumento das projeções de investimentos da Petrobras em cerca de 13% indica que a Petrobras julga necessária a aceleração de suas atividades, pelo menos, no *upstream*. Isso porque, no *dowstream*, a estratégia apontada é oposta a essa observada na área de exploração e produção.

Em primeiro lugar, a Petrobras sinaliza uma redução da sua participação no refino (de 100% para 60% do mercado nacional) e

manutenção dos investimentos no patamar atual (entre US\$ 12 e US\$ 13 bilhões nos últimos três PNG). E, em segundo lugar, não há previsão de novos investimentos em capacidade de refino, com exceção da conclusão do segundo trem da Refinaria Abreu e Lima (RNEST).

Essas diretrizes não se aproveitam das oportunidades internas que devem surgir nos próximos anos. Isso porque as estimativas de crescimento da produção de petróleo (cerca de 5% ao ano) devem fazer a produção se aproximar dos 3,2 bilhões de barris por dia em 2023, bem como o consumo de combustíveis, pelo menos no setor de transporte, deve aumentar cerca de 2% ao ano no próximo triênio, de acordo com a EPE.

Com efeito, uma parte importante da produção de petróleo gerada será exportada na sua forma bruta e/ou vendida para outras empresas que participarão do mercado de refino. Essa estratégia tende a diminuir a flexibilidade de gestão dos ativos da Petrobras, isto é, parte da rentabilidade do *upstream* deve ficar atrelada aos movimentos do preço do petróleo cru e impossibilitar sua capacidade de agregar valor à sua produção.

O mesmo questionamento pode ser feito à saída no segmento dos fertilizantes. A produção crescente de gás natural necessitará de novas formas de utilização, sendo a produção de fertilizantes nitrogenados um segmento central, dada a crescente demanda brasileira oriunda do setor agrícola e a sua capacidade de agregar valor ao gás natural.

Esse reposicionamento sinaliza claramente que a Petrobras necessita se manter como protagonista no segmento de E&P para sobreviver no novo mercado de petróleo brasileiro e também um olhar com a futura transição energética. No entanto, a menor atuação do refino, pode aumentar sua exposição no mercado internacional e ceder espaços estratégicos para seus futuros concorrentes.

BLOCO IV

A PETROBRAS E AS ESTRATÉGIAS DAS COMPANHIAS INTERNACIONAIS DE PETRÓLEO

A PETROBRAS NA CONTRAMAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS GLOBAIS DO SETOR*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

Em 3 de abril de 2017, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica aprovou a venda pela Petrobras de 22,5% do bloco BM-S-11 no campo de Iara para a empresa Total por um valor de US\$ 2,2 bilhões. Nesse campo, estima-se a existência de até 3 bilhões de barris recuperáveis de óleo, o que significa que a estatal brasileira vendeu para a companhia francesa cerca de 675 milhões de barris de suas reservas de óleo e gás.

Esse foi apenas mais um dos vários movimentos que a Petrobras e o governo brasileiro têm realizado na contramação do que fazem outras nações ao redor do mundo, em termos de gestão do setor de petróleo e gás. Até 2014, o Brasil acompanhava os grandes *players* do setor e buscava ampliar sua atuação no setor de energia, diferente do que passou a ocorrer a partir de 2016.

Ao se considerar a atual e futura demanda por petróleo e, ao mesmo tempo, a necessidade de transformação da matriz energética no mundo, o Brasil, principalmente por intermédio da Petrobras, definiu uma estratégia de diversificação das fontes energéticas, bem como de desenvolvimento tecnológico para exploração do petróleo. No Plano de Gestão e Negócios 2007-2011, a estratégia da Petrobras

* Publicado originalmente na CartaCapital, em abril de 2017.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

era “liderar o mercado de petróleo, gás natural derivados e biocombustíveis na América Latina, atuando como empresa integrada de energia, com expansão seletiva da petroquímica, da energia renovável e da atividade internacional”.

A partir do governo Temer e a gestão de Pedro Parente, essa política foi, porém, esfacelada, dando lugar a uma visão curto prazista e subalterna na disputa geopolítica. O PNG da Petrobras (2017-2021) estabeleceu como principal objetivo a desalavancagem da estatal, reforçando que todas as suas ações deveriam ser orientadas por essa métrica. O forte redirecionamento estratégico alterou a visão do papel da estatal tanto na economia brasileira quanto na sua inserção global no setor de petróleo.

Um indicador que materializa essa mudança de visão são os investimentos. Em 2016, totalizaram um volume similar (US\$ 14,1 bilhões) àqueles realizados em 2005. Mais grave do que a redução dos investimentos foi a política de venda de ativos intensificada por Parente. Segundo informou a Petrobras no PNG 2017-2021, a meta de desinvestimentos para o biênio 2017-2018 foi de US\$ 21 bilhões. Ou seja, a Petrobras adotou uma política clara de transferências de seus ativos para empresas concorrentes do setor.

Entre os países que tem demonstrado forte interesse em ingressar no mercado nacional de óleo e gás estão a França e os Estados Unidos. Não é coincidência que os dois países, mesmo com a recente redução do preço de petróleo, fortaleceram suas estratégias de longo prazo para o setor de óleo e gás. Os objetivos de expandir e diversificar suas capacidades de fornecimento de óleo e gás, bem como atrair parceiros para o desenvolvimento das mais diversas fontes de energia tiveram papel central na construção de tais estratégias.

A França tem adotado uma postura bastante agressiva no setor de energia do Brasil. Recentemente, a empresa Tereos adquiriu a participação da Petrobras na empresa de biocombustíveis Guarani (cerca de 46%). A petrolífera Total, por sua vez, comprou participações no pré-sal dos campos de Libra (20%) e, mais recentemente, de Iara (22,5%). Os esforços da Total e da Tereos seguiram uma estratégia mais ampla da França de reorganização e inserção global no segmento de energia.

Segundo uma matéria assinada por Diana Viola no Oil&Gas Financial Journal, a internacionalização de suas empresas se caracterizou como um eixo estratégico do desenvolvimento do setor energético francês por três razões: i) garantir o suprimento de óleo e gás num país em que o volume de reservas é relativamente baixo para atender sua demanda; ii) aproveitar novas oportunidades no mundo

no segmento de energia; iii) permitir a expansão da cadeia de fornecedores, inclusive de menor porte, em termos globais.

Os EUA também estabeleceram como prioridade o acesso ao mercado brasileiro de energia. Como tem se divulgado amplamente, as empresas americanas realizaram forte ofensiva para alteração da lei do pré-sal, que retirou a obrigatoriedade de participação da Petrobras na exploração das reservas de óleo e gás.

Após essa mudança, a Exxon Mobil, a Chevron e a Conoco-Phillips procuraram o governo brasileiro para expor seu interesse em atuar no pré-sal. A postura dessas companhias coincidiu com um redirecionamento estratégico da política de energia americana, em 2011, detalhada em um documento do governo denominado Blue Print for a Secure Energy. Em três das sete diretrizes estratégicas descritas pelo documento, o Brasil surgiu como ator fundamental para o setor energético americano – pré-sal, biocombustíveis e hidrocarbonetos não convencionais (gás de xisto).

Ao lado de França e EUA, outros países como China e Noruega colocaram no centro da sua política de energia a maior participação no segmento de óleo e gás do Brasil. As estatais de petróleo do país asiático ingressaram no consórcio do pré-sal de Libra e a China realizou acordos com o governo brasileiro para fornecer financiamento em troca da venda de óleo e tecnologia avançada do setor. No caso norueguês, a Statoil (atual Equinor), no fim de 2016, comprou 66% do campo do pré-sal de Carcará.

Vários países têm estruturado estratégias bem definidas para o desenvolvimento do seu setor de energia, incluindo ações de fortalecimento da indústria local em âmbito internacional e o acesso a mercados relevantes globais. Tais estratégias têm combinado interesses de política externa e objetivos de desenvolvimento econômico.

A atuação das empresas de cada um desses países visa operacionalizar as diretrizes determinadas por seus respectivos Estados. Ao abandonar essa dinâmica, o Brasil vai na contramão do que tem sido feito no mundo. Com efeito, coloca a Petrobras como um ator subalterno na disputa geopolítica do petróleo e põe em xeque a capacidade de garantir a soberania energética no longo prazo.

A TOTAL, A PETROBRAS E A ABERTURA DE MERCADOS*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

Caroline Scotti Vilain***

Nos últimos anos, propagandas da empresa francesa Total têm estampado as paredes dos mais diversos aeroportos brasileiros, bem como tem sido comum encontrar diversas notícias relacionadas à entrada da empresa no Brasil. Esses movimentos não refletem somente uma “ação pontual” da Total, mas uma estratégia de longo prazo de forte diversificação e internacionalização das empresas de petróleo da França, combinada com uma mudança de atuação do Estado francês.

Desde meados dos anos 1980, a França passou por uma progressiva liberalização das políticas do setor de petróleo. Essa liberalização ocorreu em três grandes etapas:

- i) foram eliminados os controles de preços dos derivados de petróleo que vigoravam no país até 1986;
- ii) foram destituídas as políticas de quotas de importação e exportação, que protegiam as empresas nacionais no atendimento do mercado interno, substituídas pela liberalização do comércio de derivados no país;

* Publicado originalmente na CartaCapital, em setembro de 2017.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

*** Mestre em Relações Internacionais pela Universidade de Brasília.

- iii) foram fundidas as empresas estatais Elf e CFP/Total numa única empresa, a Total, com forte diluição da participação estatal na empresa (o Estado ficou com menos de 5% do capital da empresa), no começo dos anos 2000.

Parte dos analistas poderia entender essa liberalização como fruto de uma política para permitir o aumento da concorrência e a melhora da produtividade do mercado de petróleo francês. Como mostrou, porém, o analista Llewelyn Hughes, em sua obra “Globalizing Oil: firms and oil market governance in France, Japan and United States”, esse processo foi muito mais complexo, relacionado principalmente a dois fatores: às mudanças estruturais do mercado de petróleo na França e à centralidade do processo de internacionalização na nova “geoestratégia” do setor de petróleo francês.

Por um lado, após o forte aumento do preço do petróleo nos anos 1970 e a contínua redução do parque produtivo nos países desenvolvidos na década de 80, observou-se uma “longa recessão” no consumo de derivados de petróleo nessa região, inclusive na França.

Entre 1973 e 1985, a redução da aquisição de derivados em solo francês foi em torno de 770 mil barris por dia, que representou um decréscimo de cerca de 30%. De 1985 até 2014, a demanda interna continuou com a mesma trajetória e caiu mais 20%, segundo a Agência Internacional de Energia (AIE). Não por acaso, desde 2009 foram fechadas quatro das doze refinarias existentes no país europeu. Por outro lado, a independência de várias ex-colônias francesas detentoras de grandes reservas petrolíferas (Argélia, por exemplo) entre os anos 1960-1970 e a dificuldade por novas descobertas de petróleo no território provocaram uma restrição na capacidade de produção de óleo cru das empresas estatais.

Esse desequilíbrio, com menor níveis de reserva de petróleo cru e elevada capacidade de refino, coincidiu com um período de grandes oscilações no preço do petróleo internacional, o que alavancou maiores perdas com o parque de refino nacional.

Com efeito, esse cenário começou a exigir o desenho de novas estratégias das corporações estatais francesas (Elf e CFP/Total) para recuperar as perdas ocorridas nacionalmente. Somadas às oportunidades abertas globalmente no setor de petróleo a partir dos anos 1980, tais empresas passaram a apostar na internacionalização como forma de diversificar seus ganhos e alcançar escala global de produção em detrimento da atuação no mercado nacional.

O mesmo Hughes lembrou que a estratégia de internacionalização e expansão para novos mercados foram vistas como alternativas de

diversificação e dos ganhos de escala (e, por isso,) a Elf e a CFP/Total se dispuseram em apoiar a liberalização e a abertura para o setor privado no mercado de petróleo francês [...]. Isso reduziu os interesses por disputar e preservar suas “reservas de mercados” dentro da própria França.

Além das potencialidades de novos mercados consumidores, como Ásia e Estados Unidos, foram abertos espaços para investimentos em petróleo cru e no refino em outras regiões do mundo.

O resultado dessa política foi, por exemplo, a queda da participação do mercado francês no somatório de derivados vendidos pela Total em termos globais de 41% em 1983 para 19% em 2004. Esse último dado comprova que a estratégia de internacionalização se manteve até o século XXI. Com a transformação da CFP/Total e a Elf numa única empresa, a Total, o Estado francês fez desta última a protagonista dessa “corrida para exterior”.

Recentemente, a Total realizou diversas operações a fim de ampliar sua atuação em mercados estrangeiros. No Oriente Médio e na América do Norte, a empresa adquiriu blocos de exploração e fez parcerias com empresas locais.

Os maiores destaques foram, no entanto, o ingresso na Europa, em primeiro lugar, e na América do Sul e África, segundo lugar. Na Europa, a Total anunciou recentemente a compra da empresa petrolífera Maersk Oil, uma transação que custará US\$ 7,45 bilhões em ações e em dívida da empresa dinamarquesa. A integração das atividades com esta nova empresa fez da petrolífera francesa a segunda operadora no Mar do Norte, tendo notoriedade no Reino Unido, Noruega e Dinamarca.

Na África e América do Sul, a Total tem realizado um movimento conjunto a fim de capitanear uma “integração externa” com os seus fornecedores franceses e se aproveitar do desenvolvimento tecnológico da Petrobras para explorar o petróleo também da costa da África negra.

Não por outra razão a Total assinou dois acordos com o Senegal, ambos para produção *offshore* em águas profundas e ultraprofundas. O acordo foi fechado com a estatal senegalesa Petrosen para exploração do bloco de Rufisque, na qual a francesa deterá 90% da participação.

O outro acordo no mesmo país foi assinado para avaliar o potencial de exploração do *offshore* ultraprofundo senegalês, no qual a empresa pode se tornar um operador do bloco. E, no Brasil, a empresa comprou participações no pré-sal dos campos de Libra (20%)

e, mais recentemente, de Iara (22,5%), além de realizar uma “parceria estratégica” com a Petrobras que visa permitir sua atuação em outros segmentos, como o refino.

Além da Total, a francesa Entrepouse ingressou no mercado brasileiro, comprando a empresa de engenharia Intech, como parte dessa estratégia de “integração externa”.

Portanto, os fatos apontados acima comprovaram que a internacionalização foi resultado de uma percepção dos atores de uma mudança setorial estrutural de longo prazo. As necessidades de ampliar as reservas de petróleo cru, o desaquecimento da demanda por derivados e a reestruturação global do setor petróleo, a partir da década de 1970, “forçaram” um novo arranjo institucional (entre governo, estatais e setor privado) que resultou, ao mesmo tempo, em liberalização do setor petróleo e internacionalização das empresas francesas.

Embora o setor privado e as próprias empresas estatais tivessem um papel central nesse novo arranjo, isso não significou que o governo francês se omitiu do processo, muito ao contrário.

Ainda que a liberalização fosse a opção escolhida, o governo buscou preservar os interesses da soberania e segurança energética da França. Em primeiro lugar, atuou como grande mediador entre os interesses empresariais nacionais e estrangeiros para que todas essas reformas ocorressem de forma gradual, a fim de não gerar uma ruptura no modelo anterior.

E, em segundo lugar e mais importante, alterou sua forma de atuação para garantir a segurança energética francesa. Nesse sentido, três ações realizadas pelo governo francês, pouco destacadas pela literatura, devem ser sublinhadas:

- d) aceitou reduzir fortemente sua participação na Total desde que mantivesse o poder de veto caso qualquer venda de capital afetasse os interesses nacionais;
- e) permitiu a liberalização dos preços e do comércio de derivados de petróleo, mas, em contrapartida, estabeleceu uma forte regulação para garantia de estoques a fim de atender toda a demanda doméstica gerida pelo Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP);
- f) manteve a posição de orientador/definidor da utilização do petróleo e de seus derivados no fornecimento energético de longo prazo.

Sobre este último aspecto, vale ressaltar que o governo francês continuou a controlar a participação do petróleo com fonte de energia para o país (30% até 2030) e estimulou a internacionalização porque coadunou com seus interesses de integração produtiva e acesso a reservas globais de petróleo.

Em suma, a liberalização observada na França nos últimos tempos dialogou com uma situação de “longa estagnação” do seu mercado interno e uma reavaliação “geoestratégica” da necessidade de internacionalização de suas empresas.

Essas reformas liberalizantes não foram, porém, implementadas a toque de caixa, mas coordenadas pelo Estado que definiu limites rígidos caso afetasse a sua segurança energética. Ao fim e ao cabo, todo esse processo somente foi construído porque houve a chancela de uma forte estrutura de poder estatal na França.

Mesmo depois desse período, o Estado manteve sua posição central no desenvolvimento do setor de energia: como o principal proprietário das estatais de energia nuclear e elétrica e redirecionando sua forma de atuação no segmento de petróleo para um gestor de estoque de médio e curto prazo e planejador de longo prazo.

Não se pretende fazer aqui uma avaliação da liberalização em si, mas apontar que, no caso francês, isso esteve fortemente atrelado aos objetivos estratégicos nacionais bem como geopolíticos e não a uma miríade de interesses privados. Exatamente o oposto que aconteceu no caso brasileiro.

As reformas de desregulamentação do governo Temer e o enfraquecimento da atuação da Petrobras ignoraram a nova conjuntura do setor após a descoberta do pré-sal.

A expansão sem precedentes do volume de reservas de petróleo, a possibilidade de ampliação do consumo no longo prazo e a própria capacidade de ampliação da capacidade produtiva interna colocaram o Brasil numa posição extremamente diferenciada do caso francês.

O desenvolvimento nacional e interno do setor petróleo abriu espaço para uma maior influência no campo geopolítico, uma expansão das forças produtivas locais e uma possibilidade de preservar a segurança energética no longo prazo sem depender de qualquer outra região.

Nesse sentido, o fortalecimento da atuação da Petrobras e a existência de uma institucionalidade estatal que coordene as atividades do setor são fulcrais para combinar o aumento das reservas de petróleo e do refino nacional com políticas adequadas para resguardar a segurança energética e a reindustrialização nacional.

Essa breve comparação entre Brasil e França sugere que qualquer estratégia de abertura deve ser dirigida pelo Estado e é muito mais uma exceção relacionada aos seus interesses nacionais, em vez de ser uma regra geral.

STATOIL, PETROBRAS E O PAPEL DO ESTADO NA ECONOMIA*

William Vella Nozaki**

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão***

No fim de 2017, a petrolífera estatal norueguesa Statoil (atual Equinor) adquiriu participação de 25% no campo de Roncador, localizado na Bacia de Campos (RJ), em uma transação que envolveu no total US\$ 2,9 bilhões, o equivalente a cerca de R\$ 9,5 bilhões.

O negócio fechado em Oslo fez com que, no *ranking* brasileiro, a empresa norueguesa fosse a terceira maior exploradora e produtora de petróleo no Brasil, atrás apenas da Petrobras e da anglo-holandesa Shell, no começo de 2018.

Embora a aquisição de Roncador seja emblemática, entre outros motivos, por se tratar da maior descoberta de petróleo *offshore* no Brasil da década de 1990 e por possibilitar à Statoil triplicar sua produção no Brasil, esse processo refletiu uma estratégia de longo prazo não da Statoil, mas da política industrial do Estado norueguês.

Até meados dos anos 1990, a política industrial da Noruega no segmento de petróleo e gás era fortemente protecionista e focada no

* Publicado originalmente na CartaCapital, em janeiro de 2018.

** Doutorando em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e professor de Ciência Política e Economia da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo.

*** Mestre em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

desenvolvimento das forças produtivas internas, seja no elo operação, seja no de fornecedores de petróleo e gás.

Três fatores forçaram, no entanto, uma transição dessa estratégia protecionista rumo à internacionalização da cadeia produtiva de petróleo e gás da Noruega: i) a entrada, em 1993, do país nórdico no Mercado Comum Europeu, que obrigou a remoção de uma série de instrumentos protecionistas utilizados para subsidiar as empresas locais do setor de petróleo e gás; ii) a manutenção do preço do petróleo a valores relativamente baixos, desde o final dos anos 1980; iii) a dificuldade de encontrar novas grandes áreas de exploração de petróleo e gás em território local, como ocorreu nas décadas anteriores quando foram descobertos os campos de Statfjord e Gullfaks com elevado volume de reservas.

Aproveitando-se das políticas realizadas entre os anos 1970 e 1980, que permitiram o desenvolvimento de competitivos fornecedores e operadores de petróleo, a Noruega substituiu gradualmente sua política de favorecimento ao conteúdo nacional pela promoção da internacionalização de suas empresas.

Neste sentido, o governo norueguês articulou uma série de medidas visando aumentar a competitividade das empresas nacionais, estimular seus investimentos no mercado internacional e reorganizar suas instituições a fim de promover uma internacionalização competitiva coordenada pelo Estado. Entre essas medidas, destacaram-se o fim das cláusulas que obrigavam as companhias estrangeiras a demonstrar – durante o processo de licitação de novos blocos – intenção de contratar fornecedores noruegueses, assim como a criação de dois institutos para, respectivamente, apoiar a internacionalização das empresas e a melhora de competitividade do segmento de petróleo e gás, o INTSOK e o Topplerforum.

Foi na esteira dessas medidas que a gestão das operadoras e fornecedoras de petróleo norueguesas – entre elas, a Statoil – foi modificada visando realizar a sua internacionalização no final dos anos 1990.

Segundo um estudo coordenado pelas consultorias Bain & Company e Tozzini Freire Advogados¹, a partir do final da década de 1990,

1 BAIN&COMPANY; TOZZINIFREIRE. *Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil*. 1. ed. São Paulo: Bain & Company e Tozzini Freire Advogados, 2009.

foi um período de intensa consolidação com vistas à internacionalização competitiva. A Saga, terceira empresa de petróleo e gás da Noruega e de capital privado, foi dividida, em 1999, entre a Statoil e a Hydro, primeira e segunda maiores do setor, respectivamente. Em 2001, o governo decidiu abrir o capital de parte da Statoil e posteriormente, em 2007, as duas empresas se uniram para formar a StatoilHydro. [...] Ainda em 2001, a Aker e a Kvaerner fundiram-se e passaram a ser o maior fornecedor de serviços para a indústria de petróleo e gás norueguesa e aumentar sua competitividade global.

Com os fortes investimentos realizados pela Petrobras na segunda metade dos anos 2000 e a descoberta do pré-sal, o Brasil se tornou um mercado prioritário na estratégia de internacionalização do governo e das empresas norueguesas. Com a janela de oportunidade criada a partir da abertura e liberalização do pré-sal desde 2016, não apenas a Statoil, como também outras empresas norueguesas do setor reforçaram seu ingresso no mercado brasileiro.

No último ano, a Statoil intensificou seu apetite sobre as reservas brasileiras do pré-sal (com a compra do Norte de Carcará por US\$ 2,5 bilhões, cerca de R\$ 8,2 bilhões), avançou sobre os campos e blocos *offshore* no Brasil, além de ter ampliado seu investimento em um projeto de energia solar no Nordeste do País em uma parceria com a também nórdica e estatal Statec.

Além disso, desde 2016, as fornecedoras Aker Solutions e a MH With, ambas norueguesas, abriram novas plantas produtivas, respectivamente, em São José dos Campos (SP) e em Macaé (RJ), totalizando investimentos superiores a US\$ 150 milhões.

Novamente deve-se reafirmar que esses investimentos não são ações isoladas de cada empresa, mas obedecem a uma diretriz estratégica do Estado norueguês de fortalecimento das suas cadeias produtivas em escala global. Um documento do Ministério de Comércio, Indústria e Pesca da Noruega de 2017, intitulado “Estratégia para exportação e internacionalização” destaca a importância do Brasil para a expansão do setor de petróleo e gás na Noruega: “O Brasil é estratégico na cooperação de campos de petróleo desde 2013 [...] e é também um dos maiores mercados para a indústria de fornecedores *high-tech* da Noruega”.

É curioso observar: enquanto o Brasil tem desmontado suas empresas estatais, a Noruega seguiu uma estratégia nacional na qual as associações e *joint ventures* entre suas empresas públicas de energia e tecnologia no mercado brasileiro tiveram um papel central para

o seu desenvolvimento industrial de longo prazo. Isso é exemplificado pela forma distinta como os presidentes da Petrobras e da Statoil tratam a questão do pré-sal.

Em uma de suas primeiras declarações como presidente da Petrobras, Pedro Parente afirmou ter havido “uma ideologização, um certo endeusamento do pré-sal”. A declaração contrastou com a avaliação feita pelo chefe de operações da Statoil no Brasil, Anders Opedal: “Estamos ansiosos para trabalhar com a Petrobras para maximizar o potencial do campo de Roncador. A combinação da experiência da Statoil em recuperação avançada de reservatórios e da Petrobras em águas profundas e pré-sal nos permitirá uma produção maior e mais duradoura”.

A estratégia da companhia norueguesa tem como uma de suas diretrizes prioritárias reforçar sua presença no País. Isso se deu, pois, além da Statoil fazer parte de uma estratégia nacional de internacionalização produtiva, a companhia enxergou no plano de desinvestimentos da Petrobras uma oportunidade de consolidar sua posição estratégica no país do pré-sal.

Esse fato foi reforçado pela aprovação da Medida Provisória 795 (Repetro) que isentou de tributação petrolíferas estrangeiras que operavam no Brasil e facilitou a entrada de máquinas, equipamentos e engenheiros de fora do País. Prova disso foi a contratação pela Statoil da estrangeira Seadrill para a construção de uma sonda de perfuração que deve servir à exploração das áreas do pré-sal.

Além disso, o negócio fechado em dezembro de 2017 garantiu à Statoil o acesso ao Terminal de Cabiúnas (Tecab), o maior ponto de recebimento de gás natural produzido em campos marítimos, e até hoje utilizado exclusivamente pela Petrobras. O acesso a esse terminal, localizado em Macaé, passou recentemente por um processo de ampliação de sua capacidade produtiva, podendo processar até 25 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural e cerca de 70 mil barris por dia de gás natural condensado.

A negociação de mais esse ativo da Petrobras explicitou como a empresa seguiu na contramão das grandes companhias do setor, enquanto empresas como Statoil tem buscado se transformar em grandes companhias de energia operando com múltiplas matrizes e potencializando a exploração e produção de óleo e gás.

E refletiu também a existência, por um lado, de uma política estratégica de longo prazo no caso norueguês e, por outro, uma visão de curto prazo no Brasil que desorganizou os avanços setoriais realizados na última década e meia.

Diferente do que ocorreu na abertura do setor de petróleo e gás na Noruega, a Petrobras paulatinamente tem se retirado de outros segmentos de energia, tornando-se cada vez mais tímido seu protagonismo na exploração e produção de petróleo, correndo o risco de condenar o País à importação de derivados. Sob o falso argumento de que empresas estatais são por natureza ineficientes abre-se o mercado brasileiro para a eficiência de empresas estatais estrangeiras, como a norueguesa Statoil.

BLOCO V

O SETOR DE P&G E A POLÍTICA TECNOLÓGICA E DE CONTEÚDO LOCAL NO BRASIL

A SUBSTITUIÇÃO DA POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL PELO CONTEÚDO INTERNACIONAL*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

Caroline Scotti Vilain***

A partir da descoberta do pré-sal em 2007, o governo brasileiro estruturou um conjunto de políticas visando ancorar à imensa descoberta de petróleo o desenvolvimento da indústria nacional. Em outras palavras, aproveitando-se das oportunidades e das necessidades de longo prazo criadas pela descoberta do pré-sal, o governo elaborou grandes iniciativas a fim de fortalecer e impulsionar o crescimento da indústria nacional.

Em primeiro lugar, foram criadas novas medidas setoriais a fim de subsidiar a atuação de empresas nacionais fornecedoras de petróleo e gás (P&G). Um exemplo foi a criação de mecanismos especiais de financiamento a partir do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Dentre esses, cabe mencionar o estabelecimento de taxas de juros e participações diferenciais nos financiamentos com recursos no Fundo da Marinha Mercante (FMM) – uma linha de crédito específica para a indústria naval – bem como a criação do Fundo de Garantia à Construção Naval (FGCN), a fim de minimizar o risco de crédito com as operações de financiamento das construções de embarcações. Além do apoio do BNDES,

* Versão atualizada do artigo publicado originalmente no Jornal GGN, em agosto de 2017.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

*** Mestre em Relações Internacionais pela Universidade de Brasília.

também foi fundamental a determinação de um percentual mínimo de conteúdo local nas rodadas de licitações de petróleo e gás natural realizadas desde 2003, visando o fornecimento de equipamentos e materiais utilizados nas fases de exploração e de desenvolvimento dos blocos de petróleo e gás.

Em segundo lugar, fortaleceram-se os canais microeconômicos de articulação entre as empresas nacionais (no ramo de metalurgia, naval, etc.) e a Petrobras. A Sete Brasil – empresa responsável por afretar 28 sondas com um conteúdo nacional de pelo menos 55% para viabilizar a exploração do pré-sal – teria um papel decisivo nesse processo. Segundo as estimativas da própria Sete Brasil, seria necessário um

investimento total para as construções das 29 sondas no Brasil (28 com contratos firmes com a Petrobras e uma unidade extra) no valor de US\$ 26,4 bilhões [...]. A construção destas 29 sondas irá demandar a instalação ou a ampliação e modernização de 5 novos grandes estaleiros no Brasil, gerando aproximadamente 120 mil empregos, diretos e indiretos.

Todas essas ações elevaram significativamente o volume de investimentos e de emprego em toda a cadeia que envolve o setor de P&G. Somente na indústria naval, o número de empregados já tinha crescido absurdamente, saindo de algo de 11 mil trabalhadores em 2002 para mais de 71 mil em 2014. Os investimentos do setor realizados a partir do FMM superaram a marca dos US\$ 7 bilhões, entre 2005 e 2012. Em termos globais, a participação da cadeia de petróleo e gás nos investimentos do país chegaram a alcançar cerca de 20% no início desta década. No entanto, as recentes medidas adotadas pelo governo Temer somadas à forte crise da Sete Brasil e dos fornecedores têm minado o êxito alcançado por essas políticas.

A partir de 2016, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) flexibilizou as regras de conteúdo local, chegando em alguns casos a desobrigar as empresas de utilizarem máquinas e equipamentos nacionais, como na 4ª rodada de licitações de Acumulações Marginais. Na 14ª rodada de licitações dos Contratos de Concessões, os índices estabelecidos foram os seguintes: a) para exploração em terra, o índice de conteúdo local foi 50%; b) para os blocos em mar, o conteúdo mínimo foi de 18% na fase de exploração, 25% para a construção de poços e 40% para sistemas de coleta e escoamento. Para se ter uma ideia do impacto gerado por esses novos índices, na décima primeira rodada em 2013 os percentuais de conteúdo

foram, na média, 62% na etapa de exploração e nas etapas seguintes 76%. Além da redução do conteúdo local, a Medida Provisória (MP) 777, aprovada em meados de 2017, alterou o cálculo da taxa de juros para contratos do BNDES, aumentando o custo de financiamento do FMM e, conseqüentemente, desestimulando a tomada de crédito nessa linha de financiamento.

Junto a essa desorganização institucional, as ações tomadas em torno da Sete Brasil reforçaram o cenário de “esvaziamento” da política de desenvolvimento nacional a partir do P&G. Evidentemente que todos os problemas financeiros oriundos do pagamento indevido nos contratos da Sete Brasil com os estaleiros nacionais a afetaram negativamente. No entanto, a redução dos investimentos do setor tem restringido a capacidade de recuperação da empresa. Como exemplo, no novo plano de recuperação judicial, a Sete Brasil foi obrigada a reduzir de oito para quatro o número mínimo de embarcações que precisa concluir para retomar suas atividades, por conta das dificuldades criadas pela Petrobras para a retomada da construção das oito embarcações.

Esse novo cenário coincidiu com um movimento bastante acelerado de contratação estrangeira, por um lado para o desenvolvimento das áreas já contratadas pelo pré-sal e pós-sal e, por outro, pelos investimentos esperados das empresas estrangeiras em função dos resultados dos sete leilões de petróleo realizados desde 2016.

Sobre o primeiro aspecto, cabe ressaltar que várias empresas já solicitaram à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a isenção do cumprimento do conteúdo local e, simultaneamente, já tem contratado progressivamente fornecedores estrangeiros para a exploração e desenvolvimento dos campos de petróleo. Um caso interessante foi o da Statoil (atual Equinor). Um primeiro movimento da empresa norueguesa foi a contratação da empresa holandesa Heerema para a construção de uma plataforma no campo do pós-sal de Peregrino.

A construção da plataforma será feita no estaleiro da empresa em Vlissingen, na Holanda com previsão de conclusão para outubro de 2019. O valor do contrato com a Heerema não foi divulgado, porém a expectativa é que o campo de Peregrino alcance um total de produção de 250 milhões de barris até 2040, quando a concessão terminar. Vale ressaltar que a construção de plataformas gira em torno de 4,5 mil empregos diretos e indiretos, os quais poderiam ser fomentados no Brasil, ao invés da Noruega ou Estados Unidos.

Outro movimento realizado pela Statoil foi a contratação da Seadrill para perfuração dos poços do bloco BM-S-8, localizados no

campo do pré-sal de Carcará – recentemente vendido pela Petrobras para a empresa norueguesa. Segundo informações da revista Brasil Energia,

a sonda de perfuração (um *drillship*) contratada é a West Saturn, construída em 2014 capaz de operar com profundidades de até 3600 metros e que atualmente se encontra armazenada em Tenerife, na Espanha. O contrato inicial prevê a perfuração de um poço exploratório no prospecto de Guanxuma e um teste de produção em Carcará. O valor total do contrato é de US\$ 26 milhões, com duração de 150 dias, mas a Statoil tem a opção de estender o afretamento para a perfuração de novos poços no Espírito Santo.

Assim como a Statoil, todas as empresas que devem ingressar no pré-sal e que conseguirem a isenção da ANP tendem a realizar processos similares, isto é, contratar cada vez mais fornecedores de bens e serviços fora do Brasil. Com as mudanças do aparato regulatório e do desmonte da cadeia de fornecedores nacionais, o governo Temer já deu às operadoras as justificativas técnicas “perfeitas” para realizar a contratação no exterior, a saber: “a regulação foi alterada para aumentar a competitividade e acelerar a produção, uma vez que os fornecedores brasileiros são incapazes de atender à demanda existente”. Mas, essa incapacidade tem sido alimentada pela própria ação do Ministério de Minas e Energia (MME) e a Petrobras. Ou seja, não basta a transformação do aparato regulatório, mas também se provoca um forte estrangulamento das empresas nacionais, seja pelos desinvestimentos da Petrobras, seja eliminação dos subsídios fiscais e financeiros para a indústria nacional. E, ao mesmo tempo, busca-se acelerar a exploração de petróleo no país num ritmo incompatível com a oferta de bens e serviços dos fornecedores brasileiros. Não é só o fim da política de conteúdo local, mas é a instauração de uma política de favorecimento ao conteúdo internacional.

OS DESAFIOS DAS NOVAS TECNOLOGIAS E O ENFRAQUECIMENTO DO CONTEÚDO LOCAL*

Paola Azevedo**

O setor de petróleo e gás no Brasil enfrenta desafios tecnológicos, em virtude de características das atividades de petróleo *offshore*, por isso, progredir nas explorações e na produção em águas profundas depende de novos conhecimentos e da inovação. As inovações de processo e os avanços nas atividades do setor, como exploração e produção de petróleo *offshore*, se diferenciam de outros setores da economia, por conta da especificidade e diversidade exigidas em termos de inovações tecnológicas, assim, é essencial a existência de uma política industrial bem estruturada que possibilite a superação dos obstáculos inerentes ao setor.

Já em 2013, o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea)¹ destacava o alto grau de dificuldade técnica atrelada às características da exploração e da produção de petróleo, tais como: as condições climáticas no ambiente marinho e nas rochas abaixo do leito oceânico; as distâncias consideráveis entre as plataformas e os poços no fundo do oceano, e entre as plataformas e o continente; e a invisibilidade das operações no mar. A junção destas condições físicas e ambientais resulta em uma complexidade tecnológica re-

* Publicado originalmente no Jornal GGN, em outubro de 2017.

** Doutora em Administração pela Universidade Federal de Santa Catarina. Pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

1 MAURO DE MORAIS, J. *Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore*. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013.

querida sem precedentes, fato que reforça a necessidade contínua de investimento em inovação.

Embora admita-se a complexidade envolvida nas novas tecnologias necessárias para desbravamento do setor, como a robótica subaquática, sondagens de alta pressão e alta temperatura, nanotecnologia, materiais autorregenerativos, perfuração a laser, modelagem de fluxo de sísmica 4D, dentre outras tecnologias de fronteira, o Brasil e a Petrobras são reconhecidos internacionalmente como pioneiros no desenvolvimento tecnológico da indústria *offshore*. Esta condição é resultado de uma política industrial adotada no passado recente, que forneceu bases adequadas para incentivar o desenvolvimento do setor de petróleo e gás, tais como: aumento do investimento em pesquisa e desenvolvimento (P&D), incentivos fiscais, formação de parcerias, e políticas de nacionalização da cadeia produtiva, como a Política de Conteúdo Local (PCL).

A continuidade destes avanços na descoberta de novas tecnologias está relacionada a uma política industrial que propicie o desenvolvimento por meio do fomento à P&D e valorização da PCL, uma vez que o conteúdo local expressa a proporção de investimentos nacionais utilizados em projetos, e na realização de determinados bens ou serviços. Especificamente no Brasil, há uma eminente e contínua preocupação em relação à PCL no setor de petróleo e gás, em virtude de sua relevância econômica no cenário nacional. Como já apontado por Gall em 2011², o Brasil é o maior mercado do mundo para bens e serviços do setor petrolífero em alto-mar e a Petrobras a maior compradora. O desafio de criação e fortalecimento do conteúdo local para a empresa e para o país, especificamente neste setor, ocorre desde os anos 1960, quando a Petrobras empregava esforços no desenvolvimento de fornecedores, os quais se tornaram mais intensos na década de 1980, e persistem na atualidade.

Embora seja ressaltada a relevância do fortalecimento da PCL no setor de petróleo e gás no Brasil, a exemplo de outros países, e se reconheça que estas políticas auxiliaram na consolidação de uma grande indústria fornecedora de bens e serviços no país, geraram empregos, capacitação e inovação, ampliaram os investimentos e estimularam a cadeia industrial, recentemente as reduções realizadas pelo governo nos índices de conteúdo local representaram grandes preocupações ao setor. Em discussão desde setembro de 2016, o debate em torno das pretensões do governo para a PCL gerou grande

2 GALL, Norman. *O desafio industrial do pré-sal*. Estadão, Economia & Negócios. São Paulo, 27 mar. 2011.

insatisfação por parte das federações das indústrias, associações empresariais e de trabalhadores. Em dezembro de 2016, a Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp) já havia criticado a intenção do governo em reduzir o conteúdo local no setor e defendeu que este posicionamento afetaria negativamente o emprego de milhares de trabalhadores, assim como a renda nacional e o investimento das empresas.

Junto à manifestação da Fiesp surgiu o Movimento Produz Brasil, formado por catorze instituições (ABCE, ABEMI, ABINEE, Abitam, Abimaq, Instituto Aço Brasil, Sistema Fieb, Sistema Fiemg, Fiergs, Fiesc, Fiesp, Sistema Findes, Sistema Firjan, Sinaval), o qual pretendia dentre outros objetivos, defender o conteúdo local como um dos mecanismos de política industrial e valorizar a inserção sustentável dos fornecedores nacionais para atingir a retomada do crescimento econômico e recuperação da indústria no país. Além disso, o movimento se posicionou de forma contrária à redução do conteúdo local, como proposto pelo governo. Mesmo diante de todos os posicionamentos contrários à redução, meses de negociação com a indústria, estudos comprovando os possíveis danos ao setor e à economia brasileira, e manifestações de diferentes entes interessados, o governo realizou as reduções no conteúdo local.

Os percentuais globais de conteúdo local para exploração variavam entre 70% e 80% para terra e entre 37% e 55% para mar. A nova regra estabelece 50% para terra e 18% para mar. Em relação ao desenvolvimento da produção, os percentuais globais de conteúdo local variavam entre 77% e 85% para terra e entre 55% e 65% para mar. Com a mudança, a nova regra determina 50% (terra) e 25% para construção de poços, 25% para unidade estacionária de produção e 40% para sistemas de coleta e escoamento (mar). A nova política de conteúdo local não criou alíquotas específicas para serviços e para bens e equipamentos, assim, conforme estudo realizado pela Fiesp, a forma como foram definidas as novas regras permite que o conteúdo local seja alcançado com 0% de máquinas, equipamentos e materiais, os quais são originários da indústria de transformação, resultando em grande prejuízo para o setor de petróleo e gás.

O início da PCL para o setor de petróleo ocorreu na 1ª Rodada de Licitações da ANP, em 1998, e continuou nos governos subsequentes. Ao longo de quase duas décadas, visualizou-se no Brasil a modernização de segmentos relevantes da cadeia, os quais garantiram ao país, na atualidade, a situação de competidor internacional na produção de equipamentos de alta tecnologia. Esta conquista foi decorrente de uma trajetória marcada pelo planejamento de longo

prazo, fortalecimento do conteúdo local, e fortes investimentos, especialmente em P&D articulados com o setor produtivo, a exemplo de países bem-sucedidos em termos de desenvolvimento provenientes deste setor, como a Noruega. Entretanto, as recentes mudanças da PCL apresentadas pelo governo brasileiro ameaçam as conquistas já realizadas no setor, impedem o alcance de padrões de excelência no desenvolvimento tecnológico de outros elos da cadeia produtiva, e, sobretudo, ameaçam a segurança da indústria nacional.

POLÍTICA DE DESENVOLVIMENTO DA PETROBRAS: LIDERANÇA TECNOLÓGICA EM RISCO*

Paola Azevedo**

A descoberta do pré-sal traz grandes desafios tecnológicos ao setor de petróleo e gás, como, por exemplo, questões relativas à dinâmica dos reservatórios, que só a continuidade da produção e os testes de variadas tecnologias poderão solucionar. Trata-se de um momento ímpar na história do Brasil, no qual a Petrobras ganha destaque, em virtude de sua condição de liderança na produção de petróleo e gás no país e de investidora na área de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

As oportunidades em relação ao pré-sal vão além das fronteiras brasileiras, uma vez que, com a descoberta da presença de petróleo e gás natural em condições geológicas semelhantes em outros países, o Brasil passará a ser um laboratório com potencialidades em nível mundial para cientistas, governos e empresas. Em consonância com esse contexto, e considerando a existência dos reservatórios no pré-sal, o país pode se tornar uma potência energética nessa área e, para tanto, precisa investir fortemente em P&D a fim de ampliar os conhecimentos tecnológicos, desenvolver inovação e aproveitar seu pioneirismo na exploração de petróleo e gás natural no pré-sal para que se torne, também, um fornecedor dos serviços e tecnologias para a exploração dessas reservas.

Historicamente, a Petrobras tem realizado vultosos investimentos em P&D em parceria com universidades e institutos de pes-

* Publicado originalmente na Revista Fórum, em agosto de 2017.

** Doutora em Administração pela Universidade Federal de Santa Catarina. Pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

quisa para o desenvolvimento tecnológico e inovativo. Aliadas aos resultados das operações internas da empresa, essas parcerias têm propiciado ao longo dos anos uma série de avanços tecnológicos, inclusive voltados ao pré-sal, e contribuíram para que a empresa recebesse por três vezes (1992, 2001, 2015) o Distinguished Achievement Award da Offshore Technology Conferente (OTC), que se configura como prêmio mais importante do setor petrolífero *offshore* mundial. A Petrobras recebeu este prêmio pelo fato de ter sido a empresa com maior contribuição para o desenvolvimento tecnológico da indústria *offshore*, e especificamente no ano de 2015 como reconhecimento às tecnologias de ponta desenvolvidas para a produção da camada pré-sal.

Embora a Petrobras e o Brasil possam se consolidar em posições de liderança tecnológica em termos mundiais no setor de petróleo e gás, esse futuro promissor está ameaçado, pois as políticas de desinvestimento da estatal realizadas pela gestão Parente/Temer afetam negativamente também o investimento em P&D e o desenvolvimento de novas tecnologias, sejam elas decorrentes do aprendizado interno à organização, ou mesmo, a integração e absorção de tecnologias de ponta, ambas vinculadas ao próprio processo produtivo da operadora e que exigem P&D. Abandonar esta atividade é comprometer o futuro da empresa. De acordo com os Relatórios de Sustentabilidade da Petrobras, os investimentos em P&D totalizaram R\$ 2 bilhões em 2015 e 1,8 bilhão em 2016. Aliada à redução de 9,78% em P&D, houve também um decréscimo do investimento nas interações com universidades e institutos de pesquisa, de R\$ 700 milhões para R\$ 548,5 milhões.

Aproveitando-se desse cenário de redução do investimento em P&D por parte da Petrobras, que vai em direção oposta às estratégias do setor, outras empresas e países tem buscado ocupar este espaço do pré-sal no período recente. Uma destas empresas é a anglo-holandesa Shell, cujo chefe executivo Ben van Beurden anunciou ainda em 2016, em visita ao Brasil, detalhes acerca dos US\$ 10 bilhões que a multinacional planeja investir no país de 2017 a 2020, com prioridade voltada a projetos vinculados ao pré-sal. Em maio deste ano a Shell assinou também um acordo de cooperação com o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai) para projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação. Um dos objetivos da parceira é que o Senai atue como um agente facilitador para a Shell disseminar sua presença no mercado brasileiro.

Outra empresa significativa no cenário brasileiro na área de petróleo e gás, que aumenta gradativamente os investimentos em

P&D para exploração do pré-sal, é a empresa norueguesa Statoil (atual Equinor) Brasil Óleo e Gás. Esta criou em 2011 o Research Center Rio (RCR), e recentemente fechou acordo com a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (Fapesp) para a criação do Engineering Research Center in Reservoir and Production Management, que terá atividades voltadas para pesquisa, disseminação e transferência de conhecimento. A Statoil já investiu mais de US\$ 10 bilhões no país, e planeja se consolidar como única operadora da descoberta de Carcará, na Bacia de Santos, a qual se situa entre as maiores do mundo, para tanto, pretende mais do que triplicar sua produção no Brasil até 2030 segundo o presidente das operações da estatal norueguesa no país.

Ao contrário da Petrobras, essas empresas têm se aproveitado das possibilidades de forte desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás, provenientes da descoberta do pré-sal, para fortalecer sua atuação no Brasil, principalmente nos setores de P&D e inovação. Portanto, enquanto muitos países de expressão no setor energético seguem na realização de estratégias de longo prazo, fortalecendo e qualificando sua indústria nacional em nível mundial, investindo de forma progressiva em P&D em parcerias com universidades e institutos de pesquisa, o Brasil adota direção contrária, pondo em risco a liderança tecnológica da Petrobras e, sobretudo, a soberania energética do país.

BLOCO VI

O SETOR DE P&G E A POLÍTICA MACROECONÔMICA NO BRASIL

O PAPEL DOS *ROYALTIES* E DAS PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS PARA A QUESTÃO FISCAL*

Carla Borges Ferreira**

Nos últimos anos, particularmente desde a agudização da crise econômica no Brasil em meados da década atual, as questões fiscais ganharam uma centralidade na agenda pública principalmente em relação às perspectivas do déficit fiscal brasileiro. Embora medidas de corte de despesas sejam as mais debatidas na grande imprensa, os atores políticos buscam também ações que permitam ampliar as receitas fiscais. É nesse cenário que se destaca a disputa sobre os *royalties* do petróleo. Mas, afinal, o que são os *royalties*?

Eles são um tipo de contrapartida financeira criada como forma de compensação pelos impactos sociais e ambientais gerados pela sua exploração e para garantir a promoção de uma justiça intergeracional, já que se trata de um recurso mineral finito e não renovável. Além deles existem também as participações especiais, que são recursos extraordinários pagos sobre os volumes excedentes extraídos pelas empresas petrolíferas em campos de grande produção.

Atualmente, a maior parte dos *royalties* e das participações especiais é distribuída àqueles estados e municípios onde há produção petrolífera ou que são impactados por ela e, por esse motivo, há um grande interesse das regiões não produtoras em captarem uma maior parcela desses recursos.

* Publicado originalmente na Revista Fórum, em fevereiro de 2019.

** Mestre em Ciências Sociais pela Universidade Estadual de Londrina e pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (INEP).

A importância dessas receitas ficou facilmente evidenciada mais recentemente, a partir do final de 2014, com o aprofundamento da crise fiscal no Brasil. Sua arrecadação sofre influência de três variáveis importantes, que determinam seu valor: o volume de produção de petróleo, o preço do barril do petróleo e, como este é determinado em dólar, a taxa de câmbio média.

Em 2015 e 2016, apesar do crescimento da produção (8% e 3% respectivamente), a oscilação do preço internacional do barril gerou uma queda de arrecadação considerável de *royalties* e participações especiais. Os preços despencaram nesse período, saindo de US\$ 93,84 em 2014 chegando à média anual de US\$ 47,13 em 2015, e continuaram a cair em 2016, quando registrou uma média de US\$ 34,21. Esta queda no preço foi determinante para as reduções anuais próximas a 30% no volume de *royalties* e participações especiais arrecadados. Esta redução poderia ter sido ainda maior se não fossem as altas taxas de câmbio registradas no período, que chegaram a compensar minimamente a queda do preço.

Em 2017, iniciou-se uma retomada do crescimento destes tributos em função, principalmente, de uma recuperação do preço do barril (média de US\$ 47,32 no ano), que, combinado ao aumento da produção de petróleo (incremento de 4% no ano) e alta taxa de câmbio possibilitou um ganho de 72% no conjunto da arrecadação destes tributos, totalizando R\$ 30,46 bilhões.

Em 2018, apesar de ainda não haver divulgação, pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), de todos os valores referentes aos últimos meses do ano, a expectativa é de que a arrecadação de *royalties* e participações especiais possa bater o atual recorde, registrado em 2014 (R\$ 35,36 bilhões), em função principalmente da melhora do preço e do câmbio.

Nos últimos dois anos, muito da melhora dos resultados fiscais do governo foi possibilitada pela maior arrecadação das receitas não administradas pela Receita Federal e, entre elas e talvez mais importante, os *royalties* e as participações especiais.

Apesar disso, a própria oscilação da trajetória dos *royalties* pagos aos entes federativos, no último quadriênio, mostra que há um risco em se criar uma dependência deste tipo de recurso, uma vez que sua determinação depende de um conjunto de variáveis – entre elas, o preço e a produção – sobre as quais o governo não tem ingerência. Desta forma, qualquer comprometimento que se faça pensando neste tipo de arrecadação precisa ser avaliado com a perspectiva de que se trata de um recurso com baixa previsibilidade e de natureza finita. Por isso, tais receitas não deveriam ser utilizadas para o pagamento

de gastos correntes, sob o risco, inclusive, de ocorrer o que houve no Rio de Janeiro, que, tendo se apoiado nos recursos dos *royalties* para pagamento das aposentadorias, se viu, com a redução do recurso, na pior crise fiscal do país.

Para 2019, há uma expectativa de que o volume de produção cresça, principalmente nas áreas do pré-sal, porém, as estimativas de cotação do preço do barril de petróleo estão cada vez mais voláteis com um viés de queda, principalmente em função da possibilidade de aumento da oferta mundial de petróleo. Se isto ocorrer, para que a arrecadação de *royalties* e participações especiais aumente ou se mantenha no mesmo patamar de 2018, será necessário um incremento importante de produção, combinado a um aumento ou, pelo menos, a manutenção da taxa de câmbio atual. Ou seja, o risco de se apostar nos *royalties* e participações especiais como uma solução para as contas públicas no longo prazo continuará alto.

O PRÉ-SAL E A SITUAÇÃO FISCAL BRASILEIRA*

Rafael Rodrigues da Costa**

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão***

A quarta rodada do leilão do pré-sal ampliou o ingresso das empresas estrangeiras como detentora das reservas de petróleo no Brasil. Como as condições impostas nesta rodada claramente depreciaram o papel do pré-sal, numa região que possui um volume considerável de reservas (14 bilhões de barris), ou seja, tendo em vista que os valores mínimos para realização de lances das áreas ofertadas eram relativamente baixos, observou-se um grande número de empresas interessadas.

O preço médio ofertado por barril de cada bloco foi de R\$ 0,23, bem abaixo do preço médio dos leilões anteriores (nas outras rodadas o preço do barril chegou a ficar acima de R\$ 1,20). Além disso, outro aspecto que despertou a atenção das petrolíferas internacionais foi uma considerável diminuição da exigência de conteúdo local. Antes da mudança de regulação, o percentual de conteúdo

* Versão atualizada do artigo publicado originalmente na CartaCapital, em junho de 2018.

** Mestrando em Ciências Sociais pela Universidade Federal de São Paulo. Pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia e assistente de pesquisa do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

*** Mestre em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

local foi, em média, de 62% na parte de exploração e, nesta rodada, a porcentagem mínima estabelecida foi de 18%.

Essa redução – preço e conteúdo local – perseguiu dois objetivos principais: i) elevar o ágio do leilão, transformando-o imediatamente num grande sucesso; ii) facilitar a entrada das empresas estrangeiras junto com seus fornecedores de origem.

Com um ágio médio de 202,3% e com a entrada, mais uma vez, das gigantes euramericanas do setor, o resultado do leilão pareceu ter sido bem-sucedido. Segundo o diretor-geral da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Décio Oddone, “a rodada foi extremamente exitosa, atraindo a atenção de grandes empresas”. O valor baixo do barril e a redução do conteúdo local, segundo a agência, motivaram as principais petrolíferas globais a fazerem ofertas nos três dos quatro blocos leiloados.

Contudo, o suposto sucesso dos leilões escondeu, em primeiro lugar, a enorme transferência de emprego, renda e recursos brasileiros para o exterior e, em segundo lugar, uma estratégia de curtíssimo prazo de arrecadar receitas para o governo federal. Sobre este último ponto, cabe lembrar que este foi o sexto leilão já realizado pela gestão Temer: três leilões na região do pré-sal e mais três na do pós-sal.

Esta aceleração dos leilões – seis em menos de três anos (entre 1999 e 2014 foram realizadas quinze rodadas de licitação) – permitiu ao governo federal arrecadar mais de R\$ 21 bilhões em bônus de assinatura. No último leilão, o governo conseguiu angariar para os cofres mais R\$ 3,15 bilhões em bônus de assinatura, um valor considerável tendo em vista a penúria fiscal do Brasil em razão da forte queda de receita dos últimos anos.

Entre 2014 e 2017, a arrecadação do governo federal desabou saindo de R\$ 1,48 trilhão para R\$ 1,36 trilhão, isso já considerando os recursos dos bônus de assinatura dos quatro leilões realizados até 2017.

De certa forma, a realização dos atuais leilões pouco tem relação com uma estratégia de uso do petróleo ou planejamento energético de médio prazo, mas sim com o objetivo de alavancar as receitas fiscais que têm sido comprimidas pela estagnação econômica dos últimos anos. O recolhimento de mais R\$ 3,15 bilhões no leilão da quarta rodada de licitações do pré-sal, realizada em junho de 2018, foi mais um paliativo na corrida contra o tempo do governo Temer na luta contra o tamanho do déficit fiscal. No entanto, foi incapaz de alterar significativamente o tamanho do déficit que encerrou 2018 em R\$ 120,3 bilhões e prevê um aumento para 2019 de R\$ 260 bilhões. Além de se mostrar pouco efetiva na solução da crise fiscal, a

discussão sobre o setor de petróleo e gás migrou para um lugar que não deveria estar.

A situação da forma de uso do bônus de assinatura também reflete uma forma de atuação de vários estados e municípios que viram sua arrecadação de *royalties* crescer nos últimos anos: a preocupação máxima é pagar os gastos correntes, a despeito de saber que se trata de um recurso finito e, principalmente, com grande imprevisibilidade.

O uso do petróleo e do gás natural no curto prazo, ainda mais com finalidades fiscais, é uma excrescência considerado seu papel energético e econômico no longo prazo. Mais grave é que a entrada desses recursos é extraordinária e, portanto, não auxiliam na recuperação estrutural da situação fiscal brasileira. Sem a retomada do crescimento econômico, a tendência é minguar as receitas fiscais e também nossas reservas de petróleo.

REDUÇÃO DOS INVESTIMENTOS DA PETROBRAS: UM BALANÇO DAS PERDAS*

Eduardo Costa Pinto**

Esther Dweck***

Com a descoberta do pré-sal, o setor de petróleo e gás ganhou crescente importância para a economia brasileira. A descoberta transformou o país em um ator potencialmente relevante, bem como uma nova fronteira de investimentos.

Entre 2003 e 2013, a expansão dos investimentos da Petrobras, tanto na exploração e produção (E&P) do pré-sal como no refino (e sua cadeia logística), proporcionou um expressivo dinamismo para a indústria de petróleo e para a cadeia de fornecedores nacionais. Tal estratégia refletiu, por um lado, a busca por mais lucros e, por outro, um projeto em curso de desenvolvimento centrado no fortalecimento da indústria brasileira.

Os investimentos estimularam a geração de renda e emprego nos setores de petróleo e gás e refino como também em outros setores da economia brasileira em virtude das relações intersetoriais tanto a montante como a jusante dos investimentos.

Com a crise do setor que se instalou no fim de 2014 – fruto da queda do preço do petróleo, das dificuldades financeiras da Petrobras e dos efeitos da Operação Lava Jato (que desestruturou a cadeia de fornecedores nacionais com as recuperações judiciais e o

* Publicado originalmente na CartaCapital, em fevereiro de 2019.

** Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP).

*** Professora do Instituto de Economia (IE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Pesquisadora do Grupo de Indústria e Competitividade do IE/UFRJ.

fechamento de diversas empresas) –, a companhia adotou a partir de 2015 uma estratégia de venda de ativos e de drástica redução dos investimentos.

Pedro Parente, ao assumir a presidência da Petrobras em 2016, durante o governo Michel Temer, refez o plano de negócios da empresa, mudando os seus eixos estratégicos que passaram a ter como objetivos: (i) a concentração de atividades em E&P no pré-sal, reduzindo o seu papel nas outras áreas; (ii) a redução acelerada do nível de endividamento por meio do desinvestimento e da redução dos investimentos.

A queda dos investimentos da Petrobras impactou negativamente no Produto Interno Bruto (PIB) e no emprego brasileiro entre 2016 e 2017. Buscando estimar esses impactos, o Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (INEEP) realizou uma pesquisa, denominada Impactos Econômicos do Investimento da Indústria de Petróleo, que construiu os vetores de investimentos (Petróleo e Gás e Refino) – utilizando o método da Matriz de Absorção do Investimento (MAI) desenvolvido pelo Grupo de Indústria e Competitividade do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – para em seguida estimar os impactos econômicos.

Os resultados dessa pesquisa mostraram que o investimento: i) de R\$ 1 bilhão realizado no E&P impacta na geração de R\$ 1,28 bilhão no PIB e de 26.319 ocupações; 2) de R\$ 1 bilhão realizado no refino implica na geração de R\$ 1,27 bilhão no PIB e de 32.348 ocupações. Esses resultados levam em consideração apenas os encaixamentos produtivos na cadeia de fornecedores dos investimentos, sem incluir o efeito renda sobre o consumo.

A partir desses resultados, estimaram-se as perdas decorrentes da queda dos investimentos de R\$ 27 bilhões da Petrobras no E&P e no refino. Entre 2016 e 2017, os investimentos caíram R\$ 23 bilhões na produção e R\$ 4 bilhões no refino. Perderam-se 605 mil empregos no primeiro segmento e 134 mil no segundo. As perdas para o PIB foram, respectivamente, de 29 bilhões e R\$ 5 bilhões.

Os setores produtivos que mais perderam foram: extração de petróleo e gás (fabricação de máquinas para perfuração e sondagem); máquinas e equipamentos; outros equipamentos de transporte (fabricação de embarcações); e serviços prestados às empresas (projetos, construção, montagem, etc.). Em termos de emprego as perdas foram de 55 mil, 86 mil, 52 mil e 232 mil, respectivamente.

Esses resultados evidenciam os impactos negativos da redução dos investimentos da Petrobras tanto sobre a renda e o emprego

da economia brasileira quanto sobre a cadeia de fornecedores nacionais dos setores que fabricam equipamentos para o setor de petróleo e gás.

BLOCO VII

OS IMPACTOS REGIONAIS DA ATUAÇÃO DA PETROBRAS

OS DESINVESTIMENTOS DA PETROBRAS E O ATRASO DO NORDESTE*

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão**

Nos últimos anos, o Produto Interno Bruto (PIB) do Nordeste cresceu a taxas superiores à média nacional. Além de políticas setoriais e econômicas importantes, os investimentos da Petrobras contribuíram de modo significativo para o crescimento econômico e a industrialização da região. As medidas de desinvestimento adotadas pela gestão da estatal desde 2016 também colaboraram, porém, para desestruturação dessas políticas que resultaram na expansão da economia nordestina.

Um exemplo dessas medidas foi a intenção de Pedro Parente, presidente da companhia, de vender 70% da refinaria Landulpho Alves-Mataripe (RLAM), localizada na Bahia, para a francesa Total que, posteriormente em abril de 2018, materializou-se num programa de parcerias do refino da Petrobras em que, além da RLAM, a Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em Pernambuco também foi colocada como alvo de venda total ou parcial pela Petrobras. Esses foram apenas dois eventos que integraram um conjunto de ações para encerrar importantes atividades da petrolífera no Nordeste, pois além do refino, a empresa vendeu ativos em diversos setores, tais como biodiesel, petroquímico, exploração e produção, termoelétricas e refino.

* Essa versão foi atualizada do artigo publicado originalmente na CartaCapital, em maio de 2017.

** Mestre em Desenvolvimento Econômico pelo Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Diretor técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (INEEP) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia.

Os efeitos desse processo de desinvestimento da Petrobras no Nordeste vão muito além do que a redução de suas atividades na região, uma vez que isso provocará uma forte desarticulação do complexo industrial nascente, impactando negativamente (aumento do desemprego e redução da geração de renda) à sociedade local.

Entre o fim de 2015 e meados de 2016, a Petrobras colocou à venda nove campos de águas rasas de produção de petróleo e gás na Bahia, Sergipe, Rio Grande do Norte e Ceará, bem como divulgou a compra por parte da Mitsui de participação da Gaspetro nas distribuidoras estaduais de gás natural. No fim daquele ano, foi anunciado o encerramento das atividades da usina de biodiesel de Quixadá, no Ceará, além da venda do Terminal de Regaseificação da Bahia de Todos os Santos e duas térmicas para a francesa Total. No início de 2017, foi a vez da Petrobras aprovar a venda da Petroquímica Suape e da Citepe para a mexicana Alpek. No final de 2018, a Petrobras realizou um acordo com a 3R Petroleum cedendo sua participação em 34 campos de produção terrestre no Rio Grande do Norte. Ainda existe a possibilidade de venda de participação da Petrobras na Braskem, o que a tiraria completamente do setor petroquímico nordestino e nacional.

Esses ativos compuseram uma forte ampliação dos investimentos da Petrobras e do setor petroquímico, que, em parceria com a política de conteúdo local, tiveram um impacto central no processo de crescimento e industrialização, além de fomentar novos projetos de inovação no Nordeste.

Segundo a professora da Universidade Federal de Pernambuco, Tania Bacelar, duas políticas da empresa exerceram um papel fundamental na recente expansão produtiva do Nordeste, a de compras e a de expansão de refinarias:

A política de compras passou a ser usada para estimular o setor produtivo nacional, com destaque para a aquisição de sondas e navios, [...] que leva estaleiros para vários estados do Nordeste (Pernambuco, Alagoas, Bahia e Maranhão). No caso das refinarias, a empresa deixou de ampliar as existentes (concentradas no Sudeste e Sul) e partiu para construir novas unidades, três delas no Nordeste.

Cabe ressaltar, por sua vez, que esses investimentos não apenas geraram um novo dinamismo econômico, mas tinham o intuito de atender um conjunto de demandas reprimidas na região. A construção de novas refinarias no Nordeste visou suprir a incapacidade

de abastecimento local de derivados de petróleo. Segundo dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), principalmente a partir de 2008 houve uma forte aceleração do consumo de derivados não atendida pelas refinarias locais. Entre 2009 e 2013, a produção das refinarias do Nordeste foi de 434,7 milhões de barris equivalente de petróleo (bep), enquanto as vendas pelas distribuidoras foram de 524,5 milhões, ou seja, uma incapacidade de atender cerca de 90 milhões de bep.

Somado aos investimentos novos no polo petroquímico, a Petrobras sustentou grande parte de sua posição na produção terrestre nordestina até 2014, cujos efeitos locais foram historicamente imensos, diferentemente do que ocorre agora.

Como o setor petróleo historicamente teve (e tem) repercussões centrais para a industrialização e a urbanização dessa região, a saída da Petrobras nas atividades de terra deve impactar severamente as economias locais nordestinas. Em primeiro lugar, do ponto de vista fiscal, caso as atividades sejam encerradas, uma vez que os *royalties* e impostos ligados à atividade do petróleo tem grande participação na arrecadação dos municípios produtores.

Segundo o Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos (Dieese), os *royalties* representaram cerca de 50% da arrecadação do município de Carmópolis (SE) e quase um terço do município de Madre de Deus (BA) em 2012. Em segundo lugar, do ponto de vista dos impactos sociais, há a possibilidade de ampliação dramática do desemprego, apenas em Sergipe são cerca de cinco mil trabalhadores no setor, e a queda na renda provocada por esse encolhimento da atividade também será significativa.

Além das mudanças provocadas pelo complexo químico e de petróleo, a indústria de biocombustíveis, a partir da Petrobras, estabeleceu uma forte articulação local entre a produção de biodiesel, o desenvolvimento da logística local e dos pequenos produtores agrícolas.

Nesse processo, até 2012, cerca de 34 mil agricultores familiares firmaram contratos com a Petrobras para participar desse processo. Esses contratos auxiliaram os produtores em três frentes: fornecimento de sementes, apoio ao gerenciamento e desenvolvimento técnico da produção e garantia de venda dos produtos para as usinas. Ou seja, além das demissões provocadas pelo fim dessas atividades, milhares de agricultores locais perderam uma importante fonte de renda e desenvolvimento local.

Portanto, a saída da Petrobras do Nordeste é muito mais do que uma simples venda de empresas, representa uma forte desarti-

culação e fragilização de uma estrutura industrial ainda incipiente. Desorganiza a produção de fornecedores locais, tanto da indústria quanto da agricultura, e a criação de clusters para o desenvolvimento industrial, reduzindo a autonomia que a região vinha criando do eixo industrial do Centro-Sul.

Certa vez, Celso Furtado ensinou que na industrialização do Nordeste, ao longo de sua história, as relações estruturais estabelecidas na região foram, “no essencial, uma prolongação do desenvolvimento industrial do Centro-Sul, e só secundariamente uma resposta aos requerimentos da população local”. Se ainda existe alguma política que busca modificar essa dinâmica, a Petrobras parece não mais fazer parte dela.

A PETROBRAS E A PERDA DE PROTAGONISMO NA AMAZÔNIA*

Caroline Scotti Vilain**

O programa de venda de ativos e de redução dos investimentos da Petrobras tem afetado muitas regiões do País, especialmente aquelas mais isoladas e menos desenvolvidas. No caso da região Norte, notadamente no estado do Amazonas, a saída da Petrobras tem gerado incertezas sobre o futuro dos investimentos.

Ao longo da década de 2000, os investimentos públicos, principalmente das empresas estatais, tiveram um papel central para o desenvolvimento do Norte. De 2002 a 2010, a região aumentou sua participação no Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro de 4,7% para 5,3%. A variação em volume acumulado do PIB de 2002 a 2010 foi de 63,9% para Rondônia e 61,6% no Acre. Os dois primeiros estados ficaram entre as dez unidades da federação que tiveram maior variação positiva neste período.

O cenário é semelhante para as outras unidades federativas da região, principalmente o Amazonas, onde a Petrobras teve um papel fundamental em vários empreendimentos. Os investimentos da estatal até 2013 cresceram muito. Em 2009, foi inaugurado o gasoduto Urucu-Coari-Manaus, que trouxe mais de US\$ 4,5 bilhões em investimentos. Em 2011, planejava-se investir US\$ 3,4 bilhões em exploração e produção no Amazonas em quatro anos e US\$ 728,6 milhões em infraestrutura e suporte.

* Publicado originalmente na CartaCapital, em fevereiro de 2018.

** Mestre em Relações Internacionais pela Universidade de Brasília.

Entre as atividades que justificavam esses investimentos, cabe mencionar o potencial exploratório de Urucu, onde o petróleo existente era mais leve entre os óleos produzidos no Brasil e havia grande potencial de expansão na produção de gás natural. O gasoduto Urucu-Coari-Manaus, além de permitir o transporte de 5,5 milhões de metros cúbicos/dia, gerou mais de 5,8 mil empregos diretos e mais de 10 mil indiretos durante sua construção.

Os avanços, todavia, foram constrangidos pelas medidas adotadas desde a gestão Pedro Parente na Petrobras. Primeiro, a nova política de refino resultou, por exemplo, na diminuição da produção de derivados de petróleo da Refinaria Isaac Sabbá (Reman), localizada em Manaus. Até 2013, a Reman atendia 22,7% do mercado consumidor da região. Em 2016, o percentual caiu para 17,9%. Como a produção das demais refinarias também se reduziu nesse período, o espaço perdido pela Reman foi ocupado, muito provavelmente, pelas importadoras de derivados.

Segundo, a Petrobras vetou o fornecimento de gás natural para a termelétrica Mauá 3, por conta de dívidas existentes com a estatal Eletrobras. Torna-se necessária uma negociação entre as estatais para a Eletrobras encontrar uma forma de quitar sua dívida com a Petrobras e, ao mesmo tempo, retomar o fornecimento de gás à termelétrica, um empreendimento fundamental para a população local.

Terceiro, houve a divulgação de uma ampla lista de venda de ativos na região, entre elas a alienação de 90% da participação acionária na Transportadora associada de Gás (TAG), o que significa sua venda para outra empresa, e a cessão da totalidade de sua participação no Campo de Azulão, na Bacia do Amazonas.

No Norte, a TAG possui uma malha de 802 quilômetros, interligando as jazidas da Bacia do Solimões, em Urucu, para Manaus e a outras sete cidades da região: Coari, Codajás, Anorí, Anamá, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba.

A companhia detém um poliduto de aproximadamente 180 quilômetros que liga o Polo Arara, em Urucu, ao Terminal de Coari, na margem do Rio Solimões. Seus dutos transportam óleo, gás liquefeito de petróleo (GLP) e gás natural para diversos municípios até Manaus. Essa atuação da Petrobras na região não apenas permite que estes produtos contribuam para a mudança na matriz energética ao substituir o óleo diesel e combustível na geração de energia elétrica, mas transforma a estatal em um instrumento fundamental para expandir e interligar a infraestrutura energética da região.

A venda da TAG influencia na perda do controle estratégico dos gasodutos brasileiros e da marcação de preço sobre este mercado

por parte da Petrobras. As possibilidades de expansão ficam, desta forma, dependentes dos grupos econômicos que forem os próximos proprietários.

O mesmo acontece com o gasoduto Urucu-Coari-Manaus. O projeto colocado em funcionamento afeta diretamente mais de 38 municípios e é marcado pela geração de energia de baixo custo. A poluição ambiental, em particular a emissão de gás carbônico para a atmosfera, pode ser reduzida em 30% dos valores atuais quando todo o óleo for substituído pelo gás natural.

Além disso, graças ao distrito industrial da Zona Franca de Manaus, muitas outras oportunidades de expansão econômica são possíveis, além de amplos programas sociais que podem ser implementados com a chegada do gás natural.

Com a chegada do gás às usinas, como resultado de um investimento de R\$ 2,5 bilhões da estatal, o Brasil passa a gastar menos com os subsídios que tornam a luz elétrica acessível a milhões de brasileiros da Amazônia, onde a energia é mais cara. A economia na Conta de Consumo de Combustíveis, fundo mantido pelo governo federal com a contribuição de todos os consumidores, estava estimado para chegar a cerca de R\$ 1,2 bilhão por ano.

A estatal também anunciou a intenção de se desfazer dos campos de Azulão e Juruá. Os dois possuem a possibilidade de desenvolver e monetizar uma descoberta de gás natural, perto de campos operados pela Petrobras e de infraestrutura para processamento escoamento de gás. O primeiro possui mais de 6 bilhões de metros cúbicos de reservas provadas. Segundo a própria Petrobras, “a área deste terreno [...] é grande o suficiente para a construção de uma usina Termoelétrica, uma planta de processamento de gás e ainda mantendo 80% como reserva legal”.

Cabe ressaltar que os possíveis impactos ambientais da exploração desses campos têm sido avaliados, desde o início da exploração, pela Petrobras em parceria com o Instituto de Proteção Ambiental do Estado do Amazonas.

Os investimentos propiciam a criação de infraestrutura para acesso aos locais de produção e em qualificação de mão de obra local (o gasoduto Coari-Manaus utilizou 80% de mão de obra local). Assim como permite o acesso da população da região à energia elétrica e gás de cozinha e até ao gás natural veicular para diminuir o custo do combustível para trabalhadores locais.

Em suma, a Petrobras foi crucial para desenvolver a região. Sua saída não é por um processo de piora dos ativos, que, além de rentáveis, são de alta qualidade. Sua explicação está na lógica da

estatal de sair de quase todos os processos que não envolvem o pré-sal ou a extração de óleo cru. Se antes a marca da Petrobras era “o desafio é nossa a energia”, agora o desafio é se haverá energia no futuro para regiões isoladas do País.

A REDUÇÃO DOS INVESTIMENTOS DA PETROBRAS E A QUEDA DO EMPREGO NO SUL*

Caroline Scotti Vilain**

Os desinvestimentos da Petrobras têm avançado a passos largos. Os ativos ofertados e vendidos alcançaram várias partes do país, inclusive a região Sul. Exemplo foi o anúncio da estatal, em abril de 2018, de disponibilizar para venda 60% da participação de quatro de suas refinarias, entre elas a Refinaria Alberto Pasqualini (Refap) e a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar).

A Petrobras historicamente teve um papel fundamental no desenvolvimento e infraestrutura de cidades no sul do Brasil. Suas operações na região incluem: (i) uma Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados, com capacidade de produção de 700 mil toneladas de ureia e 475 mil toneladas de amônia; (ii) uma Unidade de Industrialização do Xisto; (iii) duas refinarias; (iv) blocos de exploração de petróleo *offshore*, como na Bacia de Pelotas; (v) terminais aquaviários e oleodutos.

Além da atuação direta da Petrobras, a reconstrução da indústria naval na região, nos últimos quinze anos, deveu-se à crescente demanda da estatal brasileira para construção de navios e plataformas, fruto dos gigantescos investimentos do pré-sal.

Os impactos positivos gerados pela atuação da Petrobras estão ameaçados pelos desinvestimentos da estatal não apenas pela tentativa de venda das refinarias, como pelo desmonte de outros segmentos, especialmente a indústria naval da região.

* Publicado originalmente na CartaCapital, em agosto de 2018.

** Mestre em Relações Internacionais pela Universidade de Brasília.

A Refap e a Repar foram inauguradas em 1968 e 1977, respectivamente, e em junho de 2018 eram, na mesma ordem, a quinta e sexta maiores refinarias do País em capacidade de processamento. Em três dos municípios nos quais se encontram suas operações e seus terminais interligados, Canoas, Rio Grande e Araucária, os índices socioeconômicos chamam atenção.

Os três estão entre os 10 maiores Produtos Internos Brutos (PIBs) de seus estados. Canoas, por sua vez, apresenta o terceiro maior Valor Adicionado Bruto do Rio Grande do Sul em indústria de transformação, à qual as refinarias estão ligadas. Neste estado, a indústria química e o refino do petróleo representam 17,2% do valor de transformação industrial e estão entre os três maiores segmentos.

Dados mais recentes da Relação Anual de Informações Sociais (Rais) mostram que em cidades nas quais a estatal está presente, há grande número de postos de emprego no setor de petróleo e os mesmos respondem por até 20% da população total de algumas delas.

As refinarias causam impacto na arrecadação de impostos nos estados. No caso do Paraná, Genildo Carvalho, secretário de governo da prefeitura de Araucária, afirma que a maior parte do orçamento anual (67%) de R\$ 1 bilhão vem das movimentações da Repar.

Não é para menos que a cidade figure no topo entre as maiores arrecadadoras do estado. No caso do Rio Grande do Sul, a Refap foi responsável por 17% na arrecadação de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) em 2008.

Outro investimento da estatal, específico para esta região, foi a inauguração do Polo Naval do Rio Grande, em 2010, em Rio Grande (RS). Este polo tinha uma infraestrutura de 430 mil metros quadrados para construção e reparos de unidades marítimas para a indústria do petróleo, como plataformas flutuantes de perfuração, produção e apoio. O número de trabalhadores na região, da indústria naval, aumentou de 2 mil em 2000 para quase 47 mil em 2009.

Um estudo estatístico publicado na Revista Estudos FEE analisou três municípios implicados na revitalização da indústria naval brasileira da região Sul. Os primeiros indícios dos benefícios ocorreram nos empregos, uma vez que entre 2005 e 2012 houve aumento do trabalho formal de 56,75% em Rio Grande, de 46% em Pelotas e de 30,65% em São José do Norte. Verificou-se também que houve um aumento no PIB *per capita* dos três municípios, [...] promovido pela expansão de oportunidades geradas pelos investimentos no setor naval da região.

O crescimento da cadeia produtiva de petróleo e gás, bem como de seus fornecedores, na economia regional possibilitou uma

melhora da situação do mercado de trabalho, da arrecadação fiscal e o próprio fortalecimento da indústria local foi abruptamente interrompido após a ascensão de Pedro Parente como presidente da Petrobras.

Além do desinvestimento, a nova gestão da companhia reduziu a utilização do parque de refino da região, favorecendo, por um lado, os importadores de derivados de petróleo e sucateando, por outro, as próprias refinarias.

A Refap e a Repar apresentaram queda de produção de derivados desde 2014, tendo uma queda mais expressiva a partir de 2016, com a entrada de Pedro Parente à presidência da estatal.

Isso poderia ser justificado caso houvesse uma queda proporcional na demanda por derivados de petróleo. As vendas de derivados no sul tiveram, porém, um leve declínio e voltaram a aumentar em 2016. Com isso, o mercado interno passou a ser abastecido de forma crescente por importações.

Em relação à indústria naval, um texto da Revista Economia e Desenvolvimento aponta que o Conselho Regional de Desenvolvimento (Corede) Sul está sendo fortemente impactado pela desestruturação do Polo Naval e Offshore do Rio Grande. Tal situação teve início em meados do ano de 2014 e alterou negativamente a dinâmica econômica dos municípios.

Todos os desinvestimentos e a redução do uso das refinarias afetaram o mercado de trabalho local. Em Araucária, a diminuição foi de quase 100 postos de 2015 para 2016. Em Canoas, por sua vez, foram 42 postos reduzidos. Já no Rio Grande houve uma redução de 63% das pessoas empregadas neste setor.

A continuidade dos desinvestimentos e do sucateamento da estrutura produtiva local, ao invés de novos investimentos e dinamismo econômico têm sido sinônimo de desemprego, perda de receita e fechamento de empresas da região.

O livro é extremamente oportuno, escrito de forma acessível e com informações técnicas relevantes em capítulos precisos e objetivos. Cobre um largo espectro de assuntos relativos ao tema, de maior importância para o futuro do país, não só no domínio energético mas também econômico e social. Essa relevante produção deixa claro como a orientação dominante dos governos Temer e Bolsonaro não atende aos interesses nacionais do Brasil no campo da geopolítica e da geoeconomia da energia e do petróleo.

Luiz Pinguelli Rosa

Físico. Professor emérito da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Membro da Academia Brasileira de Ciências. Foi presidente da Eletrobras no governo Lula.



e-ISBN: 978-85-60379-57-6