

A ECONOMIA POLÍTICA DOS HIDROCARBONETOS ENTRE A PANDEMIA E A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

William Nozaki
Isadora Coutinho
Rafael da Costa
(Orgs.)

A ECONOMIA POLÍTICA DOS HIDROCARBONETOS ENTRE A PANDEMIA E A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

William Nozaki
Isadora Coutinho
Rafael da Costa
(Orgs.)

Rio de Janeiro
INEEP - FLACSO
2021



Copyright © 2021 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 Dohér

Ilustração da capa: Rawpixel

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil)

A Economia política dos hidrocarbonetos entre a pandemia e a transição energética [livro eletrônico] / William Nozaki, Isadora Coutinho, Rafael da Costa (orgs.). – 1. ed. – Brasília, DF : Faculdade Latino-Americana de Ciências Sociais, 2021.PDF

Vários autores.

Bibliografia.

ISBN 978-65-87718-13-2

1. Coronavírus (COVID-19) - Pandemia
2. Desenvolvimento econômico 3. Petróleo 4. Economia política 5. Energia 6. Gás natural 7. Geopolítica
8. Indústria petrolífera I. Nozaki, William.
- II. Coutinho, Isadora. III. Costa, Rafael da.

21-74631

CDD-320.12

Índices para catálogo sistemático:

1. Economia política : Hidrocarbonetos : Indústria petrolífera : Geopolítica 320.12
- Cibele Maria Dias - Bibliotecária - CRB-8/9427

INEEP

Av. Rio Branco, 133, 21º andar,
Centro – CEP20040-006– Rio de Janeiro – RJ – Brasil
Tel.: 55 21 38525002 ramal 214
<http://ineep.org.br>

SUMÁRIO

Prefácio | 7

Apresentação | 9

BLOCO I

Pandemia, geopolítica e transição energética

O vírus, o petróleo e a geopolítica mundial

José Luís Fiori | 15

Transição energética no pós-pandemia

William Nozaki | 21

A guerra, a preparação para a guerra e a transição energética

José Luís Fiori | 25

A ação das petroleiras contra a Covid-19

William Nozaki | 31

Frustrante acordo da Opep+ sinaliza tempos difíceis para o Brasil

Rodrigo Leão | 37

BLOCO II

Estratégias nacionais para a transição energética

Transição energética: a necessidade, a utopia e a vontade política

José Luís Fiori | 43

Transição energética: recomendações internacionais avançam mais do que decisões nacionais	
William Nozaki	47
Baixa de preço reconfigura o papel dos EUA na geopolítica do gás natural	
Rodrigo Leão	49
China usa o gás para limpar a matriz energética e fazer política de boa vizinhança	
Rodrigo Leão	53
Autonomia e segurança energética impulsionam transição para fontes renováveis na Europa	
Isadora Coutinho	57
Transição energética e modelo de desenvolvimento econômico no Brasil	
William Nozaki	61
BLOCO III	
Estratégias empresariais para a transição energética	
Estratégia das grandes petrolíferas está conectada aos países de origem	
Isadora Coutinho e João Montenegro	67
Equinor avança em renováveis, mas segue na busca pelo melhor modelo de investimento	
Rodrigo Leão	71
BP aposta em <i>startups</i> para retomar liderança mundial na geração solar	
Rodrigo Leão	75

Do LNG do Catar para a indústria de energia global:
a internacionalização da Qatar Petroleum
Rafael da Costa e Rodrigo Leão | 79

Timidez de Exxon e Chevron em renováveis terá
resistência de acionistas verdes
Rafael da Costa e Rodrigo Leão | 83

As petrolíferas europeias têm uma visão muito
mais ambiciosa para os renováveis
Ana Carolina Chaves | 87

Estratégicos na transição energética, gás e energia
míngum na Petrobras
João Montenegro | 91

BLOCO IV

Pandemia e preço internacional do petróleo

Há um preço internacional do petróleo? Financeirização
e combustíveis
José Sérgio Gabrielli | 99

Mundo do petróleo também não será o mesmo após a pandemia
José Sérgio Gabrielli | 109

A visão prosaica do presidente da Petrobras sobre a “flutuação
pandêmica” do preço do petróleo
José Luís Fiori e Mahatma dos Santos | 113

BLOCO V

Pandemia e preço nacional de derivados

Política de preços da Petrobras trata o Brasil como importador
de petróleo e derivados
Rodrigo Leão e William Nozaki | 121

Há alternativas para as altas dos combustíveis no Brasil
Eduardo Costa Pinto, Rodrigo Leão e José Augusto Ruas | 123

A disputa pelos preços e o Conselho da Petrobras
Rodrigo Leão e William Nozaki | 127

A política de preços da Petrobras entre Castello Branco
e Silva e Luna: nova condução e mesma estratégia
Carla Ferreira e Rafael da Costa | 131

O aumento no preço do etanol hidratado no Brasil
Carla Ferreira | 133

BLOCO VI

Abertura do mercado brasileiro de óleo, gás e biocombustíveis

Privatização e desregulação no Brasil contrariam
o que acontece no resto do mundo
Eduardo Costa Pinto | 139

Lei do Gás pode frustrar a venda da Gaspetro
Henrique Jäger | 145

O mercado do biodiesel no cenário de transição energética
Ana Carolina Chaves | 147

Vamos ter energia para sustentar o crescimento?
Henrique Jäger | 151

PREFÁCIO

É com entusiasmo e esperança que escrevo este prefácio para mais um livro do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep). Desde sua criação, em 2018, o Ineep se tornou um ator fundamental no debate da indústria de energia no Brasil. O Instituto trouxe mais pluralidade às discussões que pareciam consensuais para boa parte da sociedade brasileira. A crítica à privatização das empresas de energia, a necessidade de maior suporte estatal para o desenvolvimento do setor, a revisão da atual estratégia da política energética, a identificação da forma subalterna como o Brasil tem se inserido na geopolítica mundial, são apenas algumas das contribuições feitas pelo Ineep nos últimos tempos.

Qualquer parlamentar ou gestor público que queira se aprofundar nas discussões energéticas tem na Federação Única dos Petroleiros (FUP) e no Ineep dois interlocutores fundamentais. Esse novo órgão de pesquisa tem promovido livros, artigos e seminários, cuja missão é fornecer conhecimento e apoiar a criação de políticas públicas energéticas, como é o caso desta publicação.

No último ano, fomos acometidos por uma terrível pandemia que mudou drasticamente nossas relações sociais e a forma de viver nosso dia a dia. Essa transformação abrupta chacoalhou o “mundo da energia” e trouxe novas questões de como devemos lidar com esse insumo fundamental para nossas vidas.

Por isso, a discussão sobre o futuro da matriz energética virou um tema de extrema urgência. A emergência da busca por energias limpas toma conta cada vez mais da agenda dos principais países do mundo e, principalmente, das empresas de petróleo. Tais empresas tentam se adaptar a essas novas tendências, redirecionando seus

investimentos e reorganizando suas plantas produtivas em direção aos renováveis.

Enquanto isso, nós, aqui no Brasil, seguimos refém da pauta de privatização de nossas empresas públicas de energia. A Petrobras, ao invés de se adaptar ao futuro, se resume a focar sua atuação no petróleo do pré-sal e abre mão de estar atuando em diferentes regiões. A nossa estatal, que anteriormente se fazia presente em diferentes segmentos no nosso país, encolhe rapidamente ficando restrita à Região Sudeste. Sua vocação de apostar em diversas indústrias espalhadas pelo nosso Brasil continental foi abandonada e, com isso, a empresa tem perdido oportunidades imensas de desenvolver o potencial energético das demais regiões do país, principalmente do Nordeste. Esse é apenas um dos debates que o leitor poderá encontrar nas páginas que se seguem.

O livro é um resumo de vários artigos produzidos pelos pesquisadores do Ineep em 2020 e trata de temas como geopolítica do petróleo, transição energética, atuação das empresas de petróleo, posicionamento estratégico da Petrobras e as consequências da pandemia para o futuro energético global.

Como parlamentar que sempre atuou pela soberania nacional e na defesa de nossas empresas estatais, vejo a contribuição do Ineep como muito oportuna por demonstrar de que forma o Brasil, hoje, se posiciona num sentido contrário ao que vem ocorrendo no mundo. Dessa forma, a saída da Petrobras do Nordeste, o aumento dos preços dos combustíveis e a desorganização do setor de energia são frutos de uma escolha política e não um “caminho inevitável” como defendem alguns. Essa escolha é apenas uma representação da atual estratégia econômica do governo Bolsonaro que, como venho alertando, reduz a apropriação da riqueza pelos mais pobres dessa nação. Vários artigos demonstram como outras empresas e países têm adotado trajetórias bem distintas da brasileira e da Petrobras.

Termino agradecendo novamente a satisfação de contribuir para essa obra e recomendar a leitura para aqueles e aquelas que buscam uma visão crítica e bem fundamentada das contradições da nossa política energética e da forma como estamos nos inserindo nesse mundo em transformação por conta dos efeitos da pandemia da Covid-19.

Lídice da Mata

Natural de Cachoeira (BA), está em seu terceiro mandato como deputada federal, tendo sido vereadora, deputada estadual, senadora e prefeita de Salvador.

APRESENTAÇÃO

No último período assistimos a turbulências de proporções estruturais nos setores de energia e de petróleo e gás. De um lado, as restrições impostas pela pandemia impactaram a demanda e a oferta de hidrocarbonetos. O preço do petróleo experimentou a sua maior queda histórica, afetado pelo cenário da Covid-19 e por questões geopolíticas e financeiras, voltando a subir impulsionado pelas vacinas e por expectativas de recuperação que sinalizam um novo ciclo de alta das *commodities*.

Por outro lado, a presença do ativismo verde de baixo carbono em fundos soberanos e investidores institucionais têm intensificado pressões para o aprofundamento do debate da transição energética. Do ponto de vista macroeconômico, ganham destaque projetos de energias limpas e renováveis nos novos planos industriais dos Estados Unidos da América (EUA), China e União Europeia. Na perspectiva microeconômica avança a agenda empresarial do Environmental, Social and Governance (ESG).

Em momentos de transformação como o atual inevitavelmente se aprofundam as discussões sobre os limites de uma fonte energética escassa e não renovável como é o caso do petróleo. Assim ocorreu na década de 1970, quando as crises do petróleo colocaram na agenda pública o debate sobre o fim da era dos hidrocarbonetos. Nesse meio tempo, não só o petróleo não se escasseou, como novas descobertas têm o mantido no centro das disputas econômicas internacionais desse século. Como apontava o sheik Zaki Yamani, ex-ministro do Petróleo da Arábia Saudita, “a idade da pedra não terminou por falta de pedras, e a idade do petróleo não terminará por falta de petróleo”.

Se a era do petróleo vier a acabar será menos resultado de lutas ambientais e avanços tecnológicos, e mais consequência de como a geopolítica, a financeirização e as instabilidades em relação à determinação do preço do petróleo têm imposto às grandes empresas petrolíferas globais a redução de investimentos em novas descobertas.

Na ótica das estratégias nacionais existem transições energéticas, no plural. Todas elas são orientadas pela busca de maior autonomia e segurança energética para os países. Nesse sentido, se a Europa desponta como uma das regiões mais críticas ao petróleo, não acontece por razões climáticas e ambientais e sim pela sua dependência externa de hidrocarbonetos; enquanto os Estados Unidos e China não hesitam em articular grandes investimentos em energias limpas com ampliação do uso do *shale gas* e do próprio carvão, respectivamente.

Já do ponto de vista das estratégias empresariais, 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 e as International Oil Companies (IOCs) concentrem os investimentos em outras etapas e nos processos de reestruturação patrimonial.

Isso tem se dado dessa forma tanto em função da alta volatilidade dos “ciclos petrofinanceiros” a curto prazo, que tem inibido novos investimentos em grandes projetos com alto risco de exploração e produção (E&P) e diminuído aportes em bens de capital pelas grandes petrolíferas, as quais têm passado a apostar em renováveis e *startups*; quanto em razão da alta temperatura no ambiente geopolítico, que deve prosseguir a médio prazo alertando aos principais Estados sobre a importância de garantirem sua segurança 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 principalmente por dois aspectos. Primeiro, por uma diminuição da oferta, resultado da crescente pressão dos fundos financeiros sobre as petrolíferas para que elas tenham mais rendimentos para os acio-

nistas 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 a longo prazo.

Nesse processo, ainda há incertezas sobre como a máquina de segurança, defesa e guerra dos países – ainda profundamente dependente do petróleo – vai receber essa tendência oriunda do mercado. Isto é, associando-se 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. Antes de mais nada, seus determinantes são políticos e econômicos – ou para ser mais preciso, geopolíticos (o longo prazo da segurança energética) e financeiros (o curto prazo dos ganhos acionários).

Colocada a questão nesses termos, portanto, 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. Além disso, em que momento essas grandes empresas assumirão a liderança no desenvolvimento de outras fontes de energia.

O papel das *majors* petroleiras será fundamental nesse processo. Embora os hidrocarbonetos sejam responsáveis por parte relevante das emissões de gases do efeito estufa, a indústria de petróleo é uma das que mais investe em fontes de energia limpa, além de ser grande produtora de gás, recurso fundamental para a transição energética, dado seu menor potencial poluente quando comparado ao petróleo.

Nesse sentido, a situação brasileira é preocupante e desafiadora. Os desinvestimentos da Petrobras e as mudanças regulatórias, por exemplo, no segmento de gás natural, abrem o mercado brasileiro para a entrada de múltiplos operadores, fazendo com que a renda petroleira migre do Estado para o mercado, do mercado nacional para o internacional, da produção para o rentismo, dos investimentos de longo prazo para as aplicações de curto prazo. Na contramão do cenário internacional, a Petrobras tem sido uma das poucas – se não a única – grande petrolífera a se desfazer de ativos em biomassa, energia solar, eólica e outras fontes renováveis.

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.

É certo, contudo, que o estabelecimento de uma nova configuração global do setor de energia e petróleo já está em andamento.

Essas são algumas das premissas, argumentos e conclusões que o leitor e a leitora poderão encontrar nessa nova publicação do Inep. Boa leitura!

Os organizadores

BLOCO I

Pandemia, geopolítica e transição energética

O VÍRUS, O PETRÓLEO E A GEOPOLÍTICA MUNDIAL*

José Luís Fiori**

As grandes epidemias repetem-se através da história, mas não existe nenhuma explicação sobre sua periodicidade. E, no caso da epidemia da Covid-19, ainda não se decifraram as variações do vírus, nem o desenvolvimento provável da própria pandemia porque não se sabe se poderá haver recidivas nacionais até o desenvolvimento de medicamentos e vacinas eficientes. Nestes momentos de grande medo e imprevisibilidade é comum as pessoas utilizarem comparações e analogias que parecem úteis num primeiro momento, mas que são parciais e às vezes prejudicam mais do que ajudam, como no caso da referência às duas crises econômicas de 1929 e 2008. Ou também a comparação com algumas pestes que teriam provocado grandes “rupturas históricas”, como foi o caso da Peste de Justiniano, no século VI, ou mais ainda, da Peste Negra, no século XIV, que matou metade da população europeia e parece ter contribuído decisivamente para o fim do sistema feudal.

É importante ter presente que as crises de 1929 e 2008 foram crises econômicas próprias do capitalismo, enquanto a atual está sendo provocada por um fator que não obedece às “leis” da economia capitalista, mesmo quando possa provocar um estrago econômico e social equivalente ao das duas crises econômico-financeiras que são sempre lembradas quando se fala da atual epidemia do coronavírus.

* Publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique Brasil*, em abril de 2020.

** Professor titular do Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

Da mesma forma, com relação à Peste Negra, o historiador inglês Mark Harrison chega a sustentar a tese de que teve um papel decisivo no nascimento dos Estados territoriais europeus. E é verdade, a Peste Negra forçou uma centralização do poder e uma delimitação territorial foi necessária para controlar o contágio e impor novas práticas de higiene às populações que ainda viviam sob o sistema feudal.

Além disso, a tese de Harrison ajuda a entender a resposta “egoísta” dos Estados nacionais, através dos tempos, toda vez que enfrentaram epidemias infecciosas que se expandiram por cima de suas fronteiras territoriais. Mas mesmo que se possa estar de acordo com a tese sobre a Peste Negra, é muito difícil dizer o mesmo de outras grandes epidemias mais recentes, como é o caso da febre amarela, do sarampo, da varíola, da malária, da tuberculose, ou mesmo do HIV, que já atingiu e matou milhões de pessoas ao redor do mundo. Todas foram extremamente letais, mas não provocaram nenhum tipo de grande ruptura ou inflexão histórica.

Epidemias e guerras

Outra analogia muito comum é entre as epidemias e as guerras. É uma comparação muito forte e pode ser útil para mobilizar os atores sociais relevantes, mas existem algumas grandes diferenças entre elas. Ao contrário das guerras, as epidemias não costumam destruir equipamentos físicos e não têm um adversário visível capaz de produzir uma identidade coletiva, emocional e uma solidariedade nacional que se imponha por cima das próprias classes sociais. Ao contrário, as epidemias contagiosas infectam os indivíduos, classes e países com distintas intensidades e provocam reações defensivas do tipo “cada um por si”, exatamente ao contrário das guerras. Além disso, as guerras têm vencedores que impõem sua “paz hegemônica” aos derrotados, ao contrário das epidemias, em que não existem vitoriosos nem perdedores absolutos e não existe nenhuma força material que induza qualquer tipo de acordo ou plano de reconstrução coletiva depois do tufão epidêmico. Hoje, muitos falam de um mundo novo que poderia nascer desta experiência traumática e até apostam em mudanças humanitárias do capitalismo, mas a possibilidade de que isso ocorra é muito pequena.

De qualquer maneira, a epidemia da Covid-19 terá um impacto econômico imediato, como no caso das guerras. O que distingue o “novo coronavírus” não é sua letalidade é a velocidade da sua expansão e seu impacto imediato sobre as taxas de desemprego que

explodem em poucos dias. O vírus foi identificado na China no final do mês de dezembro de 2019 e em apenas três meses atingiu 200 países e já contagiou mais de um milhão e meio de pessoas. Alguns infectologistas preveem de seis a sete meses de duração da epidemia e alguns economistas falam num impacto recessivo cuja duração pode chegar de dois a três anos. Tudo dependerá da extensão e duração da epidemia nos Estados Unidos e na Europa e da existência ou não de recidivas nos países que já controlaram o primeiro surto epidêmico. É provável que a queda do Produto Interno Bruto (PIB) norte-americano seja maior do que a da crise de 2008/09, mas ninguém deve enganar-se com relação ao próprio futuro americano. O epicentro da crise de 2008 foi nos EUA e, no entanto, durante a segunda década do século XXI, os EUA aumentaram sua participação no PIB mundial, de 23% para 25%, enquanto seu mercado de capitais crescia 250%, ficando com 56% da capitalização financeira global, com cerca de 90% das transações financeiras globais sendo feitas em dólares. Ou seja, não há nada que impeça que os EUA superem esta nova crise e recuperem rapidamente seu poder econômico, na frente de todos os demais países desenvolvidos, com exceção talvez da China.

Crise da indústria do petróleo

De qualquer maneira, deve-se incluir neste ponto a outra grande dimensão desta crise mundial, a crise da indústria do petróleo, provocada pela queda da demanda mundial em consequência da própria epidemia, começando pela desaceleração da economia chinesa e depois alastrando-se para toda a economia mundial, com um baque imediato do preço do barril de petróleo, que caiu de US\$ 70 para US\$ 23 barris por dia (bpd), flutuando depois em torno de US\$ 30 bpd. Não se sabe ainda quanto tempo durará a epidemia, nem tampouco a recessão da economia mundial, nem se consegue prever o tempo da recuperação econômica depois da pandemia. Mas mesmo que as novas negociações entre a Organização dos Países Exportadores de Petróleo e aliados (Opep+) e o G20¹ cheguem a um acordo sobre novos níveis de produção e o rateio do corte entre os países produtores, é muito pouco provável que o novo preço seja superior a US\$ 35 bpd.

1 G20 é um grupo formado pelos ministros das finanças e chefes dos bancos centrais da Alemanha, Canadá, Estados Unidos, França, Itália, Japão, Reino Unido, África do Sul, Arábia Saudita, Argentina, Austrália, Brasil, China, Coreia do Sul, Índia, Indonésia, México, Rússia, Turquia e União Europeia.

Esse novo valor deverá ter um impacto gigantesco sobre a geoeconomia da produção mundial de petróleo. Neste nível de preços é muito provável que a indústria americana do *shale oil* tenha que ser protegida pelo governo para não quebrar, e assim mesmo, o mais provável é que os EUA percam sua posição atual como maiores produtores mundiais de petróleo. Poderá haver uma grande perda de mercado por parte dos países produtores de mais altos custos, com a perspectiva imediata de uma nova crise da dívida externa soberana de países como Equador, México, Iraque, Nigéria etc. Esses preços afetariam também a capacidade fiscal da Rússia e da Arábia Saudita e atingiriam em cheio países que já estão sofrendo sanções dos Estados Unidos, como é o caso da Venezuela e do Irã, para não falar da própria Rússia. Seja como for, as perspectivas pela frente são muito ruins para o mercado mundial do petróleo e, como consequência, para o mercado financeiro globalizado.

Num primeiro momento, como em todas as grandes catástrofes e guerras, o Estado está sendo obrigado a centralizar as decisões e o planejamento sanitário e econômico do país e está sendo obrigado a realizar intervenções econômicas “heterodoxas”, através do aumento de seus gastos em saúde e da multiplicação pura e simples do dinheiro disponível para pessoas e empresas. Mas, nada disso garante que depois da crise os governos mantenham essa política econômica e o “voluntarismo estatal” – que está na contramão do neoliberalismo dominante nas últimas décadas no capitalismo ocidental. É muito provável que, depois da tempestade, as grandes potências revejam sua participação nas cadeias produtivas globais, sobretudo no caso de bens estratégicos. E é também muito provável que a China e a Rússia, e mais alguns países europeus, procurem aumentar seu grau de liberdade com relação ao sistema financeiro norte-americano e aumentem o grau de proteção mercantilista de suas economias. Entretanto, no caso dos países periféricos, o mais provável é que, apesar de tudo, decidam enfrentar suas “dívidas da epidemia” negociando com o Fundo Monetário Internacional (FMI) e retornando a suas políticas anteriores de austeridade fiscal, com a venda acelerada de seus patrimônios públicos na “bacia das almas”, para poder “pagar as contas” deixadas pelo coronavírus.

Apesar da devastação econômica imediata provocada pela epidemia, o mais provável é não que ocorram grandes rupturas geopolíticas dentro do sistema mundial. O que ela fará é acelerar a velocidade das transformações que já estavam em curso e que seguirão se aprofundando. Alguém já disse que é na hora das grandes pestes que se conhece a verdadeira natureza das sociedades e o mesmo se pode

dizer desta pandemia que está apenas desvelando o que já estava na nossa frente e que muitos não conseguiam ver, inclusive, a retirada do último véu de hipocrisia da “ordem liberal” e da “hegemonia americana” do século XX.

Desigualdade e polarização

O epicentro da epidemia já se deslocou para a Europa e agora para os Estados Unidos, e não se sabe quanto durará, mas de fato a grande incógnita e o grande medo é com o que pode acontecer quando ela se expandir para os países mais pobres da África, do Oriente Médio e da América Latina. Até porque, como sempre acontece nas grandes crises, serão as grandes potências que se recuperarão na frente, começando pela China e pelos Estados Unidos. Por isso, o mais provável é que esta epidemia aumente a desigualdade e a polarização do mundo, que já vinham crescendo de forma acelerada desde a crise financeira de 2008. E deve acentuar a nova virada nacionalista do sistema interestatal que já vinha se manifestando desde o início do século XXI e assumiu alta velocidade depois da eleição de Donald Trump. A Rússia deverá sofrer um novo baque econômico com a epidemia e com a crise da indústria do petróleo, mas isto não deverá afetar a nova posição que ela readquiriu como grande potência militar dentro do sistema mundial.

No caso da União Europeia, entretanto, a pandemia deve acelerar o seu processo de desintegração que entrou em alta velocidade depois do Brexit². A China, por sua vez, não deve alterar o curso do seu projeto expansivo programado para a metade do século XXI, pelo contrário, deve acelerá-lo aproveitando as oportunidades e brechas abertas pela decomposição europeia e pelo distanciamento norte-americano de seus antigos aliados europeus. Por fim, depois da pandemia, a competição e os conflitos entre a China e os Estados Unidos devem aumentar em escala exponencial, sobretudo se Donald Trump for reeleito no mês de novembro de 2020 e se seguir em frente com sua decisão de estrangular a economia e a sociedade venezuelanas, através de sanções comerciais e financeiras e agora através de um bloqueio naval que pode se transformar, em breve, no pé de apoio de uma invasão militar ou de um bombardeio aéreo feito a partir de seus próprios navios que já estão mobilizados no Caribe.

2 Brexit é o processo de saída do Reino Unido da União Europeia.

Seria a primeira guerra na América do Sul envolvendo as grandes potências militares do mundo. E seria talvez a primeira grande tragédia da história da América do Sul no século XXI.

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO PÓS-PANDEMIA*

William Nozaki**

O coronavírus criou uma crise global sem precedentes: o setor de energia tem sido afetado intensamente com o desaquecimento das atividades econômicas e com a redução dos fluxos de comércio, transporte e pessoas. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), os países em isolamento social integral têm sofrido um declínio de 25% na demanda de energia, enquanto os países em situação de distanciamento social parcial têm tido uma queda de cerca de 18% no consumo energético. O efeito colateral positivo é que as projeções indicam uma redução de 8% nas emissões globais de dióxido de carbono (CO2).

A recuperação econômica lenta e progressiva pode colocar a eletricidade gerada a partir de fontes de baixo carbono à frente do carvão em todo o mundo. Em 2020, enquanto a geração de energia renovável pode crescer 40%, a geração de energia por carvão deve diminuir 10%. As energias renováveis podem atingir os níveis mais altos de produção e distribuição, com destaque para a eólica e a solar, que tiveram inúmeros projetos iniciados nos últimos anos.

O papel das *majors* petrolíferas é fundamental nesse processo. Embora os hidrocarbonetos sejam responsáveis por parte relevante das emissões de gases do efeito estufa, a indústria de petróleo é uma das que mais investe em fontes de energia limpa, além de ser grande produtora de gás natural, recurso fundamental para a transição

* Publicado originalmente no Valor, em junho de 2020.

** Professor de economia e ciência política da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

energética, dado seu menor potencial poluente quando comparado ao do petróleo.

Uma nova matriz energética global é cada vez mais desejável, mas, sem considerar o papel estratégico das petroleiras nessa trajetória esse percurso se torna inexecutável. Daí a importância de se acompanhar os desdobramentos dessa agenda no setor dos hidrocarbonetos, onde os sinais de mudança começam a aparecer, mas ainda com ambivalências.

Em maio, um conjunto de diretores executivos (CEOs) da indústria de óleo e gás assinaram uma carta aberta apoiando a Iniciativa Climática do Setor de Óleo e Gás (OGCI), comprometendo-se a acelerar os esforços para a redução na emissão de CO₂, investir em inovações de baixo carbono e apoiar as políticas governamentais de transição energética. Nesse mesmo mês, entretanto, o avanço da crise indicou uma redução de 20% dos investimentos do setor de energia – cerca de US\$ 400 bilhões deixarão de ser gastos.

A indústria petrolífera, sozinha, responde pela queda de 60% desse montante, de modo que se espera que o investimento contínuo em projetos de energias renováveis também diminua este ano, cerca de 10%. O que evidencia como esse ambiente tem levado a desdobramentos ainda incertos.

Dada a queda histórica no preço do barril de petróleo, as empresas do setor passaram a adotar planos de resiliência e ajustes financeiros e operacionais. Os países com empresas especializadas passaram a sofrer mais intensamente com a redução na demanda por querosene de aviação (QAV), óleo diesel e gasolina, provocada pela pandemia, e essas empresas provavelmente terão menores condições de se somar ao esforço global pelo desenvolvimento energético sustentável.

Já os países com empresas verticalizadas têm podido aproveitar melhor algumas oportunidades abertas nos segmentos de gás, petroquímicos e *bunker oil*, comparativamente menos impactados pela crise; essas empresas, por seu turno, poderão potencialmente disputar um papel central mesmo em um mundo pós-petrolífero.

Vale notar que nenhuma dessas movimentações tem relação com a suposta escassez geológica do petróleo medida pela imprecisa curva do *peak oil*, mas sim com oportunidades econômicas.

Além disso, merece atenção a movimentação de fundos soberanos e outros investidores institucionais do setor petrolífero. Nos últimos meses, o Fundo Soberano Norueguês anunciou sua retirada do segmento de energias fósseis e a ampliação de investimentos em energias limpas; o Fundo Soberano da Arábia Saudita (FIP) e o

Fundo Soberano dos Emirados Árabes (Mubadala) aumentaram sua fatia acionária em empresas de carros híbridos e elétricos, como a Lucid Motors e a Tesla. A presença de fundos soberanos e de arcabouços estatais mais sólidos coloca os países que dispõem desse tipo de instrumento na dianteira da transição energética.

Mais ainda, em algumas empresas a pressão pela governança verde é crescente entre acionistas.

É importante destacar, no entanto, que, embora a oferta de automóveis alternativos aos hidrocarbonetos esteja crescendo aceleradamente, ela corresponde ainda a menos de 5% da venda de veículos nos EUA e na China.

Há muitas indefinições sobre a velocidade do processo de substituição. E como a velocidade de abastecimento desse tipo de veículo é mais lenta, ela tende a diminuir as margens do varejo e a desincentivar investimentos em redes de distribuição, e exatamente por isso esse movimento tem menos relação com avanços tecnológicos e mais com desafios econômicos.

Em suma, as incertezas sobre a transição energética ainda são muitas e dependem também de como irão se transformar os padrões de produção, circulação e consumo na economia de mercado pós-covid-19. Mas, nesse cenário, reforça-se a importância da defesa da segurança energética nacional, a centralidade das energias limpas nos planos de recuperação e estímulo econômico dos países e o papel central das indústrias petrolíferas nessa agenda para os próximos anos.

A GUERRA, A PREPARAÇÃO PARA A GUERRA E A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA*

José Luís Fiori**

No início da Primeira Guerra Mundial, o cavalo ainda era um elemento central do planejamento militar das grandes potências, e o carvão movia as máquinas, os trens e os vapores do mundo. Mas quatro anos depois, no fim da guerra, havia acontecido uma “revolução energética” que mudou a face do capitalismo, e o petróleo redesenhou a geoeconomia e a geopolítica mundiais. Logo depois do conflito, o crescimento geométrico da indústria automobilística teve papel fundamental na difusão mundial do motor a combustão e da gasolina.

Não há dúvida de que foi a guerra que acelerou o processo dessa segunda grande “transição energética” da história do capitalismo industrial. Isto passou depois da guerra, mas a “transição energética” do carvão para o petróleo teve papel decisivo no próprio resultado da guerra. A grande mudança começou pela Marinha Britânica, já em 1911, mas depois do primeiro passo, todas as demais potências envolvidas no conflito aderiram à nova matriz energética do petróleo e à sua utilização militar imediata na criação dos novos tanques de guerra, e no desenvolvimento da aviação militar. E durante a guerra, devido à importância da nova fonte energética, todos os governos acabaram criando estruturas e agências específicas de articulação entre o Estado, seu comando estratégico, e as grandes empresas petrolíferas privadas, para coordenar a produção e distribuição do

* Publicado originalmente no Jornal GGN, em julho de 2020.

** Professor titular do Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

óleo, por fora do mercado e em obediência às estratégias de guerra de cada um desses países. Poucos dias depois da assinatura do armistício, em 1º de novembro de 1918, o governo inglês hospedou uma reunião da Conferência de Petróleo Interaliada, criada durante a guerra, e naquela ocasião Lord Curzon comemorou a vitória dos aliados declarando em alto e bom som, que “a causa aliada flutuou para a vitória sobre uma onda de óleo”¹.

No início da Primeira Guerra, os Estados Unidos controlavam 65% da produção mundial do “ouro negro”, e durante o conflito os norte-americanos forneceram 80% do óleo consumido pelos países aliados. Por isso, depois da guerra, os norte-americanos assumiram automaticamente a liderança da nova matriz energética do mundo, e se transformaram nos maiores produtores e exportadores mundiais de petróleo até o fim da Segunda Guerra Mundial. A região do Cáucaso havia perdido importância, transitoriamente, depois da guerra e da revolução soviética, e a exploração do petróleo no Oriente Médio ainda estava dando seus primeiros passos, depois que a França e a Inglaterra assinaram o Acordo Sykes-Picot em 1916, que foi confirmado pelo Acordo de San Remo, de 1920, dividindo entre si o território do antigo Império Otomano, que viria a se transformar no epicentro da disputa energética das grandes potências na segunda metade do século XX.

Um século depois, já na terceira década do século XXI, o mundo está atravessando uma transformação geopolítica cíclica, e ao mesmo tempo está se propondo a realizar uma nova “transição energética”, que substitua os combustíveis fósseis por novas fontes de energia que sejam “limpas e renováveis”. A Segunda Guerra Mundial acabou há 75 anos, e a Guerra Fria terminou 30 anos atrás, mas hoje é comum falar de uma “terceira guerra mundial”, ou de uma “nova guerra fria”, apesar de as grandes potências não estarem envolvidas entre si numa guerra direta e explícita.

De fato, o que está em pleno curso é uma gigantesca mutação geopolítica mundial, provocada pela universalização do sistema interestatal capitalista, pela ascensão vertiginosa da China e da Índia, e pela volta da Rússia à condição de potência militar global. Tudo isso concomitante ao declínio da participação econômica e do poder militar das potências ocidentais mais ricas e industrializadas do século XX, sobretudo no caso da Europa, mais do que dos Estados Unidos. E apesar dessas grandes transformações, é pouco provável

1 YERGIN, D. **O petróleo**: uma história de conquistas, poder e dinheiro. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 2009. p. 205.

que ocorra uma grande “guerra hegemônica” entre EUA e China, ou mesmo entre EUA e Rússia, nas próximas décadas. O território e o armamento desses países são gigantescos, eles controlam em conjunto cerca de 1/4 da superfície territorial do mundo, e mais de 1/3 da população global, e já não admitem mais invasões ou conquistas do tipo clássico. Por isso, sua luta deve se deslocar para os territórios periféricos do sistema e para os espaços e fluxos sem fronteiras por onde circulam os recursos e a energia do sistema interestatal capitalista, onde deve assumir a forma de uma “guerra híbrida” quase permanente, travada em vários pontos simultaneamente, com mudanças súbitas e inesperadas de cenário, e com alianças cada vez mais instáveis, como se todo mundo fosse reproduzir no futuro, e em escala planetária, o que foi a história passada da formação da própria Europa.

De qualquer maneira, essa competição subterrânea e contínua entre os “três gigantes” deverá promover um dos saltos tecnológicos mais espetaculares de toda a história. E uma vez mais, como sempre ocorreu através dos anos, esse salto tecnológico deverá ser liderado pela pesquisa e pela inovação da indústria bélica, envolvendo uma mudança na matriz energética que move atualmente a infraestrutura militar desses países e de todo o mundo. Não será uma guerra, mas uma longa “preparação para a guerra”, uma guerra que talvez nunca ocorra explicitamente, mas que estará sendo travada de forma oculta, em todos os planos, na terra, no mar, no ar, no mundo submarino e no espaço sideral. Muito provavelmente será um destes momentos em que a humanidade estará cruzando uma das “fronteiras” que alguns analistas chamam de “ponto de singularidade”.

Hoje, do ponto de vista energético, quando se olha para o planejamento estratégico das grandes potências que estão situadas no epicentro da competição geopolítica mundial, o que se observa não é uma preocupação imediata com a exaustão dos recursos fósseis, mas com os custos crescentes das ações para garantir o acesso de cada uma delas a suas reservas dispersas pelo mundo. O Alto Comando Estratégico destes países ainda prevê o uso prioritário da energia fóssil em suas várias plataformas militares, pelo menos até 2050, mas todos trabalham com o mesmo objetivo de substituir a energia carbônica por uma nova matriz que seja construída progressivamente, e que inclua cada vez mais a energia eólica, solar, maremotriz e biocombustível, com o aproveitamento também de fontes ainda subutilizadas de hidrocarbonetos, como é o caso das areias betuminosas e do hidrato de metano. Além disso, todos esses países, ao lado de outros com menor pretensão militar, vêm se empenhando

no desenvolvimento da eletricidade produzida no próprio campo de batalha, como resultado inclusive das exigências impostas pelos novos sistemas eletrônicos que estão sendo utilizados cada vez mais, nas operações militares com laser, sensores químico-biológicos e exoesqueletos. Vários autores sugerem inclusive que nas próximas décadas, do ponto de vista militar,

a própria concepção de geração de energia vá se afastar razoavelmente do modelo “coletor” da economia fóssil-dependente em que a geografia dos recursos é dada pela natureza, em direção a um modelo “agricultor”, no qual a energia seja efetivamente gerada do começo ao fim em espaços predeterminados pelas estratégias de cada um. No limite da “colheita de energia plantada” estariam os microgeradores portáteis e pessoais, capazes de garantir autonomia operacional a um soldado com seus equipamentos².

Os Estados Unidos, a Rússia, a China, a própria Índia e as demais potências intermediárias do sistema mundial trabalham todas com o mesmo horizonte de 2050/60, quando programam a “transição energética” de suas estruturas e plataformas militares, com vistas à construção de um novo paradigma “fóssil-free”. Assim mesmo, hoje já é possível identificar a presença deste novo paradigma do futuro, no desenvolvimento atual de algumas tecnologias militares “de ponta” utilizadas em alguns armamentos que já se encontram em fase embrionária, ou, em alguns casos, em pleno uso experimental nas disputas pelo petróleo do Oriente Médio. Incluem-se nesta categoria três tipos de tecnologias que interagem entre si, e que já vêm sendo utilizadas de forma cada vez mais mortífera, como é o caso dos “drones”, dos “enxames” e da “inteligência artificial” para uso militar. Três tecnologias que fazem parte de um processo mais amplo de “dronificação da guerra”, com utilização de veículos armados, terrestres, aéreos e navais, operados à distância, com autopilotagem e capacidade tática de tomar decisões autônomas durante a execução de algum objetivo alterado em meio à batalha.

Uma parte desse armamento, sobretudo os de maior porte, ainda utiliza combustível da aviação convencional. Mas a intenção

2 BARREIROS, D. **Projeções sobre o futuro da guerra: tecnologias disruptivas e mudanças pragmáticas (2020-2060)**. Texto para Discussão n. 25, IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2019.

de seus projetores é que num horizonte de médio prazo eles passem a utilizar a mesma energia dos drones de menor porte, que são elétricos, ou que se utilizam de uma matriz híbrida, envolvendo uma combinação variável de hidrogênio e eletricidade. O potencial desses novos armamentos se vê multiplicado geometricamente naquilo que os especialistas chamam dos “enxames” – situados literalmente na última fronteira tecnológica da guerra do século XX – que são, na prática, verdadeiros “coletivos de drones” que operam em rede trocando informações entre si, sob o comando de equipamentos dotados de “inteligência artificial” que reduzem a intervenção humana ao mínimo indispensável da definição dos objetivos mais gerais da própria guerra, e de cada um de seus combates.

Do ponto de vista da “transição energética” que está em debate neste momento em todo o mundo, o mais importante é ter claro que os estrategistas militares das grandes potências estão prevendo que entre 2020 e 2050/60, todos esses novos armamentos e plataformas militares já estejam enquadrados na nova matriz energética – “limpa e renovável” – que estará nascendo, neste caso, da competição militar entre as poucas grandes potências que disputarão o poder global, durante o século XXI, dentro de um sistema que será, com toda certeza, cada vez mais hierárquico, assimétrico e imperial.

A AÇÃO DAS PETROLEIRAS CONTRA A COVID-19*

William Nozaki**

Desde 31 de dezembro, dia em que foi reportado o primeiro caso de Covid-19 na cidade de Wuhan, o Brent e o WTI, os dois principais indicadores das cotações mundiais do petróleo, vêm apresentando forte queda, se situando, neste momento, na faixa de US\$ 23 e US\$ 26, respectivamente. Tal tombo é resultado, por um lado, da diminuição da demanda ocasionada pela imposição do confinamento social em diversos países e, por outro, pelo fim da OPEP+ (que engloba a Organização dos Países Exportadores de Petróleo e aliados), acordo que refreava uma parcela da produção global.

O desequilíbrio entre oferta e demanda fez com que as empresas de petróleo se reorganizassem estrategicamente, uma vez que a diminuição do preço do barril compromete o fluxo de caixa das petroleiras. De acordo com o estudo da Rystad Energy, apenas em abril, a demanda global por petróleo deverá cair 16 milhões de barris por dia (bpd).

Nesse árduo cenário, diversas petroleiras de várias nacionalidades se mobilizaram e adotaram ações de combate à pandemia da Covid-19 pelo mundo, com a intenção de acelerar a retomada da normalidade nas atividades industriais e financeiras globais.

* Texto publicado originalmente na Revista Forum, em julho de 2021.

** Professor de economia e ciência política da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (Ineep).

Ações das petroleiras chinesas na luta contra a Covid-19

A China, onde o surto de Covid-19 começou no final de 2019, foi a primeira nação amplamente afetada pelos impactos negativos da epidemia, registrando mais de 3.300 óbitos. Com o intuito de auxiliar o governo nacional, as grandes petroleiras (CNOOC, CNPC e Sinopec) fizeram doações financeiras, forneceram combustível, criaram aplicativos e adotaram outras medidas para auxiliar as regiões mais afetadas.

A CNOOC destinou US\$ 7 milhões, 18.000 litros de diesel e 700 toneladas de desinfetante para as áreas atingidas. Outros US\$ 250 mil foram doados por seis funcionários à Federação de Caridade de Wuhan, organização que atua na prevenção e no controle de epidemias na China.

Na cidade de Chongqing, a CNOOC vem produzindo diariamente 200 mil peças de máscaras descartáveis. Nos próximos dias, a produção diária vai atingir 600 mil máscaras, com a conclusão de mais quatro linhas de fabricação. Em relação às suas atividades no exterior, a petroleira formulou um “plano de resposta a epidemias” com base em situações específicas das subsidiárias locais e estabeleceu um grupo líder de prevenção e controle de epidemias para garantir a implementação estrita de todas as medidas, visando à proteção dos seus funcionários.

A CNPC doou US\$ 7,14 milhões à província de Hubei e ofereceu US\$ 2,8 milhões em gás natural a 39 hospitais nela localizados. A petroleira desenvolveu uma nova plataforma de pagamento inteiramente online, na qual os clientes passam pela estação e reabastecem seus veículos sem sair deles e sem contato físico com o frentista. Ademais, as fábricas petroquímicas de Dushanzi, de Dalian, de Lanzhou, de Ningxia, de Hohhot e de Dalian West Pacific foram modificadas para produzir 1,5 milhões de máscaras diariamente.

Como forma de expressar gratidão e respeito à equipe médica nacional pela luta contra a Covid-19, a CNPC introduziu um programa intitulado de “anjos de branco”, oferecendo desconto no preço do combustível aos profissionais da saúde em seus postos de gasolina.

Além de oferecer gás gratuito ao hospital improvisado de Leishenshan, a Sinopec doou US\$ 7 milhões e 200 toneladas de desinfetante para Wuhan. A petroleira está produzindo mais de 1 milhão de máscaras diariamente e lançou uma nova função de pagamento chamada “reabastecimento de carteira eletrônica com um clique” em seus quase 30.000 postos de gasolina, para fornecer um serviço sem contato com os clientes durante o surto de vírus.

Demonstrando apoio e solidariedade à comunidade internacional, a Sinopec também forneceu mais de 10 mil toneladas de desinfetante à Itália, à França, à Tailândia, à Austrália, à Nova Zelândia e ao Vietnã. Fora isso, doou 10 mil máscaras ao Sri Lanka, atendendo ao pedido do embaixador srilankês, que anunciou uma grande escassez de equipamentos médicos e suprimentos de proteção no seu país.

Como vimos, a China foi o lugar onde a pandemia da Covid-19 teve início. Apesar disso, o país conseguiu reduzir o contágio da doença, após alcançar 81.000 casos e 3.300 mortos. As ações de isolamento social adotadas pelo governo chinês serviram de exemplo para outros países e as petroleiras chinesas atuaram em conformidade com as necessidades do governo, ajudando na produção de máscaras, fornecendo combustível, equipamentos, etc.

Ações das petroleiras europeias na luta contra a Covid-19

À medida que a pandemia da Covid-19 saiu da China e se espalhou pelo mundo, a Europa foi bruscamente afetada logo em seguida. A britânica British Petroleum (BP), a anglo-holandesa Shell, a francesa Total e a espanhola Repsol adotaram algumas ações, ainda que em menor escala que as petroleiras chinesas, para auxiliar na contenção da Covid-19.

A BP informou que está focada em apoiar os pedidos dos governos para limitar a disseminação da Covid-19, garantindo ao mesmo tempo o fornecimento de energia, combustível e matérias-primas petroquímicas vitais.

Nesse sentido, doará US\$ 2 milhões ao Fundo de Resposta de Solidariedade Covid-19 da Organização Mundial da Saúde (OMS), que apoia profissionais da saúde e pacientes em todo o mundo, fornecendo ajuda e suprimentos essenciais. O Fundo de Resposta à Solidariedade também ajuda a rastrear e entender a propagação do vírus da Covid-19, apoiando os esforços para desenvolver testes, tratamentos e vacinas.

No Reino Unido, a BP está fornecendo combustível gratuito para veículos de serviços de emergência e entregando gratuitamente alimentos e produtos de conveniência de empresas que vendem mercadorias essenciais. A Air BP contribui fornecendo combustível de aviação gratuito para helicópteros que atuam como ambulâncias. Também está apoiando a “Mind”, uma organização de saúde mental que oferece suporte psicológico e psiquiátrico por meio de seus canais digitais.

No que diz respeito a atividades exteriores ao Reino Unido, a petroleira vem fornecendo combustível a setores estratégicos de diversos governos europeus. Na Espanha, ela está doando combustível gratuito para veículos de serviços de emergência por meio dos cartões de combustível Routex, enquanto os clientes podem usar seus cartões de fidelidade Mi BP para doar pontos para a Cruz Vermelha (Cruz Roja).

Na Alemanha, a petroleira distribuiu 10.000 cartões de combustível para profissionais de saúde. Na Polônia, os principais hospitais receberam BP Supercards, que dão desconto no preço do combustível para os médicos. Na Turquia, está apoiando o serviço de ambulâncias de Istambul, oferecendo combustível gratuito.

Já a Shell informou um conjunto de ações que reforçam medidas de segurança nesse período de pandemia. Tais ações incluem a realização de operações de limpeza, o aumento do estoque de produtos de saneamento e outros bens essenciais, o distanciamento social e o monitoramento da saúde das equipes nos locais de varejo.

Em Pernis, na Holanda, a Shell está modificando a produção em sua fábrica para produzir álcool isopropílico, disponibilizando 2,5 milhões de litros gratuitamente para o setor de saúde no país. Também na Holanda, a Shell faz parte de um consórcio que inclui outras empresas, hospitais e a Universidade de Tecnologia de Delft, que vem desenvolvendo novos protetores faciais para médicos, feitos de máscaras de snorkel.

A petroleira igualmente informou fornecimento de comida gratuita aos profissionais de saúde em mais de 30 países. No Reino Unido, por exemplo, foram distribuídos mais de 30.000 sanduíches gratuitos.

No que se refere à empresa francesa Total, ela está fazendo esforço semelhante, doando cupons de combustível no valor de US\$ 54,39 milhões a hospitais em toda a França. O CEO da Total, Patrick Pouyanné, disse: “Nesse período de crise, as equipes da Total permanecem mobilizadas para permitir que o francês tome todas as providências necessárias para a viagem. O grupo decidiu fazer esse gesto prático de apoio aos funcionários do hospital, que estão trabalhando para garantir a saúde dos pacientes”.

Em relação a Repsol, a empresa divulgou a adaptação nas instalações do centro de pesquisa do Repsol Technology Lab, localizado em Móstoles, para produzir 3.000 litros (pretendendo aumentar para 10.000 litros) de álcool em gel por semana e doá-los a hospitais públicos da Comunidade de Madri. Também foram ofertados materiais, como roupas de proteção, máscaras, vestidos e óculos para

outros centros hospitalares da Espanha. Por fim, a petrolífera comunicou que vem fornecendo lanches gratuitos para transportadores, serviços de emergência e saúde e para as forças armadas e de segurança.

Na Europa, a pandemia da Covid-19 já matou mais de 50 mil pessoas, quase 85% delas na Itália, Espanha, França e Reino Unido. Os números de casos e de mortes são superiores aos da China. Contudo, as petroleiras europeias vêm atuando de forma mais modesta que as chinesas no combate à Covid-19.

Ações das petroleiras americanas na luta contra a Covid-19

Depois que a pandemia atingiu a Europa, se intensificaram os casos de Covid-19 em diversos outros países, sendo o mais afetado os EUA. Os norte-americanos se tornaram a nação com o maior número de casos (350 mil) e confirmaram 10 mil mortes. Em segundo lugar, em número de casos no continente americano, vem o Brasil, com mais de 11 mil casos registrados.

A ExxonMobil anunciou um conjunto de ações para auxiliar no combate à Covid-19. A petroleira fornecerá cerca de 1 milhão de refeições aos residentes da área de Houston afetados pela pandemia da Covid-19 por meio de US\$ 250.000 em contribuições para bancos de alimentos locais, que atenderão a crianças, famílias e idosos afetados pela pandemia. Mais US\$ 100.000 foram doados ao West Texas Food Bank, a maior organização sem fins lucrativos de combate à fome no Permiano. Outros US\$ 100.000 foram destinados à educação on-line em resposta a circunstâncias sem precedentes associadas à pandemia da Covid-19. O financiamento ajudará a fornecer tecnologia e conectividade para estudantes de baixa renda que moram em locais remotos com acesso limitado à internet.

A petroleira também informou uma parceria com o Global Center for Medical Innovation para coordenar a fabricação de máscaras e protetores faciais mais duradouros. Segundo a petroleira, o design melhorará a cobertura do nariz e da boca e usará um sistema de cartucho substituível que inclui um tecido de filtragem para impedir a propagação do vírus pelo filtro saturado. Nesse projeto, os filtros são descartáveis, enquanto o componente principal da máscara pode suportar a esterilização repetida, prolongando assim o ciclo de vida do produto e corrigindo a escassez de máscaras N95. Os protótipos estão atualmente sendo testados e revisados pelo *Food and Drug Administration* dos EUA. Depois de aprovados,

os fabricantes indicam que serão capazes de produzir até 40.000 máscaras e cartuchos de filtro prontos para uso por hora.

A Chevron declarou a mobilização de equipes locais, regionais e globais para lidar com o impacto da pandemia na empresa e para abordar proativamente os riscos potenciais. A petroleira declarou que contribuiu com mais de US\$ 7 milhões para os esforços de resposta com doações diretas a bancos de alimentos, educação e serviços de saúde.

Quanto ao Brasil, a Petrobras anunciou a doação de 600 mil testes de diagnóstico ao Sistema Único de Saúde (SUS). Importado dos EUA, o material deve chegar ao Brasil em abril. A petroleira brasileira também informou a criação de um grupo multidisciplinar de profissionais de seu centro de pesquisas (Cenpes) para avaliar e propor soluções em parceria com universidades, empresas e instituições que possam ajudar no combate ao novo coronavírus.

Apesar das iniciativas citadas, a ExxonMobil e a Chevron não atuaram da mesma forma que as empresas chinesas e ainda estão atrás das europeias no combate à Covid-19. Já no Brasil, a atuação da Petrobras é a mais tímida de todas, se comparada às grandes empresas internacionais do setor.

FRUSTRANTE ACORDO DA OPEP+ SINALIZA TEMPOS DIFÍCEIS PARA O BRASIL*

Rodrigo Leão**

A tão aguardada reunião da Opep+, grupo que reúne os membros da Opep e outros onze países produtores liderados por Rússia, México e Oman, que aconteceu na quinta-feira, 9 de abril de 2021 e teve seus termos ratificados no domingo, dia 12, deve ter grandes impactos para os maiores produtores do continente americano, incluindo o Brasil. A expectativa de que ocorreria um corte substancial da produção de petróleo, em consonância com a brusca queda, da demanda foi frustrada.

Por trás dessa estratégia está uma disputa em torno de quem ditará as regras do mercado mundial de petróleo nas próximas décadas. Segundo estimativas da Rystad Energy, o consumo de petróleo no mundo deve cair cerca de 27,5 milhões de barris por dia neste mês de abril, uma queda próxima de 28% da demanda global, aproximadamente 19,1 milhões de barris por dia no mês de maio. Por isso, as expectativas eram de que a Opep+ estabelecesse um acordo de corte inicial de produção de, pelo menos, 15 milhões de barris por dia. Mas, o acordo fechado na reunião foi de apenas 10 milhões de barris por dia. O que isso significa?

Significa que, nos próximos dois meses, a produção mundial de petróleo deve ficar num patamar (90 milhões de barris por dia) ainda muito superior ao consumo de petróleo (76,5 milhões de

* Publicado originalmente no El País, em abril de 2020.

** Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

barris por dia). Ou seja, a menos que outros grandes produtores façam um esforço semelhante ao da Opep+, o mundo será inundado de petróleo barato.

O corte aquém do esperado foi explicado, em primeiro lugar, pelo fato de alguns países, principalmente o Irã e o México, criarem dificuldades até mesmo para aceitar essa redução mais modesta, de 10 milhões de barris por dia. Segundo matéria do *Wall Street Journal*, os representantes mexicanos deixaram a reunião antes do acordo ser concretizado. E, em segundo lugar, pelo desejo da Opep+ de forçar que EUA, Canadá, Brasil, Colômbia e Noruega também participem do corte de produção a fim de equilibrar a oferta e a demanda global de petróleo.

Pode-se entender o resultado da reunião como uma espécie de “resposta geopolítica” da Opep+ à escalada dos produtores do continente americano, principalmente dos EUA e seus aliados.

Dados da Agência Internacional de Energia (AIE) mostram que, em 2013, a Opep representava 40,2% da produção global de petróleo, enquanto EUA, Canadá, Brasil, Colômbia e Noruega (América+1) participavam com 23,7%. Em 2019, a fatia detida pela Opep caiu para 35,1% e a do grupo América+1 subiu para 28,1% e mais grave: a projeção em 2025 era que a participação da América+1 ficasse num patamar muito próximo ou quase igual ao da Opep (cerca de 32-33%).

Esse foi apenas mais um sinal de que a Opep+ não assistirá passivamente à ascensão dos países desse grupo como protagonistas do mundo do petróleo. A abrupta queda do preço do barril no começo do mês de março; a declaração do ministro do Petróleo do Irã, Bijan Zabganeh, no começo de abril, de que a reunião da Opep+ somente deveria ocorrer depois que EUA e Canadá sinalizassem o corte de produção que pretendiam fazer; e o adiamento da realização da própria reunião foram outros sinais de que o bloco liderado por sauditas, russos e iranianos não estão dispostos a perder sua condição de coordenar os rumos da produção e do preço global do petróleo.

Nesse cenário, não pode ser esquecido o papel relevante da China que, logo antes da reunião, comprou um volume gigantesco de petróleo para estoque, principalmente da Arábia Saudita, e assinou um contrato de engenharia, por meio de sua estatal China Petroleum Engineering & Construction Corp (CPECC), para o desenvolvimento do gigantesco campo de Majnoon no Irã. Com isso, o país asiático, além de transferir uma cifra considerável para as duas nações do Oriente Médio, contribuiu para que a retomada da demanda global seja ainda mais lenta do que o esperado anteriormente.

Ao que tudo indica, a despeito das diferenças do posicionamento geopolítico de Rússia, Irã e Arábia Saudita, momentaneamente forma-se uma aliança entre a Opep+ e a China para que os Estados Unidos e seus vizinhos aliados percam ou pelo menos não aumentem sua influência nas decisões-chave do mundo do petróleo. O próprio acordo já impõe novas obrigadoriedades aos produtores americanos.

O Brasil, que já havia anunciado uma redução de 200.000 barris por dia da sua produção, pode realizar cortes ainda maiores. Os Estados Unidos garantem que compensarão os cortes de produção que deveriam ser feitos pelo México. E o Canadá assevera que continuará reduzindo sua produção. Aliás, o próprio ministro de Recursos Naturais do Canadá, Seamus O'Regan, presente na conferência realizada entre os países do G20 na sexta-feira, dia 10 de abril de 2021, reconheceu que, independente do resultado do acordo, o Canadá seria obrigado a continuar reduzindo sua produção em Newfoundland, Alberta e Saskatchewan.

O acordo para os cortes de produção gera outros tipos de preocupações para os produtores dos Estados Unidos e de seus vizinhos.

Em razão das características da produção de Brasil, Colômbia e Noruega, cortes abruptos podem ter consequências graves a médio prazo, principalmente quando esses países decidirem colocar o “pé no acelerador” novamente. Embora EUA e Canadá tenham maiores flexibilidades para ajustar a produção, suas empresas de pequeno e médio porte terão grandes dificuldades para resistir a uma crise a médio prazo na produção.

Por isso, as avaliações sobre o tempo de retomada do consumo interno e a capacidade de atuar de forma verticalizada, a fim de atender seus próprios mercados, são chave para que esses países e suas empresas consigam sobreviver a essa tempestade. Tempestade que não deve ser curta. Ainda mais quando seus adversários estão dispostos a prolongá-la o tempo que for necessário.

BLOCO II

Estratégias nacionais para a transição energética

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: A NECESSIDADE, A UTOPIA E A VONTADE POLÍTICA*

José Luís Fiori**

O debate do século XXI sobre a “transição energética” de baixo carbono parte de três hipóteses formuladas no século passado: i) sobre a possibilidade do esgotamento das reservas mundiais de petróleo no prazo de algumas décadas; ii) sobre a grande responsabilidade dos combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás natural) pelas mudanças climáticas e pelo deterioro ecológico do século XX; e finalmente, iii) sobre a possibilidade de um “desenvolvimento sustentável”, ou “alternativo”, com energia renovável e limpa, dentro do próprio regime de produção capitalista, construído pela vontade coletiva dos indivíduos e das nações.

O ápice da discussão sobre os efeitos negativos da “era do petróleo” ocorreu no início da década de 1970, quando o Clube de Roma previu o esgotamento final das reservas mundiais do óleo num prazo máximo de vinte a trinta anos, no seu famoso relatório “*Os limites do crescimento*”, transformado numa espécie de bíblia malthusiana moderna que foi sendo sistematicamente negada pelos fatos. Mesmo assim, hoje, quando se olha para trás com a perspectiva do tempo passado, se compreende melhor o pessimismo do famoso relatório do Clube de Roma em 1972, no início da chamada “crise da hegemonia americana”, marcada pelo fim do “padrão dólar”, pela explosão do preço do petróleo, pela alta das taxas de juros e pela crise final do “desenvolvimentismo keynesiano” do pós-Segunda Guerra.

* Publicado originalmente na CartaCapital, em dezembro de 2020.

** Professor titular do Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

Mais tarde, em 1996, os geólogos Colin J. Campbell e Jean H. Laherrere utilizaram a técnica de extrapolação de recursos finitos – a Curva de Huppert – para calcular que o volume das reservas mundiais era de 850 bilhões de barris e que 50% do petróleo disponível no mundo já teriam sido extraídos por volta da mesma década de 1970; portanto, só restariam mais 150 bilhões de barris para serem descobertos em todo o planeta. Depois essa projeção foi corrigida, e o *deadline* foi transferido para 2050/2060, mas até hoje todas essas previsões apocalípticas têm sido sistematicamente negadas e superadas pelos fatos. Mais do que isto, desde a década de 1970, as reservas mundiais de petróleo não pararam de crescer, e hoje estão estimadas em 1,7 trilhão de barris, apesar de que o consumo mundial flutue entre 90 e 100 bilhões de barris por dia no início da terceira década do século XXI.

Na Declaração da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente, adotada em 6 de junho de 1972, acabou se transformando na semente originária da qual nasceu a ideia, o projeto e a utopia de um novo tipo de desenvolvimento que não seguia o mesmo modelo predatório das industrializações originárias. A ideia de um “desenvolvimento sustentável” só adquiriu forma mais acabada na década de 1980, através do Relatório Brundtland (nome da primeira ministra da Noruega que chefiou a comissão das Nações Unidas criada em 1983, e que foi responsável pela redação do documento final) e do Protocolo de Montreal, elaborado pela Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente da Organização das Nações Unidas (ONU) e publicado em 1987, com a assinatura de 150 países.

Cinco anos depois, essas mesmas ideias foram retomadas e aprofundadas por uma nova Conferência das Nações Unidas, a ECO 92, realizada na cidade do Rio de Janeiro, Brasil, onde foram discutidos os problemas da biodiversidade e das mudanças climáticas associadas ao projeto de desenvolvimento alternativo consagrado pela Agenda 21, que foi aprovada por 179 países. Na mesma ocasião, foi lançada a Carta da Terra, aprovada por um fórum paralelo de organizações não governamentais. E foi assim que se consagrou, logo depois do fim da Guerra Fria, a nova utopia do “desenvolvimento sustentável”. Depois da assinatura do Protocolo de Kyoto, em 1997, essa utopia cruzou e combinou de forma definitiva com a agenda da “transição energética”, desde que ficou comprovada a responsabilidade dos combustíveis fósseis por mais de 50% da emissão dos gases e por seu “efeito cascata” sobre outros recursos naturais.

Foi assim que o projeto do “desenvolvimento sustentável” se associou de forma definitiva à proposta da “transição energética” de

baixo carbono e ao projeto ético de construção de uma nova economia. Mas apesar do aparente consenso internacional, todos os dados indicam que a humanidade está longe de conter o aquecimento global, e que, pelo contrário, a situação piorou nos últimos três anos, atingindo um recorde de 36,8 bilhões de toneladas de dióxido de carbono em 2019. Neste momento do nosso raciocínio, cabe uma boa pergunta: como explicar essa contradição entre o aparente “consenso ecológico” internacional e o crescente descontrole da situação ecológica e climática do planeta?

Há que ter presente que não é uma tarefa fácil desmontar uma infraestrutura global ao redor de todo o mundo, destinada a produzir e distribuir o combustível que move o sistema econômico e a vida dos cidadãos do planeta Terra há mais de cem anos. Além disso, deve-se ter claro que até hoje o “desafio climático” e a proposta da “transição energética” seguem sendo projetos eminentemente políticos, cujo sucesso depende quase inteiramente da consciência dos indivíduos e da vontade política de 200 Estados nacionais, que são independentes e se organizam dentro de um sistema interestatal inteiramente hierarquizado, do pondo de vista do seu poder e da sua riqueza. Dentro desse sistema, deve-se ter em conta que mais de 50% dos gases de efeito estufa do planeta são emitidos por não mais do que cinco ou seis países, e por não mais que 20 grandes empresas multinacionais. Some-se a isso o fato de que estes cinco ou seis países estão entre os ricos e poderosos do planeta – entre eles, China, EUA, Índia, Rússia, Japão e Alemanha; e que todas as 20 maiores empresas responsáveis por cerca de 33% das emissões mundiais de gás carbono são grandes petrolíferas privadas e públicas.

Entende-se assim, por outro lado, que os países do sistema internacional que mais avançaram no controle da emissão de gases e no avanço da sua “transição ecológica” sejam exatamente a Suécia, a Suíça e a Noruega, ou seja, três pequenos países cujas populações somadas são menores do que a de São Paulo. Com isto se pode entender melhor por que os principais responsáveis pelos problemas ecológicos e climáticos do mundo são também seus principais beneficiários, e alguns deles os que mais resistem ao estabelecimento de metas climáticas, como é o caso dos Estados Unidos, em particular durante o governo de Donald Trump, que acabou de abandonar o Acordo de Paris depois de passar quatro anos torpedeando todas as decisões de governos anteriores favoráveis à agenda da transição energética. Mas mesmo dentro da União Europeia, que aparece na liderança dos “mudancistas”, é difícil lograr um consenso entre seus países mais ricos e sua enorme franja que é mais pobre e que não

dispõe dos recursos necessários para substituir sua estrutura produtiva e infraestrutura energética.

De qualquer forma, com a derrota de Donald Trump e a eleição do novo presidente americano, Joe Biden, a “vontade política reformista” deve adquirir nova musculatura. O novo presidente foi eleito propondo-se a diminuir a emissão americana de gás carbono e prometendo destinar US\$ 2 trilhões de dólares, nos próximos quatro anos, para a criação de novos empregos e indústrias não poluentes, e para a criação de uma nova infraestrutura de baixo carbono. E não é impossível que a “questão ecológica” possa se transformar num ponto de negociação e convergência diplomática do novo governo com a China.

Apesar disso, não se pode esquecer que o mandato do novo presidente é de apenas quatro anos, e que seu governo e sua agenda ecológica deverão encontrar resistência e oposição ferrenha por parte do Senado norte-americano. Mesmo assim, esta deverá ser a principal mudança da política externa americana no ano de 2021, e deverá se somar ao anúncio próximo dos principais bancos de desenvolvimento do mundo, que já não financiarão mais projetos que envolvam uso de carvão. Uma boa hora para lembrar com otimismo, que as utopias seguirão sendo sempre utopias, enquanto a vontade política coletiva avança, ainda que seja de forma lenta, tortuosa e imperfeita.

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: RECOMENDAÇÕES INTERNACIONAIS AVANÇAM MAIS DO QUE DECISÕES NACIONAIS*

William Nozaki**

O setor de energia tem um papel fundamental no enfrentamento dos desafios climáticos e ambientais do século XXI. No entanto, apesar dos esforços governamentais e empresariais para combater o aquecimento global, as emissões de CO₂ da energia e da indústria aumentaram 60% desde a Convenção das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas de 1992.

Diante desse cenário, a Agência Internacional de Energia (AIE) divulgou o seu relatório para a descarbonização da economia estabelecendo como meta alcançar emissões líquidas zero de dióxido de carbono até 2050. Em favor das recomendações pesam: um ambiente internacional mais sensível às questões relacionadas à saúde e ao meio ambiente; o pacote de investimentos e créditos fiscais federais dos EUA no chamado Green New Deal; e o fato de que, em 2020, se registrou o maior crescimento na geração de energia renovável em duas décadas.

Esse conjunto de elementos mostra que a agenda da transição energética ganhou impulso internacional. Entretanto, uma transformação profunda como a proposta pelo relatório da AIE não pode desconsiderar incertezas geopolíticas e políticas, riscos empresariais e financeiros envolvidos nesse processo, além da articulação entre energias fósseis e renováveis.

* Publicado originalmente na Folha de São Paulo, em maio de 2021.

** Professor de economia e ciência política da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (Ineep).

Do ponto de vista do financiamento, o papel das *majors* petrolíferas é fundamental nessa dinâmica. Embora os hidrocarbonetos sejam responsáveis por parte relevante das emissões de gases do efeito estufa, a indústria de petróleo é uma das que mais investe em fontes de energia limpa, além de ser grande produtora de gás, fundamental para a transição energética dado seu menor potencial poluente.

As incertezas sobre a transição energética ainda são muitas e dependem também de como irão se transformar os padrões de produção, circulação e consumo na economia de mercado pós-Covid-19. Além disso, ainda não está claro como a máquina de segurança, defesa e guerra dos países – ainda profundamente dependente do petróleo – vai se relacionar com esse processo.

Nesse cenário, o mais provável é que tal mudança seja informada por outros dois fatores: diminuição da oferta de petróleo, resultado da crescente pressão dos fundos financeiros sobre as petrolíferas para que elas tenham mais rendimentos para os acionistas e menos investimentos de risco; e pela capacidade das grandes operadoras de petróleo assumirem o papel de protagonistas na produção de outras formas de energia.

Em outras palavras: as questões ambientais, climáticas e tecnológicas influenciam na transição da matriz energética, mas não a determinam. 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), e dependerão muito mais de estratégias nacionais e empresariais do que das recomendações de organismos internacionais.

BAIXA DE PREÇO RECONFIGURA O PAPEL DOS EUA NA GEOPOLÍTICA DO GÁS NATURAL*

Rodrigo Leão**

O uso da tecnologia de fraturamento hidráulico (*fracking*) alterou radicalmente a posição dos Estados Unidos no mercado global de gás natural nos últimos anos. Do ponto de vista interno, o *shale gas*, extraído por este método, garantiu uma maior soberania no fornecimento de insumos energéticos e possibilitou que os Estados Unidos se tornassem, depois de décadas, um país superavitário na balança comercial de produtos energéticos. Do ponto de vista externo, os americanos passaram a exercer uma nova influência na indústria internacional de gás natural. Com a expansão da produção do gás natural sob a forma liquefeita (LGN), o país pôde alavancar suas exportações principalmente para a Europa e Japão, provocando uma elevação das suas tensões com a Rússia.

Todavia, a derrubada dos preços do petróleo e gás natural por conta dos efeitos da pandemia da Covid-19 pode frear essa estratégia de reposicionamento americano no mercado global de gás natural. Os preços baixos comprimiram as margens de rentabilidade de muitos produtores de *shale gas* dos Estados Unidos e inviabilizaram sua produção a médio prazo. Por isso, a evolução dessa variável é fundamental para a reconfiguração da geopolítica do gás natural.

De 2009 a 2019, a produção de gás natural dos Estados Unidos cresceu 65,2%, saltando de 557,6 bilhões de m³ para 920,9 bilhões de m³, de acordo com dados da British Petroleum (BP). Tal expansão se

* Publicado originalmente na Folha de São Paulo, em maio de 2021.

** Professor de economia e ciência política da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (Ineep).

deveu, em grande medida, ao *fracking*. Segundo a Agência de Energia Americana (EIA, na sigla em inglês), no mesmo período, a produção exclusivamente de *shale gas* subiu de 88,1 bilhões de m³ para 716,1 bilhões de m³. Com efeito, a participação do *shale gas* na produção de gás natural no país saiu de 15,8% em 2009 para 77,8% em 2019.

O boom do *shale gas* tornou os Estados Unidos autossuficientes no atendimento do seu consumo de gás natural. Esse aspecto, ao lado do rápido desenvolvimento da infraestrutura de LGN, possibilitou que, desde 2017, as exportações americanas de gás natural superassem suas importações. A balança comercial de gás natural (em estado bruto ou industrializado), que era deficitária em US\$ 13,1 bilhões em 2009, passou a ser superavitária em US\$ 20,4 bilhões em 2019.

A reversão da posição de importador para exportador líquido possibilitou a montagem de uma estrutura de produção flexível que pode torná-lo o principal *player* do mercado mundial de gás natural. Isso porque o LGN permitiu uma maior flexibilidade do ajuste de sua produção às flutuações de preços, o que não ocorre com a produção tradicional, seja do gás associado, seja a produção dos grandes reservatórios de gás não associado. Não por acaso, os Estados Unidos têm realizado gigantescos investimentos em terminais de exportações de LGN nos últimos anos.

Até 2018, o país possuía somente três terminais (Kenai no Alaska, Sabine na Louisiana e Cove Point em Maryland). No último biênio, foram inaugurados mais quatro terminais, dois no Texas (Corpus Christi e Freeport), um na Louisiana (Hackberry) e outro na Georgia (Elba Island). Para os próximos anos, já foi aprovada a expansão de quatro desses terminais (Sabine, Corpus Christi, Hackberry e Elba Island) e está em construção mais três, dois na Louisiana e outro no Texas.

As perspectivas são de que, a partir de 2040, as exportações de LGN originárias dos EUA superem aquelas realizadas via gasodutos para o México e Canadá. Segundo reportagem do The Guardian, mais da metade da produção adicional de *shale gas* deve ser transformada em GNL para venda a terceiros.

A disputa por acessar os grandes compradores mundiais somada à redução das importações americanas tem dado aos Estados Unidos um novo papel na geopolítica do gás natural energético. Um dos principais efeitos desse processo é a entrada do LGN americano no mercado europeu e japonês, cujas importações eram até então dominadas pelos russos. A entrada das exportações dos Estados Unidos na Europa e no Japão criou um processo de “competição e coo-

peração” entre esses atores e a Rússia, segundo os especialistas Jesse Richman e Nurullah Ayyilmaz da Old Dominion University. Os dois autores elaboraram um estudo que avalia o impacto das exportações americanas de LGN para o mercado europeu e possíveis efeitos na indústria de energia da Rússia.

Não há expectativa de o LGN americano assumir um papel protagonista no fornecimento de gás natural para a Europa, mas ele assegura à região uma diversificação na oferta. Os especialistas sugerem que os ganhos da segurança energética europeia com a expansão das exportações de gás dos Estados Unidos prejudicam as condições do mercado liberalizado em função da “disputa” protecionista que deve ocorrer à medida que os americanos deslocarem grandes produtores, como a Rússia.

Destacam Richman e Ayyilmaz, em artigo publicado na *Energy Strategy Reviews* em 2019:

Apesar do papel crescente dos Estados Unidos, a Rússia mantém uma posição poderosa. O custo marginal do gás russo fornecido por dutos é inferior ao custo do GNL importado pelos EUA e, talvez, só não seja tão competitivo quanto o gás do Qatar e LGN nigeriano, por conta dos custos de transporte mais elevados determinados pela alíquota, embarque e regulamentação¹

Em 2019, as exportações de LGN dos Estados para a Europa totalizaram 18,3 bilhões de m³ enquanto as da Rússia 20,5 bilhões de m³. Evidentemente, quando se considera as exportações por gasodutos, os russos ainda têm grande predomínio no fornecimento de gás natural para a Europa. No ano passado, a Rússia respondeu por 59% das exportações desse insumo energético para o mercado europeu. No entanto, é importante ressaltar que, até 2016, os Estados Unidos não exportavam LGN para o continente europeu e, em 2019, já conseguiram uma parcela de 8,8% deste mercado.

Isso indica uma estratégia agressiva dos Estados Unidos de ingressar na zona de fornecimento de gás natural para a Rússia. Os investimentos em terminais de exportação de LGN e na “industrialização” do gás, o crescimento da produção americana de *shale gas* e as medidas de apoio do governo americano sugerem que os Esta-

1 RICHMAN, J.; AYYILMAZ, N. Can the US and Europe contain Russian power in the European energy market? A game theoretic approach. **Energy Strategy Reviews**, v. 26, p. 1-9, 2019.

dos Unidos redefiniram sua posição geopolítica, pelo menos a médio prazo, buscando aumentar sua penetração global no fornecimento do energético.

Todavia, essa posição pode ser ameaçada pela trajetória dos preços do petróleo e gás natural nos próximos anos, que impõe grandes restrições à indústria do *shale gas*, como observado durante a pandemia da Covid-19. Com a queda da cotação para a casa de US\$ 40 por barril, boa parte da produção americana é inviabilizada, já que o custo de extração com o uso da tecnologia de fracionamento hidráulico gira em torno dos US\$ 50 por barril.

Esse novo cenário de baixa favorece especialmente a Rússia, diante do enfraquecimento do concorrente mais ameaçador à sua hegemonia na Europa. Caso os preços permaneçam nesse patamar, não há no horizonte, portanto, a perspectiva de o país retroceder na disputa com os maiores produtores mundiais pela manutenção dos baixos patamares de preços e da sua posição de destaque na geopolítica do petróleo e gás. Nem mesmo a tecnologia avançada, que tanto ajudou os Estados Unidos nesta década, é capaz de fazer frente à disputa geopolítica pelos preços do petróleo e do gás natural.

CHINA USA O GÁS PARA LIMPAR A MATRIZ ENERGÉTICA E FAZER POLÍTICA DE BOA VIZINHANÇA*

Rodrigo Leão**

O gás natural ocupa hoje papel central na política energética da China. Além de ser uma ferramenta mais acessível de limpeza da matriz energética, guarda também vantagens econômicas e diplomáticas. O país cada vez mais tem optado por fornecedores asiáticos para atender sua demanda interna de gás, que, simultaneamente, vem ganhando espaço no cardápio de insumos essenciais à movimentação da economia. Desse jeito, não só faz a roda girar, como agrada a vizinhança e afasta riscos de dependência de um único e grande vendedor de gás.

Atualmente, as duas principais diretrizes da política energética chinesa são a redução da intensidade energética em um total de 15% entre 2016 e 2020 e a ampliação da utilização de fontes de energias renováveis.

O Key China Energy Statistics 2016 mostra que a China reduziu o seu consumo de energia por unidade do Produto Interno Bruto (PIB) em mais de três vezes, de 1980 a 2015. Já os dados apresentados no Outlook da BP mostram que a China também tem alcançado seu objetivo de ampliar o consumo de energias renováveis diminuindo a participação do carvão.

De 2008 a 2019, a contribuição do carvão no consumo energético da China caiu de 72,2% para 55,6%. Um esforço de redução acentuado se considerarmos que, no mesmo período, o país ampliou

* Publicado originalmente no Broadcast Energia, em outubro de 2020.

** Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

seu consumo de energia em 51,6%. O menor uso do carvão foi substituído, em grande medida, pelo gás natural. De 2008 a 2019, a participação do gás no consumo chinês cresceu de 3,2% para 7,5%. Excluindo o petróleo e o carvão, as energias mais limpas aumentaram seu peso na matriz chinesa de 10,7% para 25,6%.

Embora o perfil da nova matriz energética chinesa caminhe para uma maior diversificação, com peso relevante para diferentes fontes energéticas, é indubitável que o gás natural exerça um papel fundamental no processo de transição. Um fato que comprova isso é o papel relevante atribuído à expansão dos gasodutos chineses, principalmente ligando o país à Ásia Central, no ambicioso programa global de investimentos em infraestrutura lançado pelo Partido Comunista Chinês (PCC), denominado a “Rota da Seda”, com valor estimado em US\$ 900 bilhões.

Além disso, o gás natural também tem sido um instrumento importante para reforçar o protagonismo chinês na indústria regional asiática. Por isso, o país tem investido de maneira crescente no segmento de gás natural no seu entorno. Na Indonésia, por exemplo, as companhias Sinohydro, Gezhouba Group e China Power International apostaram em projetos hidroelétricos e de energia térmica. Dada a importância da Indonésia como um importante fornecedor de carvão e gás natural para as zonas costeiras da China com elevada intensidade energética. A China aposta no país asiático como um grande fornecedor de gás natural para atender sua demanda crescente.

Como afirmado em artigo anterior no Broadcast Energia, a China também desenvolveu projetos internos de expansão da indústria de gás natural. Nesse sentido, o país tem ampliado sua capacidade de importar gás natural liquefeito (GNL) e feito investimentos em exploração e produção de gás natural.

No 12º Plano Quinquenal, planejou construir 60 novos transportadoras de GLN e ampliar de 5 para 14 o número de terminais de GNL no país, totalizando um investimento superior a US\$ 12 bilhões neste segmento. Em maio deste ano, o Guangzhou Gas Group anunciou a construção de um terminal de importação de GNL com capacidade anual de armazenamento de 2 milhões de toneladas. Além disso, a mesma empresa definiu um acordo de importação de GNL de 1 milhão de toneladas anuais para os próximos 25 anos com a Singapore’s Pacific Oil & Gas.

Segundo dados do governo chinês, a expectativa é que a capacidade de estocagem de gás natural aumente a uma taxa de 17% ao ano de 2015 a 2025. Esse movimento tem sido liderado pelo GNL.

Mesmo quando a compra do gás por meio dos gasodutos está mais barata, a China tem optado pela aquisição por meio de GNL. Com isso, tem garantido o aumento da sua capacidade de estocagem de gás diversificando a origem de seus fornecedores.

Em termos de produção de gás natural, um estudo de Jianghua Chen de 2017 mostra que há um imenso potencial a ser explorado na China. Embora o *shale gas* representasse apenas 12,5% das reservas provadas de gás natural em 2017, as estimativas do Ministério de Recursos Terrestres apontam a existência de 21,8 trilhões de metros cúbicos (tcm) de reservas recuperáveis de *shale gas* na China. Se provadas, essas reservas colocariam a nação asiática como uma das cinco maiores do mundo.

As empresas estatais foram orientadas para explorar essas novas reservas. O mesmo Chen mostra que todas as reservas provadas de *shale gas*, em 2017, pertenciam a duas empresas estatais, sendo a Sinopec a principal delas (cerca de 70% das reservas).

Além disso, de acordo com o Plano de Desenvolvimento do *Shale Gas* 2016-2020, o governo adotou mais duas medidas importantes de apoio à indústria local do *shale gas*: a manutenção dos subsídios para as empresas produtoras, embora exista um cronograma de redução desses subsídios ao longo dos anos e o encorajamento de cooperações entre as empresas estatais e o capital estrangeiro, como já ocorreu em algumas rodadas de licitação anteriores nas quais a PetroChina estabeleceu parcerias como operadoras estrangeiras.

O objetivo de uma matriz mais limpa, a busca por um maior controle da matriz energética e as inovações de exploração (*shale gas*) e de transporte (LGN) têm modificado estruturalmente o setor de gás. Considerando-se as amplas possibilidades de uso do gás – energia elétrica, insumo industrial, consumo residencial etc. –, essas mudanças têm se acelerado nos últimos anos. Ao se posicionar como uma energia relativamente limpa, com uma influência menor dos monopólios globais (e cada vez menos atrelada ao mercado de petróleo) e com preços cadentes, o gás ocupa posição cada vez mais estratégica no processo de transição energética.

Principalmente por conta do GNL, o gás natural permite aos chineses tornar sua matriz menos suja e diversificar suas importações. Além de ter mais capacidade para influenciar no preço, a China pode atrair vários parceiros comerciais energéticos, evitando depender de um único país ou região. Portanto, o gás natural não apenas significa a produção de energia mais limpa, mas também uma maior soberania energética e uma maior capacidade de influência na geopolítica do gás natural.

AUTONOMIA E SEGURANÇA ENERGÉTICA IMPULSIONAM TRANSIÇÃO PARA FONTES RENOVÁVEIS NA EUROPA*

Isadora Coutinho**

A União Europeia aprovou no início de junho a criação de um fundo de 17,5 mil milhões de euros para apoiar a transição justa nos países europeus. O chamado Fundo para uma Transição Justa tem a intenção de financiar projetos que poderão atenuar os impactos socioeconômicos do processo de descarbonização da economia europeia. Reconhecendo as disparidades entre os estados-membros da União, que partem de posições diferentes e dispõem de capacidades variadas para enfrentar o processo de transição energética, o Fundo prioriza trabalhadores e empresas das regiões mais dependentes dos combustíveis fósseis.

Este é um dos mecanismos que a União Europeia utilizará para atingir o seu objetivo de redução de pelo menos 55% das emissões de gases com efeito estufa até 2030 (meta que foi ampliada em quinze pontos percentuais em 2021) e de alcançar a neutralidade climática até 2050. O bloco tem negociado e adotado uma variedade de medidas e regulamentações para transformar em ações concretas suas ambições em termos de políticas energética e climática integradas. Desse modo, tem consagrado seus objetivos climáticos em uma série de vinculações jurídicas e determinados procedimentos de planejamento, monitoração e aplicação tanto em nível comunitário quanto em nível nacional.

* Esta é a versão integral do artigo publicado originalmente na CartaCapital, em julho de 2021.

** Mestre em Estudos Estratégicos Internacionais pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

Na pandemia, tornou-se eixo estratégico do programa de recuperação econômica do continente europeu um modelo de crescimento sustentável a longo prazo baseado no investimento em energias de baixo carbono. Lançado em 2019 como uma proposta de reestruturação econômica e aprofundado no quadro de recuperação pós-pandemia, o European Green Deal reserva 25% dos recursos levantados para serem destinados especificamente para iniciativas alinhadas com esforços de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Na esteira desse processo, em âmbito mundial, o papel de liderança da União Europeia nas instituições de governança global tem garantido maior atenção à agenda do clima e da transição energética. Em termos comparativos com outras regiões, fica evidente que tanto os debates sobre transição justa especificamente quanto com relação à transição energética estão mais avançados no continente europeu.

Para além das questões climáticas, a razão para essas movimentações europeias em direção à diversificação da matriz energética está muito associada à preocupação com a segurança de abastecimento dos países do continente. Os desafios políticos e econômicos e os riscos geopolíticos implicados na condição de importador de petróleo e gás natural somados ao declínio de poder europeu na geopolítica do petróleo impulsionam a vontade política de assegurar uma transição para fontes de energia renovável. Nesse processo, dentre os objetivos, a garantia de maior controle sobre tais fontes e a redução da dependência de países produtores de hidrocarbonetos são centrais.

Contudo, ainda que a União Europeia seja responsável atualmente por 27,4% da geração de energia renovável no mundo (BP, 2020), são consideráveis as diferenças entre os estados-membros no que se refere às composições das matrizes energéticas nacionais, como o próprio fundo de transição justa reconhece. Em relação à produção e consumo, a França, por exemplo, embora seja um país com matriz energética pouco intensiva em combustíveis fósseis, é altamente dependente das importações para garantir o consumo desse tipo de fonte de energia. Em parte, reflexo dessa condição, a política energética do país tem em seu centro um conjunto de diretrizes visando a transição energética.

O Plano Plurianual de Energia (PPE) do país, aprovado em 2018, é alinhado com a Estratégia Nacional de Baixo Carbono francesa, que tem como meta a redução de emissões de gases com efeito estufa em 40% até 2030, em relação aos níveis de 1990, e a neutralidade de carbono até 2050. O plano é um roteiro para os períodos

2019-2023 e 2024-2028 que estabelece as principais prioridades energéticas do país e orienta o investimento público e privado. A redução do consumo de combustíveis fósseis e a ampliação e diversificação de fontes de energia renovável estão entre os seus principais focos.

Já a Polônia se destaca como um país fortemente dependente de energia fóssil, sendo o estado que mais gera eletricidade a partir do carvão na região. Em função dessa condição, o país tem dificultado as negociações dentro do bloco, ao passo que sofre pressão da indústria carvoeira e atenta para questões relacionadas à sua segurança energética. Apenas recentemente, em fevereiro de 2021, o governo introduziu um novo plano de energia (PEP2040) que considera a necessidade de transição energética, com a meta de reduzir a proporção do carvão na geração de energia de cerca de 80% para 56% em 2030, principalmente por meio da construção de usina nuclear.

Visando cortar as emissões em 30% até 2030, o plano foi elaborado muito em função da possibilidade de aproveitar os fundos de apoio levantados pela União Europeia, já que os recursos são disponibilizados com base e a depender nos planos nacionais de transição energética elaborados pelos estados-membros. A Polônia pode, assim, se beneficiar do fundo de transição justa, por exemplo, já que a geração de empregos e o crescimento econômico do país são enormemente ligados à indústria de combustíveis fósseis.

A Alemanha, enquanto isso, também poderá se beneficiar do fundo, uma vez que conta com extensa indústria carvoeira. Contudo, em posse de maiores condições financeiras, a política energética do país consegue estimar que o carvão será eliminado progressivamente até 2038, e as energias renováveis irão representar 60% do consumo final bruto de energia e 80% do consumo bruto de eletricidade até 2050. O país ampliou suas metas climáticas em maio de 2021, tendo agora como ambição um corte de 65% nas emissões até 2030 (dez pontos percentuais a mais que a meta anterior) e neutralidade de carbono em 2045 (cinco anos antes que a meta anterior).

Contudo, embora o país seja destaque no que se refere à presença dos renováveis na composição da matriz energética, o gás natural também tem uma grande importância enquanto fonte de energia no território. Com a finalização da construção do gasoduto Nord Stream 2, com uma rota que se estende da Rússia até a Alemanha, o transporte de gás natural russo para Europa será facilitado, indicando uma tendência de que essa fonte mantenha sua relevância na matriz energética do país pelos próximos anos. Em paralelo, apesar de ser liderança no apoio a políticas climáticas, a Alemanha, junto com outros países membros, como Polônia, Grécia, e República Tcheca,

tem pleiteado uma flexibilização na taxonomia europeia (referência comum que indica impacto no clima e no ambiente e orienta projetos e atividades econômicas) para que oficialize o gás natural como fonte sustentável importante para o processo de transição.

Outros países localizados no continente europeu, não membros do bloco, têm também estado atentos às discussões em torno da agenda do clima e da transição energética. Exemplos disso são a Noruega e o Reino Unido, países em que a indústria de petróleo e gás desempenha um papel econômico relevante. A Noruega tem como objetivo cortar suas emissões de carbono em 40% até 2030, expandindo sua indústria de energia renovável, apostando no hidrogênio e na energia eólica *offshore*.

Por outro lado, em junho de 2021, sua estratégia energética assegurou que o país não está disposto a ceder quando se trata de explorar seus recursos de petróleo e gás, ao passo em que reconhece que a produção de seus campos deve declinar naturalmente em 65% até 2050. Nesse sentido, fica evidente que está ocorrendo uma busca por conciliar as fontes renováveis com a indústria de petróleo e gás, uma vez que esta é estratégica, não só para as economias desses países, mas também para a garantia de seus abastecimentos energéticos.

Em vista desses exemplos, de modo geral, pode-se constatar que o que está em jogo é a garantia da segurança energética. A União Europeia tem pela frente um enorme desafio: conseguir atingir as suas metas climáticas rígidas e atenuar as disparidades entre os estados-membros – com as particularidades e complexidades de cada país sendo devidamente contabilizadas –, ao mesmo tempo em que garante a segurança de seu abastecimento energético.

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E MODELO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO NO BRASIL*

William Nozaki**

Em 2015, o Acordo de Paris foi ratificado por 195 países consolidando uma posição global sobre a necessidade de enfrentamento das mudanças climáticas, do aquecimento global e de suas principais consequências.

O Brasil se comprometeu com uma meta de redução na emissão dos gases do efeito estufa de 37% até 2025 e de 43% até 2030. Para alcançar este objetivo o país assumiu algumas responsabilidades junto às Nações Unidas: (i) alcançar a participação de 45% de energias renováveis na matriz energética, (ii) aumentar a participação da bioenergia sustentável na matriz energética para 18%; (iii) obter 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico.

De acordo com a Empresa de Planejamento Energético (EPE), a matriz energética brasileira já é considerada uma das mais limpas do mundo. O consumo por fontes de energia se distribuiu da seguinte maneira: 34,3% de petróleo e derivados, 18% de derivados de cana de açúcar, 12,4% de hidráulica, 12,2% de gás natural, 8,8% de lenha e carvão vegetal, 7% de outras fontes renováveis, 5,3% de carvão mineral, 1,4% de nuclear e 0,6% de outras fontes não renováveis.

Embora o consumo de energias não renováveis seja maior do que o de renováveis, usamos mais fontes renováveis do que no resto do mundo. A soma de hidráulica, cana, lenha e carvão vegetal e

* Texto baseado nos artigos “A crise hidroenergética para além de suas causas naturais” e “A crise hídrica dificulta a vocação brasileira de produtora de energia limpa”, publicados originalmente no Canal MyNews, em junho de 2021.

** Professor de economia e ciência política da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (Ineep).

outras renováveis totalizam 46,2% de nossa matriz, quase a metade, enquanto na média mundial esse número cai para 13,8%.

O bom desempenho brasileiro se deve, sobretudo, ao fato de que a matriz elétrica do país é ainda mais renovável do que a energética, isso porque grande parte da energia elétrica gerada é oriunda de indústrias hidroelétricas, 64,9%. Além disso, temos um mix diversificado de outras fontes renováveis: 8,6% de eólica, 8,4% de biomassa, 1% de solar.

Nesse sentido, as duas primeiras responsabilidades energéticas assumidas pelo Brasil em Paris seguem administradas dentro das metas. A despeito disso, a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) não está sendo cumprida. Segundo o Relatório do Observatório do Clima, nos últimos anos o Brasil se tornou o quinto maior emissor de gases poluentes, respondendo por 3,2% das emissões globais e ficando atrás apenas de China (23,7%), EUA (12,9%), Índia (6,5%) e Rússia (4,2%).

Ao contrário desses países, no entanto, onde a emissão é provocada principalmente por atividades industriais, no Brasil as emissões estão ligadas à expansão da fronteira agropecuária, com desmatamentos, queimadas e pastagens respondendo por mais de 70% das emissões. Durante a pandemia, a queda na atividade econômica global tem provocado uma diminuição de cerca de - 7% na emissão de GEE, mas isso não vale para o Brasil. No país, o avanço do desmatamento da Amazônia e do Pantanal ignorou o coronavírus e estima-se que o país aumente em mais de 20% suas emissões.

Nos últimos anos, a priorização do modelo agropecuário exportador veio acompanhado também da intensificação da desindustrialização prematura no país. Um estudo recente do Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial (IEDI) mostra uma queda histórica na participação da indústria no PIB despencando de 21% em 1970 para menos de 12% em 2020. Entre 2015 e 2020 o Brasil perdeu 36,6 mil indústrias. No período de pandemia são cerca de 17 estabelecimentos industriais fechando as portas por dia.

No Brasil o papel indutor dos investimentos públicos e das empresas estatais sempre foi uma alavanca fundamental para o desenvolvimento produtivo. Mas o período recente tem sido marcado pela tônica das privatizações e desinvestimentos.

Em 2010, a Eletrobras realizava investimentos de cerca de R\$ 16,4 bilhões, em 2020 esse montante caiu para cerca de R\$ 3,2 bilhões. A falta de investimentos no maior parque hidrelétrico do país tem deixado o Brasil à mercê dos riscos hidrológicos, a baixa nos reservatórios coloca o país à beira de uma crise energética, com

aumento de tarifas e possibilidade de racionamentos e apagões, como o já ocorrido no Amapá. No caso da Petrobras, as decisões de desinvestimentos também têm retirado a petrolífera brasileira do setor de energias renováveis como biomassa, eólica e solar, vale dizer: na contramão do que tem realizado as principais empresas petrolíferas do mundo, além de sucatear termelétricas que têm papel relevante para o enfrentamento da crise hidroenergética que se avizinha. Nesse caso, a meta de ampliação da eficiência elétrica acordada em Paris, *lato sensu*, segue ameaçada.

Por todos esses motivos é importante destacar: o enfrentamento contra as mudanças climáticas e o aquecimento global torna-se cada vez mais urgente. No caso do Brasil, as medidas necessárias para uma descarbonização da energia devem passar não apenas pelo debate da transição energética, mas sobretudo pela discussão sobre o nosso modelo predatório de desenvolvimento econômico baseado no avanço da agroexportação, na reprimarização exportadora, na desindustrialização precoce e no desmonte do Estado.

BLOCO III

Estratégias empresariais para a transição energética

ESTRATÉGIA DAS GRANDES PETROLÍFERAS ESTÁ CONECTADA AOS PAÍSES DE ORIGEM*

Isadora Coutinho**

João Montenegro***

A estratégia de transição energética das grandes petrolíferas internacionais está alinhada principalmente a três fatores interligados: a dimensão das reservas de óleo e gás de seus países de origem; as estratégias energéticas desses países; e, mais recentemente, o nível da pressão social, política e financeira a que estão submetidas para diversificar seus portfólios e reduzir o impacto ambiental de suas atividades.

O primeiro fator está associado ao fato de que explorar e produzir óleo e gás no exterior implica em maiores riscos geopolíticos. Ligado a esse primeiro, o segundo fator traz à luz a conexão entre as empresas de petróleo e os objetivos dos seus países de origem, envolvendo questões como segurança energética e interesses geopolíticos.

As condições de exploração e produção das empresas nos países de origem se traduzem em particularidades nacionais dos Estados em questão, tais como dependência ou autonomia energética e capacidade de controle sobre as variáveis que influenciam o setor. Tendo isso em vista, os Estados utilizam essas empresas, sejam estatais ou privadas, como instrumentos ao delinear sua política energética e seus laços geopolíticos.

* Publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique Brasil*, em junho de 2021.

** Mestre em Estudos Estratégicos Internacionais pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

*** Jornalista especializado em petróleo e energia, pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e mestre em Economia Política Internacional pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

Em outras palavras, a depender da dimensão das reservas de óleo e gás em seus países de origem, há maior ou menor possibilidade de os Estados buscarem diversificar suas matrizes energéticas, o que acaba refletindo nos planos estratégicos das suas empresas de petróleo e gás.

Nesse sentido, o terceiro fator reflete, por um lado, a pressão política e do ambiente regulatório dos países de origem atentos aos seus quadros energéticos. Por outro, a crescente preocupação e mobilização de sociedades para conter as mudanças climáticas, levando investidores a exigirem ações concretas das empresas, como a adoção de métricas ESG (ambientais, sociais e de governança). Parte do movimento de descarbonização é, portanto, realizado visando manter o acesso a investimentos.

Assim, é natural que as *majors* europeias estejam na vanguarda da transição energética em relação às suas contrapartes nos Estados Unidos e Oriente Médio, com efetivo processo de diversificação de portfólio em curso. Como exemplo, os países de origem das empresas europeias – Holanda, Reino Unido e França – não contam com volume expressivo de reservas de óleo e gás. Mesmo a Noruega, que é menos dependente de importações de hidrocarbonetos, dispõe de um total de reservas provadas consideravelmente abaixo daquelas localizadas nos territórios norte-americano e de países como Arábia Saudita e Emirados Árabes Unidos.

A conexão entre as políticas energéticas dos países em questão e as estratégias empresariais para o impulso da transição energética fica assim evidente. O caso da anglo-holandesa Shell é ilustrativo. No final de maio, a Corte de Haia, na Holanda, determinou que a empresa deverá cortar em 45% suas emissões de CO₂ até 2030. Em resposta, o CEO Ben van Beurden disse que “a decisão não significa uma mudança, mas uma aceleração de nossa estratégia”¹.

Apresentado em fevereiro de 2021, o atual plano estratégico da Shell prevê que a participação do *upstream* no capex total da companhia cairá de 42% em 2020 para entre 25-30% a partir de 2025, enquanto gás integrado e petroquímica verão sua fatia cair de 43% para 30-40%. Em contrapartida, a área de comercialização, renováveis e soluções energéticas terá sua fração elevada de 16% para 35-50% dos investimentos totais.

Até 2030, a petroleira – que desenvolve projetos eólicos, solares, de biocombustíveis e hidrogênio em diversas partes do mundo

1 Disponível em: <<https://www.shell.com/media/speeches-and-articles/articles-by-date/the-spirit-of-shell-will-rise-to-the-challenge.html>>. Acesso em: 14 jun. 2021.

– pretende reduzir anualmente de 1% a 2% sua produção de óleo, dobrar a quantidade de energia elétrica vendida e operar 2,5 milhões de estações de recarga de veículos elétricos.

A britânica BP Energy planeja ampliar sua capacidade instalada de fontes renováveis de energia (sobretudo eólica *offshore* e solar) de 3,3GW em 2020 para 20GW em 2025 e 50GW em 2050.

Em relação a 2019, a companhia investirá US\$5 bilhões por ano em tecnologias de baixo carbono, incluindo bioenergia, hidrogênio e captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS).

E, até 2030, reduzirá sua produção de hidrocarbonetos em pelo menos 1 milhão de barris de óleo equivalente por dia (boe/d) ou 40% ante os níveis de 2019.

A francesa Total tem 7GW de empreendimentos de energia renovável em operação (80% solar e 20% eólica, sendo a maior parte na Índia), 5GW em construção (60% solar e 40% eólica, sendo a maior parte na Europa) e 23GW em desenvolvimento (90% solar, sobretudo na Índia).

No fim de maio, mudou seu nome para Total Energies, uma companhia que, além de petróleo e gás natural, produzirá biocombustíveis renováveis e eletricidade. A mudança veio três anos depois da norueguesa Statoil passar a se chamar Equinor, também com vistas a identificar-se como uma empresa de energia, para além de petróleo e gás natural.

Com projetos eólicos e solares na Europa, Estados Unidos e Brasil, a Equinor almeja chegar a uma capacidade instalada de geração de energia renovável de 4,6GW em 2026 e de 12-16GW em 2035.

O cenário é diferente nos Estados Unidos, principalmente após a revolução do xisto dos últimos anos. Tanto a ExxonMobil como a Chevron, por ora, centram suas iniciativas de transição energética na redução de suas emissões de gases de efeito estufa, sem metas claras de diversificação de portfólio.

Assentadas sobre enormes reservas de óleo e gás não convencionais (*shale* e *tight*), ambas manterão o petróleo e o gás como seu *core business*, enquanto realizam investimentos mais pontuais em outras fontes de energia e soluções de baixo carbono.

A Exxon conta com apenas 600MW (Megawatt) de renováveis em operação e está investindo no desenvolvimento de biocombustíveis, hidrogênio, captura de carbono e células a combustível.

Já a Chevron desenvolve, em parceria com a Algonquin Power & Utilities, 500 MW de projetos de energia eólica e solar nos Estados Unidos, Argentina, Cazaquistão e Austrália, e investe em biocombustíveis, CCUS, hidrogênio, armazenamento de energia e fusão nuclear.

Até 2028, planeja investir US\$ 2 bilhões em projetos de redução de carbono e US\$ 750 milhões em renováveis.

Diferentemente das europeias, ambas as empresas não aderiram ao compromisso de zerar as emissões líquidas de carbono até 2050.

No Oriente Médio, onde os países estão assentados em enormes reservas de petróleo, a transição energética está ainda mais distante. Em recentes declarações², os líderes da Saudi Aramco, Abu Dhabi National Oil Company e Qatar Petroleum deixaram claro que seguirão centrados no negócio de óleo e gás, limitando seus investimentos à mitigação das emissões de gases e, no caso das duas primeiras, à produção de hidrogênio.

Nesse sentido, aspectos relacionados à segurança energética a longo prazo e ao poder de influenciar o tabuleiro global do petróleo e gás natural são determinantes para as movimentações das grandes empresas petrolíferas em direção à transição energética, ao passo que são reflexos das políticas energéticas dos seus países de origem. Tendo isso em perspectiva, pode-se esperar aumento ou, ao menos, manutenção dos níveis de produção dos hidrocarbonetos pelas empresas do Oriente Médio, sem significativas mudanças de orientação estratégica. Seguindo na mesma linha, embora as empresas norte-americanas tenham sofrido maior pressão por acionistas para dedicarem maiores esforços à agenda climática, não há indícios de que haverá redução nos níveis de produção.

Contudo, mesmo algumas das europeias, como a Equinor e a Total, ampliarão sua produção de petróleo nos próximos anos: a Total elevará sua produção de 2,9 milhões de boe/d em 2020 e 2021 para 3,3-3,4 milhões de boe/d em 2025, enquanto a Equinor pretende ampliar sua produção em 3% ao ano até 2026. Já a BP e a Shell reconhecem que o petróleo e o gás seguirão relevantes na matriz mundial por décadas, cumprindo, inclusive, papel importante como fonte de receitas para investirem em tecnologias de baixo carbono³.

2 Disponível em: <<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/042821-saudi-sees-future-demand-for-its-oil-amid-aramco-share-sales-plan-crown-prince>>, <<https://qp.com.qa/en/MediaCentre/Pages/ViewNews.aspx?NType=News>> e <<https://www.adnoc.ae/news-and-media/press-releases/2021/low-carbon-oil-to-play-central-role-in-the-energy-transition>>. Acesso em: 14 jun. 2021.

3 Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2020.pdf>>. Acesso em: 14 jun. 2021. p. 14. Disponível em: <<https://www.shell.com/media/speeches-and-articles/articles-by-date/the-spirit-of-shell-will-rise-to-the-challenge.html>>. Acesso em: 14 jun. 2021.

EQUINOR AVANÇA EM RENOVÁVEIS, MAS SEGUE NA BUSCA PELO MELHOR MODELO DE INVESTIMENTO*

Rodrigo Leão**

A transição energética e a entrada das *majors* de petróleo na indústria de energia limpa são temas que têm motivado uma série de matérias e análises nos últimos tempos em diversos jornais e revistas especializadas pelo mundo todo. Embora seja uma discussão global, as petrolíferas ainda estão em busca das estratégias mais adequadas para ingressar nesse segmento, segundo seus objetivos de longo prazo e sua forma de enxergar o segmento de renováveis.

A norueguesa Equinor, que iniciou sua trajetória de preocupação com as questões climáticas ainda na década de 1990 por meio de projetos associados à captura e armazenamento de gás carbônico, tem alterado sua estratégia de atuação dos renováveis desde então.

De 1996 até meados dos anos 2000, por meio do projeto Sleipner, a petrolífera da Noruega injetou com êxito sete milhões de toneladas de gás carbônico a uma profundidade de mil metros dentro do aquífero salino de Utsira, localizada na região costeira do Mar do Norte. Essa foi praticamente a única medida da empresa em relação à pauta de energia limpa, ou seja, a ação da Equinor ficou restrita à “redução das emissões” naquele período.

Portanto, até os anos 2000, os esforços da empresa na agenda da mudança climática se concentraram na mitigação dos impactos negativos das atividades de exploração e produção de petróleo sobre o meio ambiente, principalmente no exterior.

* Publicado originalmente no Broadcast Energia, em agosto de 2020.

** Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

A partir de 2007, quando ocorreu a fusão da empresa com outra gigante do setor, a Hydro, a diretriz estratégica da Equinor para os renováveis passou por uma primeira mudança importante. Isso porque, à época, a Hydro tinha uma atuação mais abrangente em diferentes segmentos industriais, incluindo outras formas de energia. De certa maneira, a expertise da empresa norueguesa se mostrava uma vantagem competitiva para Equinor avançar nesse novo mercado.

Com isso, a Equinor adotou uma postura mais agressiva no segmento de energia limpa a partir do seu Plano de Negócios de 2008. Em vez de se preocupar quase que exclusivamente com a emissão de gases poluentes, a estatal norueguesa iniciou com mais vigor suas atividades em formas de produção de energia mais limpa.

A escolha foi ingressar em projetos de energia eólica *offshore* mediante a aquisição direta de participação em operações do setor. De acordo com informações da própria Equinor, até 2017 a companhia participava de três empreendimentos nesse segmento na Grã-Bretanha. No primeiro projeto, denominado Sheringham Shoal, que começou sua produção em 2011, a Equinor possui 40% do empreendimento. Nos outros dois (Dudgeon e Hywind Scotland), que iniciaram suas operações em 2017, a petrolífera norueguesa possui 35% e 75%, respectivamente.

A Equinor deve ampliar ainda mais suas atividades na eólica *offshore*, uma vez que outros projetos estão em construção. Ainda na Grã-Bretanha, a empresa é concessionária do projeto Dogger Bank (com uma participação de 50%) que pretende construir três parques eólicos, sendo que dois deles já devem começar a funcionar em 2024 e 2025. Na Noruega, a Equinor detém 41% do projeto Hywind Tampen, cujas atividades estão previstas para iniciar em 2022. Diferentemente do que ocorre na Europa, nos Estados Unidos, os noruegueses decidiram implementar sem parceiros o projeto eólico Empire Wind que deve fornecer até 9 mil megawatts até 2035 no estado de Nova Iorque.

Além da participação em projetos operacionais de parques eólicos, a Equinor incorporou à sua estratégia de inserção nas renováveis, a montagem de um fundo de *venture capital* em 2017. Esse fundo foi pensando para investir um valor de US\$ 200 milhões, durante o período de quatro a sete anos, em empresas de energia limpa. Segundo o professor da Inland Norway University, Trond Nilsen, o foco era mais especificamente apoiar os investimentos existentes em energias renováveis, abrir novas oportunidades de crescimento, bem como estimular o desenvolvimento de novas tecnologias e modelos de negócio.

A criação desse fundo marcou um novo reposicionamento estratégico da Equinor na indústria de energia limpa. Junto à operação direta em projetos de eólica *offshore*, a petrolífera começou a montar fundos e programas de financiamento em empresas de renováveis, adquirir participações de empresas nascentes com elevada capacidade inovativa (*startups*) e diversificar os segmentos de atuação para além da eólica.

Em 2018, a empresa inaugurou, junto com outras instituições, um programa denominado Equinor's Techstars Energy Accelerator que tem como objetivo fornecer financiamento a dez *startups* selecionadas a partir de recursos da Equinor, Techstars e Kongsberg, além de disponibilizar uma rede global de especialistas para acompanhar rapidamente seus negócios. No primeiro ano do programa, uma empresa do segmento de renováveis foi selecionada, a americana Ampaire. A empresa da Califórnia atua na construção de aeronaves elétricas mais verdes, mais silenciosas e menos dispendiosas de operar.

Ademais, a Equinor adquiriu uma participação de 50% do ativo de eólica *offshore* em Arkona na Alemanha, que é operado pela empresa alemã RWE desde 2019 e tem uma capacidade de 385 megawatts. Esse foi o primeiro projeto em que a companhia da Noruega se associou a uma *startup* do setor sem atuar como operadora.

No biênio 2018/2019, a petrolífera também investiu cerca de US\$ 200 milhões na aquisição de 15,2% da *startup* solar Scatec que possui projetos solares na América do Sul. Em 2018, a empresa iniciou suas operações do parque fotovoltaico em Apodi no Brasil, com capacidade de 162 megawatts e, em 2020, no parque fotovoltaico de Guanizul 2A na Argentina com 117 megawatts.

A Equinor pretende ser ainda mais agressiva em seus investimentos em renováveis. Segundo cálculos de um estudo coordenado por Ensiah Shojaeddini, de 2010 a 2018, a empresa gastou US\$ 2,5 bilhões com energia limpa, o que representou 1,8% do total do seu portfólio de investimentos, sendo a maior parte deles depois de 2017. Esse volume deve crescer significativamente até 2023, quando a empresa almeja investir US\$ 6,5 bilhões principalmente, mas não só, em eólica *offshore*. Neste segmento, além dos Estados Unidos e da Grã-Bretanha, a Equinor anunciou que deve investir no mercado polonês.

A trajetória da Equinor comprova que as empresas tendem a acelerar sua presença na indústria de renováveis, mas continuam em busca de um modelo mais adequado de inserção. E é natural que, neste processo, ocorram “idas e vindas”, alterações de estratégias e

A economia política dos hidrocarbonetos entre a pandemia e a transição energética

revisão de modelos de negócios. Os renováveis são importantes para o futuro da indústria de energia e da Equinor, mas ainda é cedo para prever como e em que ritmo isso vai ocorrer.

BP APOSTA EM *STARTUPS* PARA RETOMAR LIDERANÇA MUNDIAL NA GERAÇÃO SOLAR*

Rodrigo Leão**

Em agosto de 2020, a BP anunciou que pretende, até 2030, reduzir 40% sua produção de petróleo e gás natural e, ao mesmo tempo, multiplicar por dez seus investimentos em baixo carbono. Para alcançar esse objetivo, a petrolífera deve expandir seus negócios em renováveis, como na energia solar.

A atuação da BP no mercado solar começou há mais de três décadas. Mesmo assim, a companhia ainda busca um modelo mais adequado de se consolidar como um grande *player* do setor. Desde o final de 2016, quando adquiriu uma parcela da *startup* Lightsource (que agora se chama Lightsource BP), os investimentos da BP em energia solar passaram a ser realizados por essa *joint venture*. É, por meio da Lightsource BP, que os britânicos parecem orientar sua estratégia no mercado fotovoltaico, pelo menos a curto prazo.

Em 2019, os investimentos da BP em baixo carbono totalizaram US\$ 500 milhões, segundo informações da própria empresa. A meta para 2025 é alcançar algo entre US\$ 3 e 4 bilhões e, para 2030, US\$ 5 bilhões. Com esse aumento, a petrolífera almeja aumentar sua capacidade de geração de energia renovável dos atuais 2,5 gigawatts para 50 gigawatts em 2030. De acordo com a BP, grande parte dessa capacidade adicional de energia gerada deve vir da Lightsource. Em setembro de 2019, a *startup* anunciou que deve gastar US\$ 8 bilhões para gerar 10 gigawatts de energia solar já em 2023.

* Publicado originalmente no Broadcast Energia, em agosto de 2020.

** Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

Apesar do futuro aparentemente promissor, ainda é cedo para determinar que a estratégia da BP em renováveis tem como centro a energia solar e se isso vai ser consolidado por meio da Lightsource. Primeiro, porque a aquisição da *startup* aconteceu apenas há três anos e, segundo, porque empresa britânica tem um longo histórico no segmento de energia solar, com muitas “idas e vindas”, inclusive com momentos de saídas desse mercado.

A trajetória da BP em energia solar se iniciou, na primeira metade da década de 1980, quando formou *joint ventures* para a fabricação de módulos fotovoltaicos na Índia, na Tailândia e na Arábia Saudita. Esse movimento ganhou força no final dos anos 1990 pela definição de um plano de ação que visou ampliar os investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e em operações de renováveis, principalmente de energia solar. Nesse plano de ação ocorreu a compra da empresa Solarex em 1999, que era a maior fabricante de módulos fotovoltaicos do mundo na época. No começo dos anos 2000, a BP alterou o nome da Solarex para BP Solar e, a nova empresa, foi integrada ao negócio de Gás, Energia e Renováveis da BP.

Desde então, a empresa britânica acelerou seus investimentos em energia solar visando ampliar sua capacidade de fornecimento em escala global, principalmente na Califórnia onde concentrou a maior parte da sua expansão. Com essa estratégia, a BP Solar se estabeleceu como uma grande fornecedora de células fotovoltaicas nos anos 2000. Ao longo daquela década, a BP alavancou seu volume de vendas e investimento no segmento. Em 2004, passou a gerar o maior lucro nessas operações após 30 anos de mercado. Entre 2006 e 2010, a vendas de energia solar saltaram de menos de 100 megawatts para 325 megawatts. Naquele período, a empresa despendeu cerca de 6% (US\$ 4 bilhões) de seus investimentos com energias renováveis, grande parte em solar.

Essa expansão de investimentos e das vendas permitiu a consolidação de um modelo de negócio próprio, que possuía cerca de 1.700 funcionários e atendia não apenas aos mercados residenciais, mas também comerciais e industriais ao redor do mundo.

Todavia, em 2009, no seu Relatório Anual, a petrolífera britânica informou que, por conta da queda de demanda, os preços das vendas de módulos solares registraram quedas de 40%. Ao final daquela década, o setor voltou a apresentar resultados negativos, mesmo com a expansão das vendas. Foi isso que fez, segundo o Diretor Executivo da BP Solar à época, Mike Petrucci, com que a BP saísse do negócio solar em 2011:

os desafios globais tem impactado significativamente a indústria solar, tornando difícil sustentar retornos para a companhia no longo prazo. [...] Nós não conseguimos mais fazer dinheiro com a BP Solar. O setor se tornou commoditizado. Não há mais espaço para empresas especializadas.

A notícia na época levantou dúvidas sobre a postura da BP em relação ao segmento de renováveis, uma vez que o setor solar tinha sido o maior e o mais antigo investimento da empresa, com 40 anos de existência. Anos depois dessa saída, a BP reingressou no mercado, a partir de um novo modelo de negócios. Em vez de uma filial própria, a empresa apostou na aquisição de uma *startup* solar.

Em dezembro de 2016, a petrolífera britânica adquiriu 43% de participação da empresa Lightsource, por US\$ 200 milhões, uma *startup* de energia solar com os maiores projetos de desenvolvimento desse segmento na Europa. Em 2019, a BP anunciou que deve aumentar sua participação no capital acionário da companhia para 50%.

Até o final de 2019, a atuação da Lightsource BP estava concentrada somente na Europa, mas novos investimentos já têm sido direcionados para mercados fora do continente europeu. No Egito, a empresa fez uma parceria com a empreiteira local Hassam Allam para instalação de projetos solares com uma capacidade de gerar 100 megawatts. No mesmo período, foi anunciado um investimento de uma usina solar na Austrália com capacidade de 200 megawatts que terá como parceira a empresa Snowy Hydro. No Brasil, a Lightsource BP adquiriu um pacote de empreendimentos capaz de gerar 440 megawatts de energia solar em grandes projetos e 180 megawatts em projetos de pequeno porte.

Apesar disso, a internacionalização é relativamente recente e os projetos no exterior devem continuar representando uma fatia pequena da energia gerada pela Lightsource BP. Assim como esse processo, o retorno da BP em energia solar também foi recente, o que indica que há um longo caminho a ser percorrido para sabermos se, de fato, a petrolífera britânica será uma líder global no mercado solar.

DO LGN DO CATAR PARA A INDÚSTRIA DE ENERGIA GLOBAL: A INTERNACIONALIZAÇÃO DA QATAR PETROLEUM*

Rafael da Costa**

Rodrigo Leão***

A exemplo da Austrália, tema da última coluna escrita no Broadcast Energia, o Catar foi um dos países que teve a maior expansão na produção de gás natural na última década. O país do Oriente Médio será o tema das próximas duas colunas.

Desde o início deste século, a produção de gás natural do Catar cresceu enormemente, o que permitiu o forte aumento das exportações de líquido de gás natural (LGN) principalmente com destino à Europa e à Ásia. Entre as razões que explicaram esse processo, está a atuação da petrolífera do país, a Qatar Petroleum. Além do desenvolvimento da produção de gás natural no gigantesco campo denominado “North Field”, a estatal tem realizados inúmeros investimentos em infraestrutura logística e contratos de LGN para países importadores.

De 2009 a 2019, a produção de gás natural do Catar cresceu 92,7% (uma média de 8,5% ao ano), saltando de 92,4 bilhões de metros cúbicos (bmc) para 178,1 bmc. A taxa de crescimento das exportações de LGN, no mesmo período, foi ainda maior (106,9%). Tais exportações subiram de 51,8 bmc em 2009 para 107,1 bmc em

* Publicado originalmente no Broadcast Energia, em julho de 2020.

** Mestre em Ciências Sociais pela Universidade Federal de São Paulo (Unifesp), pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia (UFBA) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

*** Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

2019. Com efeito, mais de 60% de toda a produção de gás natural foi exportada sob a forma de LGN.

De acordo com dados da British Petroleum (BP), em 2019, mais de 2/3 das exportações foram para Ásia e outros 30% foram para o continente europeu. Na Ásia, os três maiores importadores de LGN do Catar foram, respectivamente, Coreia do Sul (15,3 bmc), Índia (13,2 bmc) e Japão (11,9 bmc), enquanto na Europa foram Grã-Bretanha (8,8 bmc), França (6,4 bmc) e Bélgica (4,6 bmc).

Boa parte dessa produção e exportação foi realizada pela Qatar Petroleum. Em 2019, além da produção dos 4,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed) de petróleo, a empresa produziu quase 104 bmc de LGN, o que representou mais de 97% de todo o gás produzido no ano passado. A estatal prevê, entre 2024 e 2026, impulsionar a sua produção para 6,5 milhões de boed e cerca 150 bmc, um aumento de aproximadamente 35% na produção global da companhia.

Para alcançar esse objetivo, a petrolífera anunciou recentemente um plano ousado de expansão. Para isso, a empresa está apostando em *joint ventures* com as gigantes ExxonMobil, Shell e Eni em projetos *offshore* na África e América Latina, na expansão da infraestrutura e em contratos de fornecimento de LGN na Europa.

Nos últimos anos, a Qatar Petroleum tem se mostrado atenta às recentes descobertas de reservas de petróleo e gás ao redor do globo e tem investido pesado em parcerias estratégicas com outras gigantes petrolíferas, especialmente a italiana Eni e a norte-americana ExxonMobil, como forma de expandir os seus negócios para além do Oriente Médio com a segurança operacional e financeira de grandes parceiros no Ocidente.

Em parceria com as duas empresas, a estatal do Catar tem desenvolvido projetos *upstream* na África desde o Marrocos, na região costeira de Tarfaya, até Moçambique, nas bacias de Angoche e Zambeze, além de outras *joint ventures* localizadas no Chipre, Congo, África do Sul e Omã.

No continente americano, a Qatar Petroleum anunciou em março deste ano que pretende investir nos Estados Unidos o equivalente a US\$ 20 bilhões nos setores de energia convencional e não convencional. Na América Latina, a petrolífera do Oriente Médio tem conquistado espaço na exploração de petróleo e gás natural por meio dos consórcios feitos entre Eni, ExxonMobil, Shell e CNOOC. No Brasil, por exemplo, a empresa já adquiriu, por exemplo, áreas de exploração no pré-sal da Bacia de Santos em parceria com a CNOOC no bloco Alto de Cabo Frio-Oeste e com a ExxonMobil no bloco de Titã.

Junto a essas ações, a Qatar Petroleum tem realizado investimentos com parceiros comerciais estratégicos de LGN na Europa, seja em contratos de longo prazo para fornecer o gás, seja para expansão da infraestrutura de terminais.

A ida da Qatar Petroleum para a infraestrutura europeia

Como observado, a Europa se tornou um mercado estratégico para as exportações de LGN do Catar. Numa região onde há elevada concorrência de outros fornecedores, como de Rússia e Trinidad e Tobago, a Qatar Petroleum tem sido um ator estatal fundamental para que o país possa se estabelecer e impulsionar sua posição de grande fornecedor europeu. Somente entre 2018 e 2019, as exportações de LGN do Catar para a Europa cresceram 42,5%, um aumento de mais de 10 bmc.

Na Bélgica, por exemplo, a Qatar Petroleum assinou, em 2019, um contrato de exclusividade para o fornecimento de LGN ao terminal de regaseificação de Zeebrugge para os próximos 25 anos, junto à empresa belga independente de transporte de gás natural Fluxys Belgium que é responsável pelo terminal. Nos termos do acordo, a Qatar Terminal Limited (QTL), uma subsidiária da Qatar Petroleum, subscreverá a capacidade total do terminal a partir da expiração dos contratos de descarga de longo prazo existentes e até 2044. Esse contrato garantirá, por um lado, uma demanda estável para o LGN da Qatar Petroleum e, por outro, assegurará o uso e os investimentos para o terminal belga até meados do século XXI.

Na França, segundo maior importador europeu de LGN do Catar, a estatal assinou um acordo semelhante para fornecer no terminal de Montoir-de-Bretagne da Elengy um volume superior a 4,0 bmc até 2035. Isso representa mais de 60% de todo o LGN exportado para o país europeu em 2019. A Elengy, uma unidade do grupo francês Engie, afirmou que, a partir de Montoir-de-Bretagne, a Qatar Petroleum poderá acessar novos mercados europeus, facilitando o fornecimento de LGN do Catar a clientes franceses e europeus.

Além dos contratos de fornecimento para terminais europeus em países onde a Qatar Petroleum já exporta LGN, a petrolífera também tem sinalizado a possibilidade de investir na infraestrutura de terminais a fim de abrir novos mercados de exportação.

Em 2018, a empresa iniciou conversa com as empresas alemãs Uniper e RWE sobre uma possível cooperação para a construção de um terminal de LGN na Alemanha. Na época, o diretor executivo da

Qatar Petroleum, Saad Sherida al-Kaabi, disse que havia possibilidade da empresa compor um consórcio de empresas responsável por realizar a obra.

Em resumo, a Qatar Petroleum está aproveitando a forte expansão da produção de gás natural no seu país visando: (i) internacionalizar a produção de petróleo e gás em grandes consumidores, como Estados Unidos, México e Brasil e, dessa forma, diversificar a origem e o atendimento de mercados; (ii) investir na infraestrutura e em contratos de fornecimento de LGN na Europa para aumentar sua inserção naquele continente, um dos grandes demandantes de gás natural do mundo.

Cabe ainda destacar que, por meio da indústria de gás, o Catar tem importantes relações com Japão e Coreia do Sul. As exportações de gás natural para esses países têm, como contrapartida, a realização dos investimentos da Qatar Petroleum na construção de navios na Coreia do Sul e em parcerias com a indústria petroquímica japonesa.

Como se nota, a estatal de petróleo do Catar mais do que uma grande produtora de gás no país e no exterior tem sido um “elo” fundamental da política de internacionalização econômico do país por meio de parcerias e realização de investimentos junto a grandes *players* globais.

TIMIDEZ DE EXXON E CHEVRON EM RENOVÁVEIS TERÁ RESISTÊNCIA DE ACIONISTAS VERDES*

Rafael da Costa**

Rodrigo Leão***

Nas últimas semanas, o mundo do petróleo foi sacudido com as notícias de rebeliões de acionistas climáticos nos conselhos de administração das duas maiores petrolíferas dos Estados Unidos, ExxonMobil e Chevron.

No final de maio, o fundo de investimentos Engine No.1 – um grupo de investidores formado por ativistas favoráveis à agenda climática – emplacou ao menos dois assentos no conselho de administração da Exxon, em uma coalizão com outros grandes acionistas da companhia, a exemplo do fundo BlackRock. Há a possibilidade de outra vaga também ser conquistada, a depender do resultado da assembleia anual de acionistas. Se confirmados, o grupo poderá ocupar 25% do colegiado, o que aumenta consideravelmente a capacidade e o poder de pressão sobre a direção da ExxonMobil no que diz respeito à sua estratégia climática.

Enquanto isso, na Chevron, a maioria dos acionistas se rebelou contra o conselho da empresa votando 61% a favor de uma proposta do grupo ativista holandês *Follow This* para forçar a petrolífera e suas subsidiárias a cortar suas emissões de carbono, desde as suas

* Publicado originalmente no Broadcast Energia, em junho de 2021.

** Mestre em Ciências Sociais pela Universidade Federal de São Paulo (Unifesp), pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia (UFBA) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

*** Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

operações até ao consumo de seus produtos (o chamado escopo 3). Embora a proposta não exija que a Chevron estabeleça um prazo ou montante definido de redução de emissões, o apoio esmagador dos investidores é um indicativo da pressão que essas empresas estão sentindo a favor de uma estratégia mais verde.

Os episódios recentes compõem mais um capítulo da longa história de idas e vindas das petrolíferas americanas com a questão climática. Isso porque tanto Exxon como Chevron apresentam trajetórias controversas nesse tema, ora apoiando e financiando iniciativas de energia limpa, ora criticando as organizações que enfatizavam o problema das emissões de carbono no aquecimento global. De maneira geral, porém, as petrolíferas americanas são muito menos agressivas do que as europeias e chinesas na entrada em segmento renováveis.

Desde os anos 1980, a postura da Exxon e outras petrolíferas americanas, antes preocupadas com a entrada em renováveis, se voltou quase que exclusivamente para a indústria de petróleo e gás natural. Isso porque, de um lado, os incentivos fiscais do governo americano voltados à geração de energia solar e eólica foram abruptamente cortados na gestão Ronald Reagan. De outro, os preços internacionais do barril de petróleo despencaram durante o período, o que fez com que as petrolíferas voltassem seus investimentos para os projetos de maior rentabilidade.

De lá para cá, a Exxon, outrora considerada a vanguarda na pesquisa sobre o aquecimento global transformou-se na líder em negação da mudança climática, opondo-se a regulamentações ambientais seja por meio do *lobby* governamental, seja por intermédio de publicidades que buscavam minar na opinião pública o consenso científico de que o aquecimento global é causado pela queima de combustíveis fósseis. Esse movimento da Exxon de rejeição à maior atuação em energia limpa também se observou em outras grandes petrolíferas americanas.

Um estudo coordenado por Ensieh Shojaeddini, que analisa os investimentos das *majors* em renováveis, mostra que o desempenho das americanas tem sido muito mais tímido do que de seus pares europeus. De 2010 a 2018, a Chevron e a Exxon investiram, cada uma, somente 0,2% do seu capex em renováveis, enquanto as europeias Total e Equinor aplicaram nesses segmentos 4,3% e 1,8%, respectivamente.

Esse movimento da Europa deve se aprofundar nos próximos anos. A francesa Total promete dedicar, até 2026, 20% do seu capex para o setor elétrico e de renováveis. Já as empresas americanas não

têm previsão de ampliar significativamente seus investimentos nessas frentes.

Na verdade, a “retomada verde” dessas empresas ocorreu nos últimos anos. A Exxon só voltou em 2010, quando a gestão da companhia decidiu investir em pesquisas de energia limpa, ao iniciar estudos sobre a viabilidade de biocombustíveis a partir de algas e micróbios do campo.

Nesse meio tempo, a Chevron também marcou o seu retorno para o tema dos renováveis, ao criar duas subsidiárias dedicadas ao tema (Chevron Energy Solutions e Chevron Technology Ventures). Entre 2006 e 2014, a empresa investiu em diversas *joint ventures* que iam desde biocombustíveis a projetos de energia solar e eólica, procurando assim experimentar e integrar tecnologias emergentes ao potencial de descarbonizar as operações comerciais básicas da petrolífera.

Em 2016, como mostra recente matéria do Broadcast Energia¹

a gigante do setor petróleo Chevron fez uma parceria com a Novvi, sediada na Califórnia, que se dedica ao desenvolvimento, produção, comercialização e distribuição de óleos básicos de alto desempenho de fontes renováveis em 2016. Um dos negócios da Novvi é a produção de bens, incluindo combustíveis, a partir de qualquer açúcar vegetal. Atualmente, a empresa utiliza como matéria-prima a cana-de-açúcar brasileira cultivada de forma sustentável.

As iniciativas nessa frente, principalmente da Chevron, se resumem à busca de sinergia entre o refino de petróleo com biocombustíveis e alguns investimentos em *startups* de energia limpa. Todavia, não há um projeto mais ambicioso de expansão em ativos da indústria solar ou eólica, o que reflete no capex ainda ínfimo para o segmento de renováveis como um todo.

No caso da Exxon, por exemplo, uma matéria do período NS Energy² destaca que a petrolífera “tem demonstrado muito pouco interesse em investir em tecnologias de energia renovável, sem orçamento ou escala de tempo planejados para projetos futuros”.

1 NUNES, F. Governo aposta nos biocombustíveis para a transição energética. **Broadcast Energia/Estadão**, Rio de Janeiro, 9 jun. 2021.

2 MURRAY, J. How the six major oil companies have invested in renewable energy projects. **NS Energy**, London, 16 jan. 2020.

Ao observar o histórico das petrolíferas americanas, portanto, ficam evidentes os motivos de preocupação dos investidores “verdes”. Em uma trajetória marcada por posições dúbias e investimentos aquém do desejável, Exxon e Chevron são exemplos de como a transição energética dependerá mais da pressão dos acionistas e dos governos do que pela própria iniciativa dessas companhias.

AS PETROLÍFERAS EUROPEIAS TÊM UMA VISÃO MUITO MAIS AMBICIOSA PARA OS RENOVÁVEIS*

Ana Carolina Chaves**

Nos últimos anos, a Petrobras deu início a um intenso processo de desinvestimento e venda de alguns de seus principais ativos na área de *midstream* e *downstream*. Desta forma, a estatal busca reduzir dívidas e se concentrar nas atividades de exploração e produção em águas profundas, principalmente nas reservas de pré-sal localizadas no Rio de Janeiro e São Paulo, na Região Sudeste.

Recentemente, o movimento ganhou especial impulso. Desde janeiro deste ano, a Petrobras anunciou a venda de sua participação majoritária na usina eólica de Mangue Seco II ao fundo de investimento FIP Pirineus por R\$ 32,97 milhões. Além do setor de energias renováveis, o Plano Estratégico 2021-2025 prevê a saída da Petrobras dos segmentos de transporte e distribuição de gás natural, assim como ativos de infraestrutura de processamento e refino.

A usina eólica de Mangue Seco II possui capacidade de 26 MW e fica localizada no município de Guamaré, no Rio Grande do Norte. A usina integra o Complexo de Mangue Seco, composto por um total de quatro usinas eólicas com capacidade instalada total de 104 MW. A negociação envolveu a venda de 51% da participação da Petrobras no parque eólico para a FIP Pirineus, que já era sócia da estatal, detendo 49% de participação na usina eólica de Mangue Seco II.

Para as demais usinas eólicas do Complexo de Mangue Seco, a Petrobras também anunciou contratos de venda assinados com empresas geridas pela Vinci Partners. No início deste mês, a Petrobras

* Publicado originalmente na CartaCapital, em abril de 2021.

** Pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep) e do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel).

concluiu a venda de sua participação de 49% da usina eólica Mangue Seco I por R\$ 44 milhões para V2I Energia, investida da Vinci Infraestrutura Gestora de Recursos.

Com a conclusão desta etapa do processo de venda de ativos, pode-se dizer que a Petrobras encerra sua participação em parques eólicos e seu processo gradual de desinvestimento no segmento de geração de energia limpa. Apesar disso, a estatal aponta o interesse de manter estudos e projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) no segmento de energias renováveis, possivelmente, na busca por medidas e ações de mitigação e redução dos impactos da energia fóssil.

Para justificar sua atuação tímida em renováveis, o último presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, dizia que havia muito mais discurso do que ações efetivas das petrolíferas na indústria de renovável. Castello Branco disse em entrevista, no final de 2019:

Tem gente que anuncia ser comprometido com energias melhores e tal, mas se formos ver as companhias europeias que focam no negócio de energia renováveis, a projeção da participação em suas receitas em 2030 é de 1%, no máximo 1,5%. Na prática, não é tudo isso¹.

Essa visão do presidente está calcada no que as petrolíferas fizeram até aqui, mas desconsidera os projetos futuros para o setor de renováveis. As companhias de petróleo da Europa, principalmente por meio da aquisição de *startups* e financiamento de novos projetos em renováveis, demonstram a pretensão de elevar significativamente a participação dos renováveis nos seus investimentos.

Algumas empresas têm sido até mais agressivas e avançado em projetos operacionais próprios na indústria de renováveis. A francesa Total anunciou que, em 2021, deve iniciar a operação da sua primeira usina solar de larga escala, localizada no Catar, capaz de produzir de 800MW a um investimento de US\$ 500 milhões, de acordo com matéria da Power Technology. Dados sistematizados pelo Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep), a partir das informações das petrolíferas, apontam que a Total pretende investir 15% em renováveis e a anglo-

1 NUNES, F. Petrobras descarta seguir rivais e investir em renováveis. **Estadão Conteúdo**, Rio de Janeiro, 3 ago. 2019. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,petrobras-descarta-seguir-rivais-e-investir-em-energia-renovavel,70002953185>>. Acesso em: 16 abr. 2021.

-holandesa Shell um pouco menos de 10% nos próximos anos. As duas empresas, entre 2010 e 2018, investiram, respectivamente, 4,3% e 1,3% nesse setor.

Apesar de possuírem trajetórias e estratégias distintas, as empresas europeias também têm dedicado grandes esforços para a descarbonização de suas atividades, visando adequá-las às condições de uma economia verde e de alcance das metas de zero emissões líquidas de carbono até 2050. Neste sentido, o planejamento estratégico destas empresas vem adotando como prioridade as energias renováveis e o aumento da segurança e eficiência energética.

As motivações destas empresas não se mostram apenas sob a perspectiva ambiental. Existe, cada vez mais, uma preocupação com o alinhamento de interesses de algumas instituições financiadoras e fundos de investimento verde, além do surgimento de novas tecnologias. Desta forma, empresas como a britânica BP e a norueguesa Equinor vêm aumentando investimentos em energias renováveis.

Todavia, apesar dos investimentos no segmento de renováveis, os planos estratégicos destas empresas europeias também apontam para a manutenção de esforços na exploração dos combustíveis fósseis. Observa-se que, atualmente, os investimentos em renováveis ainda são muito reduzidos frente aos direcionados para o setor de petróleo e gás. Mesmo assim, as promessas dessas companhias na atuação em renováveis são muito mais ambiciosas se comparadas às da estatal brasileira.

Portanto, até o momento, a Petrobras caminha em direção oposta às grandes empresas petrolíferas europeias, saindo de um escopo de atuação mais amplo na área de energia para se voltar unicamente à exploração e produção de combustíveis fósseis. Neste ponto, chama-se atenção aos riscos que envolvem a retirada da Petrobras de atividades estratégicas para a economia nacional, que passa ser ditada pelos interesses da atuação de empresas multinacionais privadas, distantes das reais necessidades de planejamento e desenvolvimento nacional.

ESTRATÉGICOS NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, GÁS E ENERGIA MÍNGUAM NA PETROBRAS*

João Montenegro**

APetrobras anunciou, em dezembro de 2020, a interrupção do desenvolvimento do projeto de adequação de infraestrutura da Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), localizada em Caraguatatuba (SP). A companhia explicou em nota, sem entrar em detalhes: “A decisão foi tomada devido à perda de atratividade econômica do projeto, avaliada à luz das premissas do Plano Estratégico 2021-2025”.

Com isso, a estatal cancelou todas as licitações associadas que atenderiam ao empreendimento, incluindo uma lançada em junho de 2020 para construção de uma unidade de processamento (UPGN) e duas de tratamento (UTGN) de gás natural.

Incluindo-se a UTGCA, cuja capacidade é de 20 milhões de metros cúbicos por dia (m^3/d), a Petrobras possui, hoje, dez unidades de tratamento/processamento de gás natural:

- UTGCAB, em Macaé (RJ), com capacidade para processar 25,160 milhões de m^3/d ;
- UTGC, em Linhares (ES): 18,1 milhões de m^3/d ;
- UTG Urucu, em Coari (AM): 12,2 milhões de m^3/d ;
- UTG Guamaré, em Guamaré (RN): 5,7 milhões de m^3/d ;
- UTG Atalaia, em Aracaju (SE): 3 milhões de m^3/d ;

* Publicado originalmente na Agência Ebpr, em março de 2021.

** Jornalista especializado em petróleo e energia, pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Incep) e mestre em Economia Política Internacional pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

- UTG Candeias, em São Francisco do Conde (BA): 2,9 milhões de m³/d;
- UTGSul, em Anchieta (ES): 2,5 milhões de m³/d;
- UTG Catu, em Catu (BA): 2 milhões de m³/d;
- UTG Pilar, em Pilar (AL): 1,8 milhão de m³/d.

O plano estratégico da companhia para o quinquênio (PN 2021-25) prevê a conclusão da UTG de Itaboraí, na região metropolitana do Rio de Janeiro, entre 2021 e 2022. A nova planta terá capacidade para processar 21 milhões de m³/d de gás.

A unidade é um resquício do antigo projeto do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), que, originalmente, consistiria em uma refinaria e uma planta petroquímica. Após quase 15 anos de obras intermitentes, o empreendimento passou a se chamar polo Gaslub Itaboraí, restringindo-se a uma fábrica de lubrificantes e uma possível usina termoeétrica.

O diretor de Refino e Gás Natural da Petrobras, Rodrigo Costa Lima e Silva, durante coletiva de imprensa no dia 25 de fevereiro de 2021, disse:

Nosso plano estratégico corrente prevê uma unidade de hidrocraqueamento catalítico e uma nova planta de lubrificantes avançados no Gaslub. Quanto à parte termelétrica, isso está em fase preliminar de estudos. Então estamos avaliando sua viabilidade visando a participações em leilões de energia regulado.

O PN 2021-25 contempla apenas uma outra expansão de capacidade na área de gás e energia: do terminal de regaseificação da Baía de Guanabara (RJ), de 20 milhões de m³/d para 30 milhões de m³/d.

Assim, ao final do período, a Petrobras planeja ter capacidade de regaseificação total de 50 milhões de m³/d, considerando-se ainda o terminal da Baía (TRBA, com 20 milhões de m³/d), que está em processo de arrendamento, mas limitado a 120 dias após assinatura do contrato.

A expectativa é que o terminal de regaseificação de Pecém (CE) seja desativado ou vendido, uma vez que sua capacidade, de 7 milhões de m³/d, não é considerada no ano de 2025 no PN 2021-25.

No mais, a Petrobras pretende, no quinquênio, sair dos segmentos de transporte e distribuição de gás natural, com a conclusão da venda da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), da Transpor-

tadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), da Gas TransBoliviano (GTB), da Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB) e da Gaspetro, além dos ativos de infraestrutura de processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e escoamento de gás de Guamaré (RN).

Os desinvestimentos da Transportadora Associada de Gás (TAG) e da Liquigás foram concluídos em 2019 e dezembro de 2020, respectivamente.

Também estão previstas alienações dos gasodutos de escoamento *offshore* Rotas 1, 2 e 3, da Araucária Nitrogenados (Ansa) e da Unidade de Fertilizantes (UFN) III.

Já o parque termelétrico da Petrobras será reduzido de 17 para dez usinas próprias, passando de 6,6 GWm (gigawatts-médios) para 4,3 GWm de capacidade de geração.

O capex da Petrobras para a área de gás e energia neste quinquênio será de US\$1,1 bilhão ou 2% do investimento total no período, de US\$ 55 bilhões. O plano anterior (2020-24) previa capex para o segmento da ordem de US\$ 2,3 bilhões, o correspondente a 3% do total (US\$ 75,7 bilhões).

A maior parte dos investimentos (60%) será destinada às obras da UTG de Itaboraí, que estão a cargo do consórcio sino-brasileiro Kerui-Método. Outros 22% irão para térmicas, principalmente para upgrades de turbinas a gás e modernização no sistema de controle e partida das plantas; 7% para escoamento e 11% para outras atividades.

Com a contínua redução do capex e os desinvestimentos em gás e energia, os quais estão em linha com os compromissos assumidos pela companhia no termo de compromisso de cessação (TCC) assinado com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) em 2019, a Petrobras verá seu market share no mercado de gás brasileiro cair dos 86% atuais para 50-55% em 2025.

A aposta do governo brasileiro é que, na medida em que a estatal reduzir sua pegada nos segmentos de transporte e distribuição de gás, novos *players* serão atraídos, ampliando a competição e baixando o preço do energético ao consumidor final.

Tal premissa é, contudo, questionável. Em artigo publicado em dezembro de 2020, o pesquisador do Inep, William Nozaki, apontou que a venda da Liquigás para o grupo formado pela Copagaz e Itaúsa poderá, na prática, romper um oligopólio encabeçado pelo capital estatal para dar lugar a um oligopólio dirigido pelo capital privado. Nozaki afirmou:

A consolidação de um oligopólio exclusivamente privado no setor não interfere sobre o aumento crescente da participação da revenda no preço do gás ao longo dos últimos anos, de modo que a medida não diminuirá o preço ao consumidor final¹.

Será preciso que o CADE atente para que essa oligopolização privada tampouco ocorra no caso da Gaspetro, subsidiária por meio da qual a Petrobras é sócia em 20 das 27 distribuidoras de gás do país e cuja participação remanescente, de 51%, pretende vender – e a Cosan, dona da Comgás, pretende comprar.

A japonesa Mitsui, que comprou 49% da empresa, está avaliando vender sua fatia.

O fato é que, enquanto a Petrobras desinveste em gás e energia, petroleiras privadas estão apostando nessa área que é absolutamente estratégica no âmbito da transição energética.

A brasileira Eneva comprou o campo de Azulão e lidera a disputa pelo polo Urucu, no Amazonas. Em Azulão, vai replicar o modelo gas-to-wire muito bem-sucedido na Bacia do Parnaíba; em Urucu, poderá controlar o maior polo produtor onshore do país, responsável pelo suprimento de gás em Manaus.

Majors como a BP, ExxonMobil e Shell também vêm se posicionando por aqui. A primeira é parte da *joint venture* Gás Natural Açú (GNA), com a Prumo Logística e a Siemens, que está construindo um complexo de usinas termelétricas (UTES) no Porto do Açú (RJ), e está no projeto da UTE Nossa Senhora de Fátima, que será construída em Macaé (RJ), em parceria com a Eneva.

A norte-americana ExxonMobil é, por meio da Ocean (*joint venture* com a Qatar Petroleum), fornecedora do GNL que abastece a UTE Porto de Sergipe, em Barra dos Coqueiros (SE) – empreendimento das Centrais Elétricas de Sergipe (Celse) que começou a operar em 2020.

Já a anglo-holandesa Shell é parte do consórcio que constrói, em Macaé (RJ), a termelétrica Marlim Azul, que será abastecida por gás natural extraído no pré-sal pela anglo-holandesa.

Na prática, será um empreendimento verticalizado, com uma mesma empresa produzindo, escoando, gerando e vendendo energia, tendo em vista que a Shell assinou, recentemente, acordo com a Petrobras para compartilhar os gasodutos Rotas e está desenvolvendo

1 NOZAKI, W. Privatização da Liquigás: defesa da concorrência ou promoção do oligopólio privado?, **Artigo**, INEEP, 1 dez. 2020.

um modelo integrado em energia elétrica no país, com foco em geração e comercialização.

Em *A Dinâmica do capitalismo* (1987), o historiador francês Fernand Braudel observa que o capitalismo se caracteriza por forte intervenção estatal e por uma lógica essencialmente antimercado.

Trata-se, segundo o autor, de uma zona de “alto lucro” marcada por práticas nada liberais, como a trapaça, manipulação, fraude e violência com o intuito de eliminar a concorrência.

Será necessário dizer que esses capitalistas [...] têm mil formas de trapacear no jogo a favor deles, pela manipulação do crédito, pelo jogo frutuoso das boas contra as más moedas [...], têm a superioridade da informação, da inteligência, da cultura [...]. Enfim, e pela massa de seus capitais [...] estão em condições de preservar seus privilégios e de se reservar os grandes negócios internacionais².

Cabe às autoridades brasileiras avaliar o que é mais interessante ao país: controlar atividades estratégicas via estatais ou deixá-las sob domínio de multinacionais sem compromisso com o desenvolvimento nacional.

Quanto à Petrobras, é recomendável que a companhia avalie estrategicamente o papel que o gás natural terá em seu portfólio a médio e longo prazos, viabilizando o escoamento *offshore* e encontrando soluções de comercialização.

O plano de instalar uma termelétrica em Itaboraí (RJ) é um bom sinal, mas parece pouco ambicioso para uma companhia que, em 2020, detinha 215 bilhões de m³ em reservas provadas de gás.

2 BRAUDEL, F. *A Dinâmica do Capitalismo*. Rio de Janeiro: Editora Rocco, 1987. p. 39.

BLOCO IV

Pandemia e preço internacional do petróleo

HÁ UM PREÇO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO? FINANCEIRIZAÇÃO E COMBUSTÍVEIS*

José Sérgio Gabrielli**

A ciranda financeira de aplicações apostando contra as variações de preços ainda não definidos, atraindo recursos de outros mercados com aplicações mais tradicionais, foi possibilitada por mudanças regulatórias importantes. Estas reduziram os controles das aplicações, tanto dos fundos de pensão e outros investidores institucionais, que geralmente se mantinham distantes dos mercados de *commodities*, considerado muito arriscado, como dos bancos que passaram a operar com gigantescas taxas de alavancagem.

Agora, no início dos anos 2020, vivemos uma outra transformação no mercado de petróleo, de contornos ainda indefinidos, com uma grande contração da demanda que limita a lógica rentista dos seus preços, aumentando a importância dos seus custos, assim como uma crescente militância de fundos financeiros, querendo se afastar da exposição ao setor, fugindo de um risco de desvalorização dos ativos no futuro, se a transição energética se acelerar.

Os aplicadores em ações esperam dividendos e crescimento das empresas, os aplicadores em renda fixa esperam um fluxo regular de rendimentos com regras predefinidas. Os aplicadores em contratos futuros¹ de petróleo esperam ganhar com as diferenças entre

* Publicado originalmente no Le Monde Diplomatique Brasil, em março de 2021.

** Ex-presidente da Petrobras e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

1 Definidos como contratos entre duas partes, geralmente entre o detentor do título e a Bolsa em que ele é transacionado, sobre um ativo subjacente, a ser entregue numa data futura (vencimento), por um preço previamente acordado (preço futuro). Podem ser transacionados até o vencimento com terceiras partes e não necessariamente precisam da entrega física no vencimento.

preços no tempo, entre diferenciais de tipos de petróleo e entre o produto e os derivados. O aplicador nos mercados futuros procura acertar sua aposta na direção dos preços, que ainda não existem e serão determinados somente no futuro.

Tanto as ações, como os *bonds*, são ativos financeiros, com valor intrínseco, – seja o *valuation* das companhias ou da qualidade do fluxo de caixa do *bond* – cuja propriedade é transferida com compras e vendas. Os contratos futuros do petróleo não. Eles não têm valor intrínseco, sendo muito mais apostas (*bet*) nos preços futuros, transferindo os riscos para os seus detentores.

Esse chamado “preço internacional do petróleo” tem, portanto, cada vez mais características financeiras, sem refletir diretamente as forças de oferta e demanda física do petróleo e dos derivados, como sonha a vã filosofia do senso comum.

A volatilidade dos preços alimenta os mercados financeiros. Apareceram os chamados *Wall Street refiners*, operadores do mercado que transacionavam volumes maiores de papeis do que o volume físico do produto. Cresce a utilização de *benchmarks* para marcar os preços dos contratos, mesmo que não tivessem qualquer relação com a troca física entre produtores e refinadores.

A maior parte das transações com contratos futuros não é realizada com o propósito de movimentar fisicamente a mercadoria, mas principalmente para fins de *hedging*, especulação ou investimentos financeiros. Surge inclusive um novo tipo de investidor: aquele especializado em índices de preços de *commodities*.

Os *Commodity Index Traders* (CIT) não diferenciam os preços específicos de cada *commodity*, fazendo seus movimentos em linha com o conjunto dos tipos de contratos que constituem o portfólio do índice. Nos primeiros anos do século XXI, pelo menos até a crise de 2008-2009, esses aplicadores dominaram a definição dos chamados preços internacionais, perdendo importância depois da crise, sendo substituídos pelos fundos especulativos da própria mercadoria petróleo, as ações das empresas petrolíferas e os papeis de dívidas emitidas por elas, privadas e estatais, com ou sem *investment grade*, lastreadas em fluxos de vendas futuras do produto, alterando completamente a estrutura dos *Exchange*, que deixaram de ser controlados por grandes produtores e consumidores de petróleo, para depender mais e mais das decisões dos bancos de investimento e fundos financeiros, com diferentes horizontes temporais para seus retornos e diferentes apetites para o risco.

Por sua vez, os conflitos entre os gestores das grandes empresas e grupos de acionistas sempre existiram e têm se intensificado

nos últimos tempos. De um lado, as pressões para resultados imediatos, com o máximo de pagamento de dividendos e redução das dívidas. De outro, a expansão das questões de sustentabilidade afetando as decisões, com ênfase nas questões de longo prazo, como investimentos na expansão de fontes renováveis de energia e as medidas de ESG (*Environmental, Social and Governance*), que trocam parte dos retornos de curto prazo por retornos sustentáveis de longo prazo.

A busca de retornos imediatos versus estabilidade do crescimento de longo prazo e as contradições entre sustentabilidade e rentabilidade são clássicos terrenos dessa disputa. Notem que não estou me referindo a controladores e minoritários, nem entre interesses privados e governamentais. Estou me relacionando com conflitos no horizonte dos investimentos e na melhor forma de chegar aos seus resultados.

O caso recente da troca do comando da Petrobras pode ser um exemplo desse tipo de conflito. Há aqueles que querem que a empresa se aproveite ao máximo dos ciclos de alta dos preços e amplie a sua parcela na apropriação da renda petroleira, mesmo que isso crie sérios problemas para seus consumidores e sustentabilidade de longo prazo. Há aqueles que querem reduzir investimentos, fiação a companhia, concentrando na produção de petróleo cru e surfar na elevação dos preços do produto primário, mesmo que em um momento posterior os preços também caiam.

Alguma história da internacionalização dos preços do petróleo²

Uma das características dos anos do pós-guerra foi a multiplicação da capacidade de refino, que cresce quatro vezes de 1950 a 1970, mudando radicalmente a localização das refinarias, que se deslocam das áreas produtoras para se aproximar dos mercados consumidores.

Além da relocação espacial, o refino sofreu uma outra mudança importante com a diminuição do controle das grandes companhias integradas, criando um mercado para compra e venda de petróleo para os refinadores sem produção própria.

2 Fortemente lastreado em trabalho ainda inédito: GABRIELLI DE AZEVEDO, J. S. **Mudanças dos sistemas de preços do petróleo**: crescente financeirização. Textos para Discussão. Working Paper. Rio de Janeiro: INEEP, 2021. 57 p. No prelo.

Nas décadas de 1960 e 1970, os países produtores, proprietários das principais estatais produtoras do mundo, passaram a utilizar seus níveis de produção como forma de influenciar os preços de transações com o petróleo, provocando os choques de preços de 1973 e de finais dos anos 1970. Ações de Estado eram definidoras dos preços.

As empresas privadas, com forte apoio de seus Estados e forças armadas, reagiram, buscando diversificar fontes de suprimento, investindo fortemente no Mar do Norte, no *offshore* em diversos países e em outras áreas para garantir acesso a novos recursos de hidrocarbonetos, em crescente demanda.

Outra forma de reação foi a consolidação de pontos de *Exchange*, para trocar contratos de curto, médio e longo prazo, com um forte componente financeiro que passou a determinar fortemente as cotações dos *benchmarks* internacionais. Os centros decisórios dos preços deixaram de ser o Texas, Oriente Médio, Venezuela, países produtores, deslocando-se para as bolsas de Nova York, Londres e mais recentemente de Shanghai.

As negociações financeiras dos contratos futuros, que nunca se transformaram em movimentação física de petróleo, passaram a ser muitas vezes maiores do que a entrega dos barris produzidos aos seus consumidores.

O mundo do petróleo do final do século XX e início do XXI era muito diferente do que predominava no século anterior. As grandes reservas e a grande produção estavam sob o controle das empresas estatais, com as grandes empresas privadas associadas a essas, e o refino se diversificava perto dos mercados consumidores nos Estados Unidos e nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE).

A capacidade de refino instalada na América Latina, África, Ásia fora do Japão e Coreia e no próprio Oriente Médio é inferior às necessidades de consumo doméstico desses países, tornando-os potenciais mercados importadores dos derivados produzidos nos países ricos, não produtores de petróleo.

É o predomínio do velho modelo de deslocar a produção primária para os países periféricos, adicionar valor nos países centrais e exportar os produtos processados de volta para os pobres da periferia.

Nos tempos do domínio das Sete Irmãs e mesmo durante os anos iniciais da força dos países da Opep, os contratos spot, em que vendedores e compradores independentes, geralmente não integrados, realizavam transações específicas, sem contratos longos, eram

raros, mas começaram a crescer, com o avanço da produção internacional fora das Sete Irmãs e com a pulverização de refinarias não integradas com a produção *upstream*.

Preços do petróleo e margens do refino: preço do consumidor final

O petróleo não é um produto homogêneo, nem as refinarias têm as mesmas unidades de processo, dando um mix de produtos diferentes. Os petróleos diferem por várias características, sendo as mais importantes a densidade e o teor de enxofre. Petróleos mais pesados exigem refinarias mais complexas para produzir derivados mais leves e petróleos mais ácidos exigem unidades de processo para evitar corrosão e poluição, contraindo, em ambos os casos, as margens dos refinadores, que se ajustam na precificação da matéria-prima.

Os mercados de derivados de petróleo apresentam estruturas industriais distintas, com graus de concentração diferenciados e com precificações no varejo diferentes em cada região, tipo de produto, estação do ano e fase do ciclo econômico.

Os movimentos dos preços dos derivados e do petróleo cru, apesar de manterem uma certa relação com os ciclos dos preços do petróleo cru, não são simétricos nas fases dos seus ciclos.

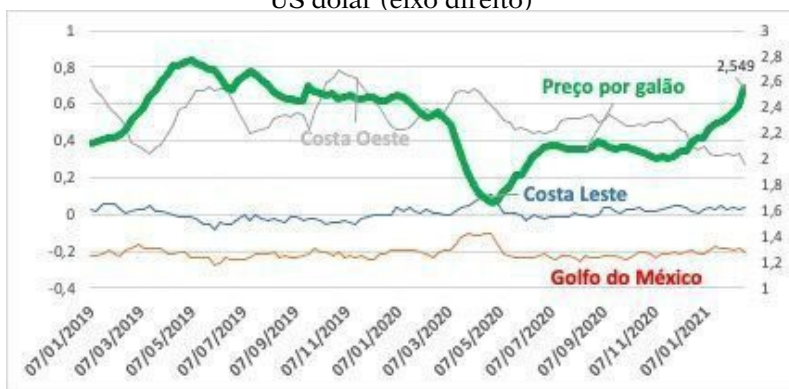
A Figura 1 ilustra as diferenças dos preços da gasolina no varejo dos postos norte-americanos nas Costas Leste e Oeste e no Golfo do México em relação à média de preços nacionais nos Estados Unidos, mostrando que há maiores flutuações na Costa Oeste, onde os preços são sistematicamente mais altos do que no Golfo do México, onde eles são sistematicamente menores do que a média nacional. Não há um comportamento simétrico dos preços nas regiões e na média nacional, com uma certa estabilidade nas diferenças regionais, mesmo com a elevação dos preços que ocorreu no segundo semestre de 2020.

Uma das explicações para as diferenças estruturais dos preços no varejo é a política tributária dos estados, especialmente motivadas por razões ambientais, com o Golfo do México mais protetora dos combustíveis fósseis, enquanto na Califórnia e Costa Oeste há restrições a esses combustíveis aumentando os custos dos derivados nas bombas de gasolina.

O importante a destacar é que os preços para os consumidores finais de gasolina não seguem instantaneamente as variações dos preços do petróleo internacional, que é o principal componente da

explicação das variações da média dos preços nacionais. No início da pandemia, os preços para os consumidores finais na média nacional caíram bastante sem que isso se refletisse nas maiores regiões consumidoras, que aumentaram suas diferenças com os preços de outras regiões. Na subida dos preços, ao final de 2020, também as diferenças regionais não se alteraram significativamente, apesar da queda consistente das diferenças dos preços da Costa Oeste, em relação à média do país.

Figura 1. Diferença dos preços da gasolina na bomba entre o Golfo do México, Costa Leste e Costa Oeste dos EUA em relação à média dos preços nacionais. Jan. 2019-Fev. 2021. Preço por galão EUA em US dólar (eixo direito)



Fonte: IEA, 2021.

Para fins de ilustração, também a Figura 2 apresenta os preços da gasolina nas bombas, no final de fevereiro de 2021, convertidos em dólares americanos de alguns países, levantados pela consultoria Global Petrol Prices³.

A diferenciação dos preços da gasolina nas bombas dos postos dos países é muito grande, mesmo dentro de cada continente. Na África, a República Centro Africana tem os maiores preços e Angola os menores. Na Ásia, os extremos são ocupados por Hong Kong e Malásia, enquanto na Europa os recordistas de preços altos são a

3 A amostra original conta com dados de 167 países, mas aqui são apresentados dados daqueles 15 países com preços mais altos de gasolina nas bombas e os 15 de preços mais baixos da amostra acima referida. Disponível em: <https://pt.globalpetrolprices.com/gasoline_prices/>. Acesso em: 25 abr. 2021.

Holanda e Noruega, com o menor preço no Cazaquistão.

Na América do Sul e Central, os preços da gasolina variam de quase dois litros de gasolina brasileira⁴ em Barbados, até quase nada (0,02) na Venezuela. A dispersão continua na América do Norte entre 1,25 litros no Canadá e 0,88 litros nos Estados Unidos.

Há uma coincidência dos preços baixos ocorrerem principalmente em países produtores de petróleo, ainda que eles estejam também em alguns países de preços altos, especialmente na Europa que utilizam da tributação para reduzir o consumo de combustíveis fósseis, numa aceleração da transição energética. É o caso da Noruega e Dinamarca, por exemplo.

Na Figura 2 também são apresentadas as posições ordenadas dos países em termos da produção de petróleo mundial e da capacidade instalada do refino em 2019. Verifica-se que entre os países com preços mais altos nas bombas não há nenhum dos 14 maiores produtores de petróleo, nem esses países apresentam capacidade de refino acima dos primeiros 13 maiores refinadores do mundo, com sua maioria se concentrando nas faixas mais baixas da ordenação por capacidade de destilação dos seus parques de refino. Entre os países com preços mais baixos, encontram-se muitos produtores de petróleo e refinadores, em maior proporção do que entre os países de preços mais altos.

Figura 2. Dados de preços de gasolina no varejo em 22 de fevereiro de 2021 em alguns países, ordenados por sua produção de petróleo e continentes. Países com os maiores preços e menores preços de gasolina no varejo

Países	Preço US\$ p/L	Continentes	Ordem na		Países	Preço US\$ p/L	Continentes	Ordem na	
			produção Mundial	Refino Mundial				produção Mundial	Refino Mundial
	As 15 mais caras					As 15 mais baratas			
Hong Kong	2,424	Ásia Pacífico			Iraque	0,518	Oriente Médio	5	24
Rep. Centro-Africa	2,042	África			Malásia	0,495	Ásia Pacífico	27	31
Países Baixos	2,037	Europa		16	Quiruzbáste	0,490	Ex-URSS		
Noruega	1,996	Europa	15	49	Emir. Árabes	0,490	Oriente Médio	6	13
Dinamarca	1,917	Europa	46	67	Ecuador	0,464	AM S e C	29	68
Grécia	1,895	Europa		34	Nigéria	0,436	África	31	48
Finlândia	1,863	Europa		56	Turquemenistão	0,429	Ex-URSS	35	54
Itália	1,842	Europa	49	12	Catar	0,412	Oriente Médio	14	40
México	1,840	Europa			Cazaquistão	0,410	Ex-URSS	12	43
Portugal	1,835	Europa		51	Suécia	0,379	África	47	
Suécia	1,834	Europa		39	Kuwait	0,347	Oriente Médio	9	28
Islândia	1,822	Europa			Argélia	0,346	África	16	30
Israel	1,816	Oriente Médio		53	Angola	0,246	África	17	30
França	1,789	Europa		18	Jê	0,061	Oriente Médio	8	8
Mayotte	1,740	África			Venezuela	0,020	AM S e C	21	18
					Brasil	0,884	AM S e C	10	

Fonte: Global Petrol Prices, 2021.

4 Conversão dos preços em dólar em proporções do preço brasileiro de 0,844 dólares por barril em fevereiro de 2021.

Nessas circunstâncias é muito difícil falar de “um” preço internacional de gasolina. Há vários preços, refletindo as distintas estruturas tributárias, políticas de abertura dos mercados domésticos e relação entre produção e refino, além do grau de concentração industrial do setor.

Um outro elemento a ser considerado é o comportamento do *crack spread*, diferença entre preço de derivados e do petróleo cru, que influi nas transações de mercados futuros de derivados de petróleo. As refinarias privadas estão mais interessadas nessas diferenças do que no preço de paridade de importação dos seus produtos ou dos preços absolutos de sua carga a ser processada.

Os mercados financeiros oferecem vários papéis que possibilitam operações de *hedge* contra os riscos de variação dessas assimétricas mudanças dos preços dos produtos e do principal insumo. Um dos mais famosos é o 3:2:1 *crack spread*, que expressa a diferença do preço por barril de três contratos futuros de petróleo, dois de gasolina e um de diesel com baixo teor de enxofre, representando as relações físicas de uma refinaria típica nos Estados Unidos.

Um outro típico *spread* é a diferença entre o preço futuro da gasolina RBOB⁵ e o preço futuro do petróleo Brent. Os contratos futuros, negociados agora no início de março, apontam para julho de 2021 um elevado aumento desse diferencial, que poderá chegar a US\$ 17,11 por barril acima do preço do petróleo Brent. Em meados do ano passado, no auge da primeira onda da pandemia, esses contratos apontavam para meados de 2021 *spreads* para a gasolina em torno de US\$ 9 por barril.

Evidentemente que os preços dos mercados futuros não necessariamente se realizarão, mas representam as expectativas nesse momento para onde eles deverão se mover, nada apontando para uma redução.

Também é evidente que esse comportamento reflete de forma especial o que acontece no mercado dos Estados Unidos, não necessariamente se repetindo da mesma forma em todos os mercados de derivados do mundo.

Se, em cima disso se introduz a variação das taxas de câmbio e os custos de internação dos produtos para o mercado brasileiro, os impactos disruptivos desse choque de preços sobre o orçamento dos consumidores e estrutura de custos da economia serão dramáticos.

5 Reformulated Gasoline Blendstock for Oxygen Blending, uma corrente intermediária utilizada para produzir vários tipos de gasolina, antes de aditivos, indicador muito utilizado nos EUA.

O caso Petrobras: ações, política de preços e importações

As ações da Petrobras despencaram mais de 21% em um dia depois do anúncio da troca do CEO da companhia, mas se recuperaram de 8% no dia seguinte, antes da decisão sobre a sucessão empresarial, enquanto o Conselho de Administração estava reunido. Foram bilhões de reais que trocaram de mãos nas bolsas de valores. Nessa enorme volatilidade, muitos *intraday traders* fizeram fortunas.

Há denúncias de *insider information* que configuram fraudes, mas mesmo nas operações legais, muitos ganharam e outros perderam. Há notícias que os fundos de investimento *long biased* tiveram muito menores perdas do que aqueles que atuaram a curto prazo.

Um dos argumentos dos que defendiam a manutenção plena da Paridade dos Preços de Importação (PPI) era a possibilidade de a Petrobras aumentar seus lucros com uma apropriação ainda maior da renda petroleira, que determinaria os preços domésticos pelos preços internacionais, adicionados dos custos de internação, dando, portanto, oportunidade para os importadores de derivados realizarem suas operações, também capturando parte da renda, incluindo margens sobre sua infraestrutura logística.

Para os acionistas da Petrobras, os lucros se traduziriam em redução da alavancagem e aumento dos dividendos, valorizando as ações, com maiores compras de lotes nas bolsas. A entrada de capital estrangeiro na bolsa se daria essencialmente como um investimento especulativo, sem impactos diretos sobre o *funding* da empresa e sem efeitos diretos no investimento produtivo brasileiro. Uma festa para os que vivem de rendas financeiras.

Vamos aos fatos. Os prejuízos da Petrobras com uma suavização da curva de preços domésticos só ocorreriam se os preços de vendas dos derivados no mercado interno fossem inferiores ao custo dos produtos refinados, especialmente seus custos unitários por barril. A integração vertical do parque de refino da Petrobras e os investimentos já realizados para aumentar a capacidade de conversão, viabilizando o processamento de petróleo nacional, possibilitam a utilização de petróleo nacionalmente produzido, contabilizado a custos e não a preços internacionais, com uma potencial perda de oportunidades de ganhos, se a produção fosse destinada às exportações e se os preços internacionais dessem uma margem maior do que a venda dos derivados no país.

A suavização dos preços dos derivados *ex-refinery* estabiliza os ciclos de preços, harmonizando o fluxo de caixa da empresa em um mercado em que ela é praticamente, ainda que não legalmente,

monopolista. O aumento dos custos do petróleo exportado, por exemplo, com uma tributação maior, seria uma forma de estimular esse uso doméstico do petróleo nacional, aumentando a utilização da capacidade instalada das refinarias e reduzindo a dependência de custos de cargas processadas com o uso de petróleo nacional.

É claro que esse poder de monopólio real da Petrobras teria que ser contrabalançado por uma regulação que impedisse exageros por parte da companhia, principalmente nos momentos de subida dos preços, mas também na lentidão da queda dos preços. Isso não quer dizer que o ajuste instantâneo seja melhor do que o ajuste defasado.

Essa política pressupõe a integração vertical do refino e produção de petróleo e um certo isolamento do mercado doméstico das importações de derivados. A abertura total, com estímulos aos importadores de derivados, faz com que o teto do preço doméstico seja determinado pela PPI, tanto na alta, como na baixa dos preços aumentando a volatilidade no fluxo de caixa.

No caso da Petrobras, a venda das refinarias e também da sua infraestrutura logística de terminais e dutos, inviabiliza qualquer interferência nos preços, submetendo irremediavelmente os preços domésticos às flutuações internacionais dos preços do petróleo e dos derivados. Sim, porque as margens dos derivados – as diferenças entre os preços de venda e os custos do petróleo cru, antes da refinação – têm seus ciclos próprios, que dependem do clima, da situação geopolítica, de acidentes naturais e de condições logísticas dos vários mercados, variáveis completamente distantes dos movimentos da oferta e demanda de derivados no mercado nacional.

Os novos membros do Conselho de Administração e o general Silva e Luna terão desafios enormes de gerenciar o conflito distributivo da renda petroleira e as lógicas de retornos curto-prazistas ou sustentabilidade de longo prazo para a política de preços, que não pode ser separada da política de refino, de comercialização e de integração ou desintegração vertical da empresa, além da regulação das importações e exportações de petróleo e derivados. Não basta mudar o CEO.

MUNDO DO PETRÓLEO TAMBÉM NÃO SERÁ O MESMO APÓS A PANDEMIA*

José Sérgio Gabrielli**

A notícia surpreendeu o mundo. Em abril de 2020, os preços do barril de petróleo West Texas Intermediate (WTI), – óleo do tipo leve, que é negociado na Bolsa de Nova York e é referência para os preços nos EUA – ficaram negativos. Ou seja, o vendedor estava pagando para o comprador levar seu produto. Por trás disso estão tecnicidades das operações do mercado futuro de petróleo, os brutais efeitos da crise de demanda provocada pela Covid-19 e também os acordos nem sempre exitosos de reduzir a produção envolvendo os países da OPEP+ (grupo formado pela OPEP e outros onze países produtores liderados pela Rússia) e contrações do chamado grupo América+2 (EUA, Canadá, Brasil, Colômbia, Noruega e Reino Unido).

Além disso, a crise expôs também problemas do funcionamento do mercado de petróleo, principalmente na relação entre o mundo físico e o mundo financeiro. Na última semana, os detentores dos contratos do mercado futuro – no qual os compradores assumem hoje o compromisso de comprar petróleo no futuro, a um preço preestabelecido – com vencimento em maio, optaram por não receber o petróleo que tinham direito em função da escassez de estoque para armazená-lo.

Isso ocorreu porque esses contratos venceram, no dia 21 de abril, em condições muito desfavoráveis para os compradores. Dada à redução da capacidade de estoques, a oferta mundial – mesmo com os cortes de produção anunciados pela Opep+ – continua num pata-

* Publicado originalmente no El País, em maio de 2020.

** Ex-presidente da Petrobras e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Inep).

mar muito acima, tanto da demanda por petróleo, como da necessidade de processamento nas refinarias. A alternativa que restou para os operadores financeiros foi aceitar os preços negativos, minimizando assim suas perdas com as obrigações contratuais do mês de maio. Portanto, o que ficou negativo na verdade foi o preço de trocar o contrato vendido por comprado, e não os próprios barris físicos do petróleo. Uma das contradições entre o mundo financeiro e o mundo físico é essa: os contratos *open interest*, em que as transações ainda não foram completadas (antes da data do vencimento) envolvem volumes muitas vezes maiores que o volume físico transacionado diariamente, o que mostra como os preços do petróleo são determinados principalmente por fatores financeiros.

O contango [cenário em que os preços futuros são maiores que o preço atual de um produto] se acentuou. Nessa situação, vale a pena segurar os estoques físicos para vendê-los no futuro, a preços maiores. Esse desastre do mercado futuro abalou os mercados de ações. Empresas de petróleo foram especialmente penalizadas e algumas tiveram perdas enormes em seu valor de mercado. Algumas empresas médias do setor passam a ser alvos de aquisições hostis, o que pode indicar uma nova onda de fusões e aquisições envolvendo, inclusive, grandes empresas estatais, fundos soberanos e fundos abutres.

Esse derretimento dos WTI provocou reações dos grandes produtores globais de petróleo. A Rússia, mesmo que tenha aderido ao acordo Opep+, procura garantir mercado para o seu petróleo. Fornecedora de 2/3 do gás natural utilizado na Europa, seu interesse é principalmente evitar a competição dos carregamentos de gás natural liquefeito (GNL) de outros países, uma vez que a construção de novos gasodutos e terminais podem deslocar o produto russo do mercado europeu, abrindo novas fontes de suprimento para o continente. À leste, os russos buscam o mercado asiático, por meio do oleoduto ESPO de 4,2 mil quilômetros, que liga a Sibéria Oriental aos mercados do Japão, China e Coreia, pelo porto de Kosmino.

Essa ofensiva russa rumo aos mercados asiáticos preocupa especialmente os sauditas que, por conta disso, continuam apostando na guerra de preços. O Official Selling Prices (OSP) – a tabela de preços para venda do petróleo da Arábia Saudita com entrega em maio – diminuiu pela metade os preços em relação aos níveis de abril.

Quem se aproveitou desse cenário foram os chineses que aumentaram suas importações de petróleo recompondo suas reservas estratégicas. Apesar das refinarias chinesas, principalmente as estatais, trabalharem com contratos de longo prazo e, por isso, não poderem substituir facilmente os fornecedores, o país se prepara para

uma retomada do mercado de derivados a médio prazo e, ao mesmo tempo, auxilia a manutenção dos preços em patamares mais baixos no curtíssimo prazo.

Nos EUA, a depressão prolongada dos preços já provoca uma reação do sistema financeiro que começa a tomar o controle de petrolíferas que ficaram em extrema fragilidade financeira. Desde a queda dos preços de 2015, pequenos e médios produtores americanos do *shale gas* e *tight oil* aproveitaram as baixas taxas de juros e aumentaram seu endividamento, acreditando que a queda dos preços daquele ano seria temporária. As financeiras agora procuram manter a garantia dos fluxos de caixa dessas empresas, embora desprezem os investimentos necessários para a manutenção da produção física. A médio prazo, isso pode significar a destruição permanente das chances de retomada de produção, já que essas operações de exploração precisam manter uma pressão mínima em seus reservatórios para que eles continuem produzindo.

É certo que a queda conjuntural da demanda tende a afetar fortemente a produção dos EUA. O governo federal americano tem poucos instrumentos para intervenção doméstica. O principal deles é a imposição de tarifas alfandegárias às importações. Mas mesmo essa medida levaria ao acirramento da competição internacional pelos outros mercados, o que poderia alimentar ainda mais a queda nos preços. Já no âmbito dos governos estaduais, especialmente do Texas e de Oklahoma, há a possibilidade das agências estaduais reguladoras colocarem limites à produção. No entanto, são políticas que violam princípios fundamentais das políticas neoliberais de redução da intervenção estatal e por mais de quarenta anos estes instrumentos não são utilizados.

Essas movimentações de mercados e de países não deixam dúvida que surgirá um novo mundo do petróleo pós-Covid-19. Além de inevitáveis transformações do mercado físico e financeiro do petróleo, alguns estados nacionais serão fundamentais na reconstrução desse novo mundo do petróleo. De um lado, a disputa dos governos dos EUA, Rússia e Arábia Saudita, que aumentará durante e após a crise, ditará os rumos da oferta de petróleo em vez das forças de mercado e até da tecnoburocracia da Opep. De outro, a dinâmica e recuperação dos mercados vai depender ainda mais do que acontecerá com a China do que dos mercados da Organização para Cooperação e de Desenvolvimento Econômico (OCDE). As futuras decisões da indústria do petróleo ocorrerão, como sempre, na arena das disputas políticas entre as nações.

A VISÃO PROSAICA DO PRESIDENTE DA PETROBRAS SOBRE A “FLUTUAÇÃO PANDÊMICA” DO PREÇO DO PETRÓLEO*

José Luís Fiori**

Mahatma dos Santos***

No dia 10 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde diagnosticou a existência de uma pandemia de escala global que estava dando seus primeiros passos fora da China, onde havia sido identificada nos últimos dias do mês de dezembro de 2019. Em seguida, a suspensão quase automática da atividade econômica *urbe et orbi* provocou uma queda instantânea e imediata da produção, do emprego e do consumo, com um efeito em cascata mais rápido, acentuado e universal do que na grande crise econômica da década de 1930.

Como já é amplamente sabido, esta desativação instantânea da economia mundial teve um impacto gigantesco sobre a demanda do petróleo, provocando uma queda vertiginosa dos preços, que chegaram a ser negativos durante alguns dias: queda de 40,04% do preço médio do barril de petróleo no mês de março de 2020, seguida de nova queda de 29,23% em abril. Com isso, o valor do barril do petróleo desabou de US\$ 63,60, em fevereiro, para US\$ 23,34, no mês

* Publicado originalmente na CartaCapital, em abril de 2021.

** Professor titular do Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

*** Doutorando no Programa de Pós-Graduação em Sociologia e Antropologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e assistente de pesquisa do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

de abril do mesmo ano. Depois disso, apesar do agravamento da pandemia em todo o mundo, em particular nos Estados Unidos, que se transformaram no epicentro mundial de propagação da doença, os preços do petróleo se recuperaram de forma lenta e gradual durante todo o ano de 2020, com exceção dos meses de setembro e outubro, quando houve pequeno recuo de 7,16%, no primeiro mês e de 1,51% no segundo. Depois desta pequena flutuação negativa, os preços retomaram sua tendência ascendente, alcançando a casa do US\$ 50 no último mês do ano.

No início de 2021, vários estudos e análises feitas por consultorias privadas – Deloitte, Barclays Bank e Wood Mackenzie – e organizações internacionais e nacionais – Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e a Agência Internacional de Energia (EIA, em inglês) – evidenciaram o enraizamento social, político e geopolítico das decisões econômicas no setor de petróleo e gás (P&G) na variação dos preços do barril desde o início da pandemia global do coronavírus. Todas essas organizações apontam que a determinação dos preços internacionais dessa *commodity* ao longo de 2020 e nos dois próximos anos estará intimamente ligada aos efeitos da crise sanitária da Covid-19 e às condições geopolíticas e geoeconômicas do setor. Isto é, a capacidade controle do vírus (e suas novas variantes) e velocidade da vacinação; disputas geopolíticas em torno do petróleo, seja em relação ao nível de produção e à transição energética; e a incidência de eventos climáticos inesperados serão preponderantes para definir o nível dos preços do petróleo a médio prazo. Aquelas variáveis estritamente técnicas, tecnológicas, de gestão empresarial ou de mercado são consideradas secundárias.

Tais efeitos negativos, tanto da pandemia, como das condições geopolíticas e geoeconômicas, foram mitigados e permitiram uma lenta e gradual recuperação dos preços ao longo de 2020. Os avanços nas pesquisas de imunizantes ao vírus, a contenção relativa da velocidade de transmissão do vírus em alguns países e, principalmente, os ajustes estratégicos de alguns atores centrais na economia política do petróleo – os estados membros da Opep, os demais grandes estados produtores e consumidores de petróleo, e também suas grandes petroleiras estatais ou privadas – explicaram a recuperação os preços.

A Opep+ (os 13 membros da Opep acrescidos da Rússia e de outros grandes produtores), primeiro em abril, realizou um corte de cerca de 10% da oferta global de petróleo e, depois, em dezembro de 2020, repetiu a dose, com novo anúncio de corte de 500 mil barris/dia (MB/d) da oferta global, que caiu de 7,7 MB/d para 7,2 MB/d. Ade-

mais, nessa conferência de dezembro, a Opep+ anunciou que pretendia, em 2021, retomar de forma gradual a produção adicional de 2 milhões de b/d, condicionada a avaliações periódicas realizadas por todos os países membros em reuniões mensais. Em março de 2021, as medidas de contenção da oferta, aplicadas em janeiro e fevereiro, a despeito de pressões da Rússia, foram prorrogadas até pelo menos o mês de abril de 2021.

Durante o ano de 2020, e, em particular, depois do mês de abril, logo no início da pandemia da Covid-19, pesaram decisivamente para a lenta, mas regular retomada dos preços do petróleo, em 2020, o controle chinês da epidemia e sua recuperação econômica, que fez da China o único país do mundo com crescimento médio positivo de 2,3% do PIB.

Já no final do ano, a vitória democrata de Joe Biden, nos Estados Unidos, criou uma imediata expectativa de vacinação massiva e controle da pandemia americana, com a retomada e recuperação de sua atividade produtiva – o mesmo devendo ser dito com relação aos países-membros da União Europeia. Além disso, a vitória do democrata criou a expectativa de afrouxamento das sanções impostas ao Irã e à Venezuela, o que permitiria aumentar a oferta global do óleo para atender ao crescimento previsto da demanda, sem que fosse necessário elevar o nível dos preços muito acima de onde estavam logo antes do início da pandemia e da crise econômica de 2020. Ao mesmo tempo, os principais analistas do mercado financeiro e de petróleo apostaram na retomada da produção dos países da Opep+. Por isso, o Morgan Stanley e várias outras agências e analistas do mercado petrolífero previram uma estabilização ou possível queda do preço do barril do petróleo, até o segundo semestre de 2021, em torno de US\$ 50 ou US\$ 55.

Assim mesmo, para surpresa dos analistas e de suas previsões estabilizadoras, entre os meses de dezembro de 2020 e fevereiro de 2021, o preço do óleo deu um salto de quase 35%, chegando a US\$ 73,38 nos primeiros dias de março, nos mercados asiáticos. Logo em seguida, recuou 1,6%, indo para US\$ 68,24, e tudo indica que possa se estabilizar neste patamar, caso não ocorram novas surpresas sanitárias e “solavancos geopolíticos” característicos deste mercado estratégico que opera de forma completamente diferente de outros mercados industriais.

Que fatores poderão ter alterado esta rota de subida regular do preço, com um solavanco que o elevou acima dos US\$ 70 no início deste mês de março? Uma soma de decisões e acontecimentos que não estavam computados nos modelos de análise e previsão

utilizados pelo “ainda presidente” da Petrobras que costuma falar do “mercado do petróleo” como se estivesse fazendo uma análise microeconômica do “mercado de bananas”.

Do lado sanitário e político: i) a rápida desaceleração do contágio nos Estados Unidos depois da posse de Biden, somada à aprovação, pelo Congresso americano, de um pacote de estímulo econômico no valor de US\$ 1,9 trilhão, elevando para US\$ 5 trilhões os gastos em programas de ajuda econômica contra a pandemia, valor equivalente a 25% do PIB americano; ii) o pacote econômico da mesma natureza – no valor de € 750 bilhões – que foi aprovado pelo parlamento europeu como ajuda aos países mais atingidos pelos efeitos sanitários e econômicos da pandemia; iii) e, finalmente a previsão de um crescimento de 6,5% da economia chinesa em 2021, que deve ter impacto em toda a região asiática, cujo controle da pandemia ocorreu de forma mais eficiente limitando seu contágio econômico.

Também pesaram na aceleração imprevista do preço do petróleo nos dois primeiros meses de 2021, alguns acidentes de percurso e alguns acontecimentos geopolíticos de efeito instantâneo, sem que haja nenhuma hierarquia de importância nesta lista onde se incluem:

1. a onda de frio e a queda da produção de petróleo do estado do Texas, nos Estados Unidos;
2. as baixas temperaturas, principalmente no Japão e no Sudeste Asiático, que fizeram a demanda por energia da região crescer excepcionalmente no início de 2021;
3. o ataque dos rebeldes Houthis do Iêmen ao porto de Ras Tanura, utilizado pela Arábia Saudita para exportação do seu petróleo;
4. os ataques de origem ainda não identificada contra instalações petroleiras no território da Síria;
5. a perda da confiança dos analistas e investidores com relação à possibilidade de relaxamento das sanções americanas contra o Irã e a Venezuela, que poderia facilitar um aumento da oferta de petróleo por parte destes países detentores de grandes reservas;
6. as primeiras iniciativas do governo de Biden estarem apontando na direção da manutenção ou agravamento da competição e rivalidade com a Rússia, gerando expectativas de novas sanções, sobretudo contra o grande projeto de construção do gasoduto entre a Rússia e a Alemanha, através do mar Báltico, o Nord Stream, ainda mais depois

- das agressões pessoais do presidente Biden ao seu contra-
parte russo, Vladimir Putin;
7. por fim, com relação à China, sobretudo depois da reali-
zação, no dia 12 de março de 2021, da primeira reunião
do QUAD, “Diálogo de Segurança Quadrilateral” reunindo
Estados Unidos, Japão, Índia e Austrália, que decidiram
fortalecer seus laços econômicos e militares, com a cons-
trução de um novo anel militar em torno da China, e que
foi seguida de uma reunião extremamente tensa, entre
chefe do Departamento de Estado norte-americano, An-
tony Blinken, e o Ministro de Relações Exteriores chinês,
Wang Yi, realizada no Alasca nos dias 18 e 19 de março
de 2021.

Em meados de março, a suspensão da aplicação do imunizan-
te da AstraZeneca em alguns países da Europa, um possível endure-
cimento da política externa americana e o anúncio da EIA de que a
retomada da demanda por petróleo ao nível pré-pandêmico deve ser
bem mais lenta – cerca de dois anos – fizeram os preços voltarem aos
patamares próximos a US\$ 60-65.

Mesmo assim, nada indica que os preços do barril do petróleo
devam ficar muito longe desse patamar. Aliás, as análises indicam
que eles devam permanecer ou flutuar entre os valores de US\$ 55-65
nos próximos meses, enquanto ele estiver dependendo dos fatores
exclusivamente de mercado. Mas o mais provável é que ele venha a
ser afetado por alguns “soluções geopolíticas” que devam se suceder e
intensificar no segundo semestre de 2021, podendo elevar este preço
até US\$ 70 ou 75, para escândalo da microeconomia de botequim do
Sr. Castello Branco.

BLOCO V

Pandemia e preço nacional de derivados

POLÍTICA DE PREÇOS DA PETROBRAS TRATA O BRASIL COMO IMPORTADOR DE PETRÓLEO E DERIVADOS*

Rodrigo Leão**

William Nozaki***

A recente queda de braços entre Jair Bolsonaro e Roberto Castello Branco, presidente da Petrobras, em torno da elevação no preço do diesel, expressa, na verdade, as tensões existentes na atual política de preços adotada pela estatal. Todavia, essa política, além de tornar os preços mais voláteis, não deve incentivar a concorrência no Brasil em função das características do nosso mercado. Considerando a estrutura produtiva do petróleo, a Petrobras poderia utilizar instrumentos para atenuar essas oscilações, diminuindo o impacto deletério sobre o consumidor final.

Nesta sexta-feira, dia 19 de fevereiro de 2021, Bolsonaro afirmou que pode fazer alguma mudança na Petrobras, após a estatal anunciar um novo aumento nos preços do diesel e Castello Branco dizer que a crise dos caminhoneiros não era “um problema da Petrobras”.

A tensão entre ambos é resultado da política de preços da estatal que – acompanhada da redução na carga de produção das refinarias e da abertura do mercado de derivados para importadores –, desde maio de 2020, tem feito o valor do diesel disparar nas suas refinarias. Esse aumento acompanha o crescimento do barril de petróleo no mercado internacional e a desvalorização cambial.

* Publicado originalmente na Folha de São Paulo, em fevereiro de 2021.

** Coordenador 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 (UFBA).

*** Professor de economia e ciência política da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

Muitos analistas consideram que essa sistemática reflete as condições de mercado da indústria do petróleo, que é uma *commodity* internacional, e permite aos importadores concorrerem com os produtos fabricados pela Petrobras. Isso tornaria o mercado brasileiro mais competitivo e reduziria eventuais distorções.

Esse diagnóstico, no entanto, ignora as especificidades do mercado de abastecimento no Brasil. Primeiro, as nossas refinarias são concentradas regionalmente, o que dificultaria maior concorrência entre elas. Segundo, estudo do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Inep) aponta que os perfis das refinarias da Petrobras são bastante diferenciados entre si, o que deve ser uma outra barreira para tornar o mercado de abastecimento mais competitivo.

Além das características do mercado de refino brasileiro que dificultam uma concorrência via preços, a Petrobras apresenta condições favoráveis para ter uma política de preços mais flexível. O petróleo produzido pela estatal abastece mais de 90% das suas refinarias, cuja produção pode atender quase a totalidade do consumo interno. Isso torna o país pouquíssimo dependente de importações. Com isso, a Petrobras poderia aproveitar a sua estrutura produtiva para evitar um repasse tão frequente e tão próximo das cotações externas, diluindo o impacto para o consumidor final.

A maior autossuficiência na produção de petróleo e derivados, na maior parte dos países, significa maior autonomia para gerir seus preços. Em países como a Dinamarca, onde a produção de petróleo atende quase que integralmente o seu consumo, embora não seja um grande exportador, as cotações internacionais são um referencial importante. Mas o país nórdico usa sua empresa estatal (Energinet.dk) e outros instrumentos fiscais para atenuar os impactos das oscilações do preço internacional.

As experiências internacionais mostram que a opção da Petrobras é a mesma de países dependentes de petróleo e derivados no exterior, ou seja, trata o Brasil como se não fosse um dos maiores produtores de petróleo do mundo e coloca o país na situação de importador de derivados.

HÁ ALTERNATIVAS PARA AS ALTAS DOS COMBUSTÍVEIS NO BRASIL*

Eduardo Costa Pinto**

Rodrigo Leão***

José Augusto Ruas****

Nos últimos anos, a política de reajustes dos combustíveis ganhou notoriedade no debate público. Em função do atrelamento de seus preços no Brasil ao valor das cotações externas de petróleo e derivados e das variações no câmbio (preço de paridade de importação, PPI), o brasileiro passou a conviver com uma maior volatilidade e, quando as cotações internacionais estão em alta, com uma rápida subida dos preços da gasolina e do diesel.

A adoção do PPI ocorreu sob a justificativa de que, se tratando de uma *commodity*, essa seria a única forma de gerar retorno para os acionistas da Petrobras e evitar distorções no mercado brasileiro, integrado por importadores e refinadores. Um efeito colateral seria o aumento indesejado dos preços internos, mas necessários quando se registrassem altas no exterior.

Todavia, observando a experiência internacional, poderia se questionar fortemente essa premissa. Vários governos de outros países não seguem de forma tão rigorosa esse modelo, utilizando-se de

* Publicado originalmente no Valor, em março de 2021.

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

*** Coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

**** Coordenador do curso de Ciências Econômicas da Faculdade de Campinas (Facamp) e pesquisador do Núcleo de Estudos em Economia e Energia (NEE-Facamp).

instrumentos fiscais, de exportações de petróleo e até de suas empresas estatais para suavizar os repasses do mercado internacional de petróleo.

Evidentemente, seria inadequada qualquer intervenção direta sobre os atores que atuam no setor de abastecimento. Mas, principalmente, o governo e a Petrobras têm opções para atenuar os impactos das oscilações das cotações internacionais, mesmo que elas sejam um referencial para os reajustes dos preços internos de derivados.

Um desses mecanismos seria a mudança na determinação das alíquotas de impostos que incidem sobre os combustíveis, que poderiam variar, por exemplo, de acordo com a alteração da cotação do barril internacional do petróleo. Um estudo do Ministério da Fazenda, de 2018, sugeriu a adoção de um Mecanismo Automático de Amortecimento de Preços, no qual a Cide oscilaria positivamente quando o preço do barril internacional do petróleo estivesse mais baixo e negativamente quando estivesse alto. Assim, quando o preço do barril se eleva, o imposto é reduzido automaticamente como uma forma de atenuar o impacto daquele aumento, e o oposto também é verdadeiro.

Além da tributação, existem mais alternativas para reajustar os preços dos derivados no Brasil. Recente trabalho do Fundo Monetário Internacional (FMI), coordenado por David Coady, cita o uso da “banda de preços” como um mecanismo de curto prazo para evitar abruptas variações nos preços dos combustíveis. O estudo explica:

Este mecanismo estabelece um limite máximo para as variações dos preços de varejo. [...] no início de cada período (por exemplo, em cada mês), o preço de varejo, de acordo com o mecanismo de repercussão integral, é determinado com base no custo médio das importações do período anterior (mês, neste exemplo). Se a elevação do preço de varejo exigido for superior ao aumento máximo permitido (ou seja, o limite máximo), então o reajuste implementado é o limite máximo¹.

Por exemplo, caso o limite máximo de elevação dos preços seja de 3%, se a cotação internacional aumentar 10%, o preço de varejo doméstico cresceria apenas 3%. No período subsequente,

1 COADY, D. et al. **Automatic fuel pricing mechanisms with price smoothing**: design, implementation, and fiscal implications. IMF Technical Notes and Manuals. Washington: IMF, dec. 2012.

se não houver mais alterações nestas mesmas cotações, o preço de venda ao público interno aumentaria mais 3%, permitindo, assim, que o varejo interno recupere gradualmente os níveis das cotações internacionais.

O Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep) fez uma simulação de “bandas de preço” para a gasolina vendida no Brasil no ano de 2018, utilizando os seguintes parâmetros:

1. limite de reajuste semanal de 1% para cima ou para baixo;
2. recomposição de até 50% dos valores não reajustados em até seis semanas. Nessa simulação, os preços da gasolina na revenda chegariam, no final de 2018, a R\$ 0,17 mais baixos do que o efetivamente observado.

Evidente que esse tipo de medida exigiria recursos fiscais para suprir o subsídio temporário gerado pela banda de preços. No caso brasileiro, com o aumento das exportações de petróleo, seria possível a adoção de um imposto progressivo à medida que as cotações do barril se elevassem, como faz a Dinamarca. O uso de um fundo soberano é uma saída viável. E, a exemplo do adotado em muitos países exportadores, tal fundo poderia ser financiado mediante uma parcela da receita gerada com vendas de petróleo dos campos com partilha de produção. Esses recursos viabilizariam o mencionado mecanismo de banda de preços.

Além disso, seria possível uma flexibilização do uso do PPI utilizando como um dos parâmetros do reajuste da Petrobras uma espécie de “cotação dos preços dos derivados no mercado interno”. Em vez de utilizar somente a referência dos combustíveis externos, a Petrobras poderia incluir na sua sistemática de reajuste uma cotação dos preços dos derivados do mercado interno que incluiria o custo unitário do refino da estatal acrescido de uma margem de remuneração do acionista.

Como o custo unitário do refino é muito menos volátil, a cotação dos derivados no mercado interno teria menos variações do que as observadas no mercado externo. Esse mecanismo, além de dar estabilidade ao retorno dos acionistas, suavizaria os repasses das oscilações do preço dos derivados internacionais para o consumidor final.

Há alternativas para conter as altas dos preços dos derivados no Brasil, mas essas soluções exigem capacidade de formulação de políticas públicas e uma atuação da Petrobras como um *player* que priorize o abastecimento, não apenas o retorno de curtíssimo prazo.

A DISPUTA PELOS PREÇOS E O CONSELHO DA PETROBRAS*

Rodrigo Leão**

William Nozaki***

A transição na presidência da Petrobras com a saída de Roberto Castello Branco e a chegada do general Joaquim Silva e Luna abriu um conjunto de incertezas e especulações sobre o futuro da empresa, principalmente da política de preços dos derivados de petróleo. A entrada de um militar na presidência da petrolífera significaria uma inflexão pró-Estado na companhia?

O governo Bolsonaro tem buscado aprofundar a abertura do mercado de refino, cuja estratégia central é a saída da Petrobras visando abrir espaço para a atuação de importadores e de companhias privadas. Para viabilizar essa política, um primeiro passo dado pelas últimas gestões da estatal foi manter o funcionamento do parque de refino com capacidade ociosa a fim de fomentar os importadores no mercado brasileiro. De 2016 até o início da pandemia, o número de importadores cresceu mais de 35% no mercado brasileiro. Um passo seguinte seria a venda de oito unidades de processamento da estatal, o que viabilizaria a entrada de investidores privados nas refinarias locais.

Mas, para garantir mais importação e novos entrantes em refino, a Petrobras foi obrigada a manter os preços dos combustíveis em paridade com o mercado internacional. Por isso, qualquer

* Publicado originalmente no Correio Braziliense, em março de 2021.

** Coordenador 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 (UFBA).

*** Professor de economia e ciência política da Fundação Escola de Sociologia e Política de São Paulo (FESPSP) e coordenador técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

defasagem nos preços internos em relação aos externos gerou pressões para que eles, rapidamente, fossem alinhados à sua cotação no exterior.

Nos últimos meses, a estatal pareceu ter cedido a essas pressões, elevando significativamente a frequência dos reajustes dos combustíveis. No caso do diesel, de maio até agosto de 2020, a Petrobras corrigiu, em média, o preço uma vez a cada 18 dias. Até o começo de março de 2021, esse número caiu para cada 12 dias. Apesar de ter acelerado o ritmo dos reajustes, a variação do preço do diesel da Petrobras ficou próxima à da paridade de importação medida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Isso parece indicar um acirramento das tensões entre a gestão da Petrobras e o governo federal. A convergência dos preços não é, portanto, o problema principal, mas, sim, a velocidade dos reajustes, uma vez que, a cada mudança divulgada pela estatal, o governo Bolsonaro se vê pressionado pelos caminhoneiros, um setor importante da sua base aliada.

Outro fator de tensionamento surgiu após o anúncio da troca na presidência da empresa. Quatro dos seis conselheiros nomeados pela União anteciparam suas saídas da próxima gestão, sendo que dois deles realizaram uma defesa enfática de Castello Branco e criticaram o presidente Bolsonaro – o representante máximo do acionista majoritário.

É interessante notar que o ministro Paulo Guedes não fez nenhum gesto público para defender a administração de Castello Branco, desde que cresceram as tensões entre ele e Bolsonaro. Além disso, nas novas indicações feitas pela União, alguns nomes têm um perfil um pouco diferenciado do conselho atual (muito ligado a Castello Branco), inclusive aquela que foi sugerida explicitamente pelo Ministério da Economia. Em vez de nomes com trajetória no mercado financeiro, duas das conselheiras apontadas, por exemplo, têm vasta experiência no setor privado, mas nas áreas de governança e de recursos humanos, o que pode sinalizar novas prioridades na gestão da estatal.

Esses são alguns dos sinais de que o ministro não estava de completo acordo com a aceleração da velocidade do aumento dos preços e, talvez, com alguns aspectos da administração da estatal. Nesse caso, é menos provável que estejamos diante de uma “militarização” da Petrobras, mas, sim, de uma recomposição e uma nova coesão entre as forças dentro da ala pró-mercado da petrolífera.

A estratégia de Castello Branco parecia ter criado uma convergência de interesses entre o projeto pró-mercado do governo federal,

as petrolíferas estrangeiras, os fundos financeiros e os importadores de derivados. Todavia, esses acontecimentos recentes revelam que há uma fissura nesse bloco e um distanciamento entre as predileções do acionista majoritário e dos conselheiros que o representam.

Nesse sentido, as mudanças e os conflitos no Conselho de Administração da empresa traduzem os diversos interesses financeiros e privados, inclusive das corporações estrangeiras. Em vez de estarmos diante de uma inflexão pró-Estado, o que se observa é a tentativa de superar as tensões dentro da própria ala pró-mercado da empresa.

A POLÍTICA DE PREÇOS DA PETROBRAS ENTRE CASTELLO BRANCO E SILVA E LUNA: NOVA CONDUÇÃO E MESMA ESTRATÉGIA*

Carla Ferreira**

Rafael da Costa***

Em 13 de abril de 2021, após dois anos e três meses no comando da Petrobras, Roberto Castello Branco encerra sua gestão, marcada por uma série de desinvestimentos, vendas de ativos, mudanças na política de remuneração dos acionistas e manutenção da política de preços de paridade de importação (PPI).

A forma de condução desta última teve um papel particularmente significativo para a queda do agora ex-presidente da Petrobras. Em vigor desde 2016, a política de PPI procura estabelecer os seus preços internos de acordo com a cotação internacional do barril de petróleo, além da taxa de câmbio e os custos logísticos.

Na prática, a equalização das variações dos preços internos aos externos visa facilitar a abertura do mercado de refino brasileiro, cuja estratégia central é redução da atuação da Petrobras nesse segmento. Ou ainda acelerar a venda de oito de suas unidades de processamento – já iniciada com a venda da RLAM na Bahia para o fundo Mubadala.

* Publicado originalmente no Brasil Energia, em julho de 2021.

** Socióloga, mestre em Ciências Sociais pela Universidade Estadual de Londrina (UEL) e pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

*** Mestre em Ciências Sociais pela Universidade Federal de São Paulo (Unifesp), pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da Universidade Federal da Bahia (UFBA) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

Assim, ao longo da gestão Castello Branco, a Petrobras realizou cerca de 92 alterações nos preços do diesel comercializado nas refinarias, o que ocasionou uma variação acumulada de 39,5%. Situação ainda mais drástica foi a da gasolina, que teve seus preços alterados 103 vezes no período, acumulando impressionante alta de 73,1%.

Além do aumento do preço houve, no final de sua gestão, uma aceleração desses reajustes. No caso do diesel, de maio a agosto de 2020, a Petrobras corrigiu o preço, em média, uma vez a cada 18 dias. Até o início de março de 2021, contudo, esse número caiu para cada 12 dias. A aceleração dos reajustes sucedeu a contragosto do presidente da República, que se via pressionado principalmente pelos caminhoneiros, importante grupo de sua base aliada.

Diante da insatisfação com os frequentes reajustes e altos preços dos combustíveis, o PPI se tornou tema central da queda de Castello Branco, num processo marcado por um racha entre os acionistas minoritários, do mercado, e o acionista majoritário, o governo federal.

Até o momento, Silva e Luna parece estar mais cauteloso com a frequência dos repasses. Nos quase três meses de sua gestão, implementou duas alterações no diesel: -2,0% no início de maio e 4,0% nesta semana. Já a gasolina sofreu duas alterações de -2,0%, no início de maio e início de junho e, agora, uma de 6,4%.

Ainda assim, ele tem realizado uma administração buscando, ao mesmo tempo, preservar as diretrizes estratégicas que atendem aos interesses do bloco financeiro e do capital internacional e evitar maiores conflitos com segmentos da sociedade mais sensíveis às mudanças de preços dos derivados do petróleo. Manteve a política de desinvestimentos da companhia, tem sido mais cauteloso na condução dos preços dos derivados, mas tem feito menos alarde sobre a venda do parque de refino, embora assegure que a empresa continuará se desfazendo de suas unidades de processamento.

Se, em 2021, a gestão Castello Branco vinha reajustando os preços uma vez a cada 12 dias, com Silva e Luna, essa frequência caiu para uma vez a cada 21 dias. A busca de conciliar uma miríade de interesses em torno dos preços, desde acionistas minoritários até caminhoneiros, e de manter o encolhimento da Petrobras no refino marcam o início da gestão do novo presidente.

Todavia, ao contrário do seu antecessor, Silva e Luna adota uma postura menos assertiva com falas mais evasivas sobre esses temas, esperando facilitar essa complexa “conciliação” em torno de todos os atores envolvidos com a estatal.

O AUMENTO DO PREÇO DO ETANOL HIDRATADO NO BRASIL*

Carla Ferreira**

Nos últimos períodos, o consumidor tem sentido um aumento significativo dos preços do etanol hidratado nas bombas dos postos de combustíveis. Isso se deve, em grande medida, à influência dos preços da gasolina, que funcionam como uma referência para o estabelecimento dos preços do etanol.

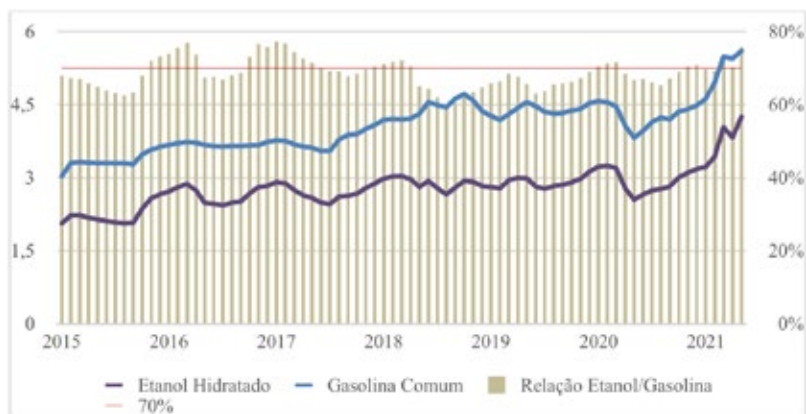
O etanol hidratado e a gasolina são bens substitutos, o primeiro praticamente só concorre com o segundo. E, assim sendo, o estabelecimento de preços do etanol sofre grande influência dos preços da gasolina praticados. Em função da eficiência energética de cada combustível, para valer a pena usar o etanol, é preciso que o seu preço seja menor do que 70% do preço da gasolina. E, tendo em vista a concorrência restrita entre os dois combustíveis, o preço do etanol acaba acompanhando as variações verificadas no preço da gasolina, de forma a se manter sempre próximo desta relação, na tentativa de manutenção do mercado ao mesmo tempo em que possibilita a maximização dos lucros dos agentes, em sua maioria privados, da cadeia de produção.

Deste modo, praticamente sempre que o preço da gasolina aumenta, acaba-se por verificar um aumento também nos preços do etanol mesmo que não tenha havido nenhuma alteração significativa nos custos de produção deste biocombustível.

* Publicado originalmente na CartaCapital, em junho de 2021.

** Socióloga, mestre em Ciências Sociais pela Universidade Estadual de Londrina (UEL) e pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Inep).

Gráfico 1. Evolução do preço médio mensal de revenda da gasolina comum e do etanol hidratado – em R\$ – Brasil (2015-2021)



Fonte: ANP. Elaboração: Ineep. 2021

Em três meses do início de 2021, o preço médio do etanol na bomba manteve-se na proporção de 70% do preço da gasolina (janeiro, 70%, fevereiro, 69%, e abril, 70%), tendo ficado acima nos meses de março (74%) e maio (76%), em razão de, em ambos os casos, o preço médio do etanol ter aumentado em proporção superior ao preço médio da gasolina (Gráfico 1). Em março, o preço médio do etanol aumentou 17,73% em relação a fevereiro, enquanto o preço da gasolina ampliou em 10,77%. Já em maio, o primeiro cresceu 11,08% em relação a abril, chegando a média nacional de R\$ 4,25, enquanto o segundo aumentou 2,86%, atingindo R\$ 5,61.

A variação dos preços da gasolina tem sido muito influenciada pela política de preços de paridade de importação (PPI) adotada, desde 2016, pelas últimas gestões da Petrobras. Tal política considera, para formação dos preços dos derivados do petróleo, o preço internacional do barril de petróleo, a taxa de câmbio e os custos de logística para entrega do combustível. A retomada do preço internacional do barril desde a metade de 2020, e a desvalorização cambial pressionaram muito os preços internos da gasolina e, com isso, houve rebatimento nos preços do etanol hidratado.

Além da influência dos preços da gasolina, neste último período, a elevação recente dos preços do etanol hidratado respondeu também a fatores relacionados à sua cadeia de produção, bem como às variáveis macroeconômicas. Períodos de valorização dos preços

internacionais do açúcar tornam o mercado externo mais atrativo, o que faz com que as usinas de processamento de cana-de-açúcar – principal matéria-prima utilizada na produção do etanol no Brasil – redirecionem sua produção para açúcar, em detrimento de etanol, mirando o aumento dos ganhos com a exportação. Ademais, a desvalorização do real frente ao dólar também pode favorecer as exportações, mas esta é uma variável mais complexa a ser considerada tendo em vista que encarece o etanol importado, o que faz com que o mercado interno também se torne atrativo para os produtores nacionais, diante da possibilidade de preços menos competitivos do etanol norte-americano, principal produtor mundial.

Em relação ao processo de produção do etanol, os baixos níveis de chuvas no último verão prejudicaram a produção de cana-de-açúcar. A estiagem tem levado os analistas a estimar quedas de produção significativas, principalmente em estados da região centro-sul do país – maior produtora – o que podem ter implicações nos preços tanto do açúcar quanto do etanol hidratado.

Por fim, é importante ressaltar que os preços também podem variar muito de um estado para outro em função de fatores como a localização da produção, que, em grande parte está concentrada na região central do país. Assim, maiores custos de transporte do biocombustível podem reverberar no preço final ao consumidor. Além disso, as alíquotas de ICMS (imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação) sobre os combustíveis diferem muito entre as unidades federativas. Para o etanol hidratado, vão desde 13,3%, aplicada em São Paulo, até 32%, no Rio de Janeiro, o que influencia no preço final específico de cada localidade.

BLOCO VI

Abertura do mercado brasileiro de óleo, gás e biocombustíveis

PRIVATIZAÇÃO E DESREGULAÇÃO NO BRASIL CONTRARIAM O QUE ACONTECE NO RESTO DO MUNDO*

Eduardo Costa Pinto**

A redução da atuação do Estado brasileiro na economia, por meio da venda de ativos públicos e das privatizações de suas empresas, tem sido alardeada pelo governo Bolsonaro como o caminho do nirvana para o crescimento econômico e o desenvolvimento social. Desde o início desse governo até fevereiro de 2020, já foram vendidos ativos no valor de R\$ 134,9 bilhões.

Desse total, somente a Petrobras foi responsável com R\$ 70,3 bilhões em virtude da privatização de suas empresas subsidiárias (BR distribuidora, TAG, Liquigás, Belém Bioenergia, entre outras) e das vendas de campos de produção de petróleo e gás (Enchova e Pampo; Tartaruga Verde, Pargo, entre outros).

O governo Bolsonaro pretende avançar muito mais no processo de privatização com a venda dos Correios, da Eletrobras e de subsidiárias da Caixa, do Banco do Brasil e da Petrobras, que pretende vender oito de suas refinarias (RNEST, RLAM, REPAR, REFAP, REGAP, REMAN, LUBNOR e SIX), cerca de 50% do seu parque de refino.

Para a equipe econômica do governo Bolsonaro, assim como para boa parte dos economistas de corretoras e de grandes bancos, as vendas dos ativos do Estado proporcionariam aumento da competição de mercado, atração de investimentos privados, redução

* Publicado originalmente no *Le Monde Diplomatique Brasil*, em outubro de 2020.

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

da dívida pública e a eliminação da corrupção. Isso tudo supostamente aumentaria a eficiência econômica proporcionando ao consumidor adquirir produtos e serviços com melhor qualidade e menores preços.

Esse argumento defendido, hoje, pelo governo Bolsonaro é o mesmo adotado nas décadas 1980 e 1990, nos países centrais e no Brasil, para justificar a redução do papel do Estado na atividade econômica. Aquele período fora marcado pelo triunfalismo da ideologia e das práticas neoliberais. Assumiu-se como pressuposto que o Estado seria por definição ineficiente em relação ao mercado, no que diz respeito ao papel de planejador e produtor. Com isso, o Estado deveria adotar o papel de regulador da atividade econômica privada (Estado-regulador), buscando criar mercados competitivos e estimular e introduzir a concorrência.

O programa de privatizações do Reino Unido dos anos 1980-1990, comandado pela primeira-ministra Margaret Thatcher, foi o caso paradigmático, que serviu de modelo para diversos países. Inclusive para as privatizações brasileiras da década de 1990 (das telecomunicações, da mineração, da siderurgia etc.) e a criação das agências reguladoras, tais como: a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em 1996; a Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel), em 1997; e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), de 1998.

A onda de mercado, em consonância com o “Consenso de Washington”, como dito por Jean Hansen e Jacques Perceboais no livro *Transition(s) électrique(s)* de 2017, varreu o paradigma anterior pautado (1) na atuação direta do Estado (produtor e planejador) e (2) na necessidade de integração vertical, sob controle dos Estados, em setores econômicos caracterizados por monopólio natural e/ou pela produção de mercadorias que detém papel estratégico (energia elétrica, produção e distribuição de petróleo e seus derivados etc.).

Com a primazia do mercado, a questão central do Estado voltou-se à regulação que deveria ser temporária, pois o regulador criaria as condições para o florescimento de um mercado competitivo, como dito por Stevan Thomas em artigo demoniado “A perspective on the rise and fall of the energy regulator in Britain”, publicado em 2016. Neste artigo, ele analisa os limites da regulação do Reino Unido no que diz respeito aos objetivos propostos inicialmente.

Independente de qualquer comprovação empírica a respeito da maior eficiência econômica do mercado em relação ao Estado, os programas de privatização foram adotados. A questão da segurança energética supostamente seria resolvida pelo mercado. E os con-

sumidores teriam o poder para escolher os seus fornecedores a um preço mais barato. Alguns até poderiam acreditar nisso no passado, em virtude do *annus mirabilis* de 1989 e da ideia de “fim da história”. Mas como a história não tem fim, na verdade, essa retórica foi utilizada para avançar na redução do Estado em virtude de questões ideológicas e, sobretudo, para criar espaços de acumulação para o setor privado.

Passados mais de trinta anos desse debate e dos impactos das privatizações, não dá para continuar acreditando que a privatização e a atuação dos reguladores proporcionarão preços mais baixos. Nem muito menos que no atual contexto de transição energética, marcada por incertezas (tecnológicas, custos, financiamento etc.), o Estado-regulador seria capaz de direcionar o mercado para o caminho da transição. O artigo de Stevan Thomas e o livro de Jean Hansen e Jacques Perceboais deixam isso muito evidente, inclusive mostrando que as agências reguladoras do Reino Unido e da França têm perdido espaço para uma atuação mais direta do Estado, por meio de políticas discricionárias.

Se até no Reino Unido, berço das práticas neoliberais, as privatizações e a regulação têm perdido legitimidade em virtude de sua baixa efetividade, qual seria o motivo que tem levado o governo Bolsonaro e os economistas de mercado brasileiro a continuarem defendendo a mesma retórica de quarenta anos atrás?

Vejamos o caso da venda das refinarias da Petrobras. O discurso é que essas privatizações: (i) aumentariam a competição/concorrência no mercado de combustíveis, pois viabilizariam a entrada de novos agentes no refino; (ii) ampliariam os investimentos; (iii) proporcionariam a queda dos preços dos derivados de petróleo para os consumidores.

Os órgãos regulatórios (ANP e CADE, Conselho Administrativo de Defesa Econômica), assim como o Ministério de Minas e Energia (MME), partem da ideia de que necessariamente uma menor concentração da estrutura de mercado de refino nacional proporcionará uma redução dos preços, com base em estudos empíricos do mercado de derivados dos Estados Unidos¹.

Estudo recente sobre o mercado de refino da Europa² concluiu que “dividir a indústria em *players* menores para incentivar mais

1 CADE. Nota Técnica Nº 37/2018/DEE/CADE sobre o setor de Combustíveis, 2018.

2 ZIRGULIS, A.; PETRUCIONIS, L.; HUETTINGER, M. The Impact of Oil Refinery Market Power on Retail Fuel Prices in the European Union. *Ekonomika*, v. 95, n. 3, 2016.

concorrência pode levar a preços mais altos para os consumidores”, pois grandes empresas podem ser mais eficientes do que as pequenas em virtude das economias de escala da indústria de refino.

Além disso, é preciso levar em conta as especificidades da estrutura de mercado do refino brasileiro, haja vista que as refinarias (e infraestruturas logísticas) da Petrobras foram localizadas com o objetivo de minimizar o custo de investimento, evitando despesas redundantes. Com isso, os mercados relevantes, de boa parte, das refinarias são regionais e, sim, podem ser considerados como um monopólio natural de fato. Isso ficou evidente em estudo coordenado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) – denominado Competitividade no mercado de gasolina e diesel no Brasil: uma nova era? – que apontou a elevada probabilidade de estabelecimento de monopólio regional pelas refinarias privatizadas.

Nesse sentido, essas refinarias privatizadas tenderão a estabelecer preços de monopólios. Com isso, os preços para o consumidor final tendem a aumentar. Para conter isso, a ANP teria que ter estabelecido marcos regulatórios claros. No entanto, o regulador não tem a mínima ideia dos efeitos da privatização das refinarias sobre os preços para o consumidor e sobre a coordenação do abastecimento.

Isso fica evidenciado por essa fala, no dia 24 de junho publicada no Valor, da superintendente adjunta de Fiscalização do Abastecimento da ANP, Patrícia Huguenin Baran: “Todo arcabouço regulatório foi construído numa estrutura em que a Petrobras tinha um papel predominante. Agora o que se tem é um desafio de um novo cenário que rompe essa estrutura”. Segue ela: “Então, a estrutura está dada, mas o contexto é diferente. Fica realmente meio engessado. Você quer chegar num ponto, mas não tem ainda o caminho feito”.

Esse é um exemplo do que está acontecendo no setor de petróleo e gás, mas pode ser generalizado para outros setores, como o elétrico (proposta de privatização da Eletrobras). Não há nenhuma discussão a respeito dos impactos econômicos e sociais das privatizações, nem muito mesmo a tentativa, pelos reguladores, de construir marcos regulatórios para criação de mercados competitivos, como havia na década de 1990.

O mercado resolve tudo (preços baixos, qualidade, segurança de abastecimento, investimentos), nem precisa regulação! Na verdade, essa é a retórica atual que legitima um processo de privatização que está associado à geração de novos espaços para ampliação do capital privado nacional e internacional. Um verdadeiro butim em que o patrimônio público é dilapidado com o objetivo de aumentar a lucratividade das empresas financeiras e não financeiras no curto

prazo, sem que isso proporcione o aumento do bem-estar para os consumidores e cidadãos.

Vivemos hoje um momento histórico em que o Estado brasileiro é a expressão direta dos interesses dos empresários nacionais e estrangeiros. O público e o privado foram fundidos da pior forma possível, em que os interesses dos *lobbies* empresariais dominam toda a cena política e estatal. Isso sim é corrupção estrutural.

LEI DO GÁS PODE FRUSTRAR A VENDA DA GASPETRO*

Henrique Jäger**

A Constituição Federal define, em seu artigo 25, inciso segundo, que “cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão¹, os serviços locais de gás canalizado [...]”. Em outros termos, cabe aos estados a comercialização do gás natural nos mercados cativo e livre² de forma direta ou por meio das Companhias Distribuidoras Locais (CDLs). As CDLs desenvolvem as atividades de comercialização, importação, exportação, armazenamento e distribuição de gás natural nos âmbitos estaduais.

Criada em 1998, a Gaspetro é uma sociedade que concentra a participação acionária da Petrobras em 19 das 27 CDLs constituídas no Brasil, sendo responsável por 37% do mercado de distribuição de gás natural no país³. A entrada da Petrobras neste segmento da cadeia produtiva do gás natural fez parte da estratégia da empresa

* Publicado originalmente no Brasil Energia, em outubro de 2020.

** Ex-presidente da Petros e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

1 O artigo original previa exploração direta ou por meio de estatal, com exclusividade de distribuição, tendo sido alterado pela Emenda Constitucional nº 005, de 1995.

2 No mercado cativo a energia é contratada compulsoriamente por meio da distribuidora da região, as tarifas são fixadas pelo órgão regulador e não podem ser negociadas. Todas as residências são enquadradas neste mercado. No mercado livre, o consumidor, pessoa jurídica geralmente de grande porte, pode escolher livremente seus fornecedores, negociando o volume, os preços, prazos de entrega, dentre outros fatores.

3 Juntas, Gaspetro, Naturgy (18%) e Comgás (32%) concentram 87% do mercado de distribuição do gás natural no Brasil. Sendo que a Naturgy e a Comgás atuam nas áreas consideradas mais “nobres e maduras” do segmento.

de incentivar a expansão do consumo do gás natural no território nacional.

Atualmente, a Petrobras vem buscando acelerar o processo de venda da Gaspetro⁴, visando cumprir as promessas assumidas no Termo de Compromisso de Cessação de Prática, assinado com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), em 8 de julho de 2019. Pelos termos desse acordo, o contrato de compra e venda (*signing*) deve ser assinado até 31 de dezembro de 2020 e o fechamento da operação (*closing*), por sua vez, deve ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

Porém, a definição/implantação do modelo de privatização da Gaspetro não é uma tarefa simples. Afinal, a empresa é uma *holding* que controla participações acionárias. As alienações, portanto, estão sujeitas às cláusulas de direito de preferência previstos nos acordos de acionistas das CDLs e, em alguns casos, também necessitará de autorização da autoridade regulatória estadual. A operação fica ainda mais complexa devido ao fato da Mitsui ter o direito de preferência na aquisição dos 51% restantes das ações da Gaspetro.

A nova lei do gás, aprovada na Câmara Federal e em tramitação no Senado Federal, complica ainda mais o processo. Em primeiro lugar, por se propor a regular a comercialização do gás natural – o que não poderia fazer, já que a prerrogativa pertence aos entes federativos estaduais – e, em segundo lugar, consequência direta do ponto anterior, por permitir que os consumidores livres construam gasodutos para movimentação do gás natural até a unidade de consumo, sem passar pelas CDLs, atuando como se fossem uma “auto-distribuidora”.

Se aprovada no Senado Federal, essa mudança poderá implicar em importante perda de receita por parte das CDLs, que cada vez mais dependem de seus resultados próprios para o financiamento dos investimentos de ampliação da malha de distribuição do gás natural, principalmente para os consumidores cativos. É provável que o tema seja judicializado, aumentando ainda mais a insegurança jurídica que envolve o processo de privatização da Gaspetro.

4 A Petrobras detém 51% das ações da Gaspetro. Os outros 49% são controlados pela empresa Mitsui.

O MERCADO DO BIODIESEL NO CENÁRIO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA*

Ana Carolina Chaves**

Os biocombustíveis vêm desempenhando um papel cada vez mais importante no cenário energético nacional. Em 2020, o país registrou uma produção de 6,4 bilhões de litros de biodiesel e uma geração em torno de 1,5 milhão de postos de empregos diretos e indiretos. Atualmente, as usinas em operação são capazes de produzir até 10,4 bilhões de litros por ano, quantidade suficiente para atingir um percentual de mistura de 22%.

A maior parte do diesel produzido no Brasil é proveniente do óleo de soja. No entanto, novos produtos vêm buscando integrar o ciclo do biodiesel. Neste sentido, a Petrobras vem estudando a fabricação do chamado “diesel renovável”, obtido por meio do coprocessamento do diesel mineral e o óleo mineral vegetal ou gordura animal.

Patenteado desde 2006, o “diesel verde” (HBio) apresenta 5% de adição natural de biocombustível (Diesel R5), impulsionando a estatal a pleitear sua inserção nos mandados de mistura obrigatória do biodiesel e a estabelecer uma regulamentação do biodiesel verde.

Por outro lado, integrantes da cadeia do valor recebem os impactos no mercado e nas fábricas dos segmentos envolvidos, criticando a denominação do HBio como diesel verde, haja vista que sua origem não é totalmente renovável. Desta forma, estes agentes exigem mandato exclusivo para o biodiesel, com previsão de adição na mistura de 15% até 2025. Até o momento, estas empresas seguem as

* Publicado originalmente na CartaCapital, em maio de 2021.

** Pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep) e do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel).

diretrizes da Lei de 2005, que estabeleceu o primeiro Marco Regulatório do Biodiesel no Brasil.

Estima-se que, ainda este ano, a Petrobras seja capaz de produzir entre 50.000 e 60.000 m³ de HBio, na Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), localizada no estado do Paraná, e em outras unidades não identificadas. Inicialmente, a produção teria como foco o atendimento das demandas de geradores, veículos pesados, maquinário agrícola, entre outros. Além do HBio, o setor apresenta investimentos na produção do HVO, diesel verde obtido através da hidrogenação de óleos vegetais.

Diante do cenário de transição energética, produção do HBio pode emergir como uma oportunidade para a redução das emissões de carbono da estatal, tendo em vista a possibilidade de emitir créditos de descarbonização (CBIOs) no Programa RenovaBio com a sua produção.

Ainda neste contexto, no dia 20 de abril de 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) instituiu o Programa Combustível do Futuro e a criação de um Comitê Técnico. O programa apresenta um escopo abrangente, envolvendo um conjunto de políticas públicas para o desenvolvimento de novos combustíveis renováveis, que incluem a ampliação do uso dos biocombustíveis e do diesel verde.

Apesar de destacar o importante papel dos biocombustíveis para o setor energético através da defesa da produção de HBio e da busca por estratégias de descarbonização, em 2020, a Petrobras finalizou a venda de todas as suas ações da Petrobras Biocombustível S. A. (PBio), incluindo três usinas de biodiesel, localizadas em Montes Claros (MG), Candeias (BA) e Quixadá (CE). A empresa, inaugurada em 2008, era uma das maiores produtoras de biodiesel do Brasil.

Em fevereiro de 2021, foi concluída a venda da BSBios Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S/A (BSBio) para a RP Participações em Biocombustíveis S. A., totalizando um valor de operação de R\$ 322 milhões. A BSBio apresenta duas usinas de biodiesel, a de Passo Fundo (RS) e a de Marialva (PR). Já a RP Participações em Biocombustíveis é controlada pelo Grupo ECB.

Nesse sentido, a política da Petrobras para os biocombustíveis está caminhando no sentido de tornar o diesel “menos sujo” e de sair da produção de combustíveis a partir de *commodities* agrícolas. Essa opção deve tornar mais lenta a redução da emissão de gases poluentes da estatal, uma vez que o diesel verde tem um percentual muito pequeno de combustível não fóssil, ao contrário do biodiesel produzido na Pbio.

A política de desinvestimento da Petrobras também afeta a comercialização do biodiesel. Com a saída da Petrobras do segmento de refino, a Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis (ANP) pretende encerrar a realização de leilões públicos para o biodiesel. A ideia é que a comercialização se dê através da contratação direta do produto pelas distribuidoras, preservando a mistura mínima de 13% de biodiesel.

Entretanto, alguns especialistas apontam que as mudanças propostas podem vir a gerar impactos na tributação, ocorrendo repasse do custo de imposto para a cadeia. Ademais, com a consolidação do novo modelo de comercialização do biodiesel, o mercado pode vir a ampliar as atividades de importação.

Por fim, ressalta-se o importante papel dos biocombustíveis no processo de descarbonização e na redução do uso dos combustíveis fósseis no sistema energético, apresentando vantagens nas atividades de comercialização e armazenamento. Apesar da expertise do Brasil na tecnologia dos biocombustíveis, seu potencial ainda não é explorado em sua totalidade no território nacional.

VAMOS TER ENERGIA PARA SUSTENTAR O CRESCIMENTO?*

Henrique Jäger**

Nos últimos anos estamos nos acostumando com notícias recorrentes apontando o retrocesso do Brasil na tentativa de se construir um país desenvolvido, mais justo e sustentável. Menor taxa de investimento em relação ao produto interno bruto (PIB) desde 1971; taxa de desemprego em maio/21 em 14,7%, a maior desde o início da série; 117 milhões de Brasileiros (60% da população) com insegurança alimentar, sendo que 19 milhões passando fome diariamente; queimadas da Amazônia em maio/21, 34,5% maior que a média histórica para o mês; mais de 500 mil brasileiros mortos pela pandemia de Covid-19, com perspectiva de atingirmos 600 mil em meados de agosto/2021. Para piorar a situação, o país está às voltas com a maior crise hídrica dos últimos 90 anos, com possíveis impactos na geração de energia por meio de hidrelétricas, que responderam por 29% da energia primária gerada no país, em 2019.

Parte dos dados apresentados acima foram agravados pelas políticas públicas adotadas para enfrentar as consequências da pandemia da Covid-19 sobre a economia e, principalmente, pela incapacidade de gestão do governo federal. Outra parte é resultado da estratégia de enfraquecimento das instituições do Estado, principalmente aquelas vinculadas à seguridade social, ao meio ambiente e ao planejamento/desenvolvimento econômico.

Com o crescimento da parcela da população vacinada, a tendência é que a economia volte a crescer, seguindo padrão observado

* Publicado originalmente na Revista Forum, em julho de 2021.

** Ex-presidente da Petros e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep).

nos países que priorizaram o distanciamento social e a vacinação da população. Se em 2020 o PIB caiu 4,1%, em 2021 é esperado um crescimento em torno de 4,5%, o que não será suficiente para voltarmos ao nível da economia antes da crise da Covid-19. A expectativa do governo é que esse crescimento se sustente em 2022.

O problema é que com a crise hídrica, o tema do racionamento de energia voltou a aparecer com força, ressuscitando temores de se reproduzir, em 2021/22, a crise energética vivenciada pelo país há 20 anos. A questão central é: teremos energia elétrica para sustentar o crescimento econômico?

Conforme destacado acima, a energia gerada pelas hidrelétricas somou 29% da matriz energética nacional (soma de todos os tipos de energia). Entretanto, destacando somente a energia elétrica, as hidrelétricas responderam por 65% do total, a biomassa em conjunto com a energia eólica (ventos) e a fotovoltaica (solar) somaram 18% e os derivados do petróleo e o gás natural, por 11,3%.

Se os modelos energéticos estiverem certos e a crise hídrica comprometer a geração de energia elétrica por meio das hidrelétricas, as demais fontes desta energia vão ser pressionadas a aumentar a oferta. Aqui cabe destacar alguns pontos.

Em primeiro lugar, o aumento da energia gerada por meio das usinas termelétricas movidas a derivados de petróleo e gás natural esbarra na falta de infraestrutura. Se a oferta de gás natural com a produção do pré-sal aumentou significativamente, o mesmo não se pode dizer das unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e do parque de usinas termelétricas. A Petrobras, que no passado recente investiu fortemente na construção de termelétricas, vem caminhando em sentido inverso e já anunciou a intenção de vender todo o seu parque de geração de energia elétrica. Mesmo que todas as termelétricas existentes operem ininterruptamente, estamos falando em um crescimento potencial de 50% nesta geração, o que representaria uma geração adicional de menos de 5% da matriz elétrica.

Em segundo lugar, a produção de energia elétrica por meio de biomassa, que somou 8,4% em 2019, esbarra também na falta de infraestrutura para uma expansão mais consistente e na disputa por matéria-prima para produção de energia com a indústria da alimentação. Em um país que 117 milhões de pessoas estão sob insegurança alimentar e mais de 19 milhões passam fome diariamente, desviar parte da produção agrícola para a produção de energia não parece ser uma decisão acertada. Piora esse quadro os estudos que apontam que as principais hidrelétricas das regiões Sul e Sudeste terão que diminuir as vazões de suas barragens, reduzindo a água disponível

para o agronegócio, com possíveis impactos na produtividade e no volume produzido pelo setor. Cabe aqui destacar que igualmente ao observado no segmento das termelétricas, a Petrobras já anunciou a intenção de se desfazer dos seus ativos nesse segmento, com destaque para a privatização da Petrobras Biocombustíveis, em andamento.

Em terceiro lugar cabe ressaltar o potencial de crescimento no país da geração de energia a partir do vento e do sol. Estas fontes, principalmente a energia eólica, vêm crescendo sua participação na matriz elétrica de forma exponencial nos últimos anos e somaram 9,6% da energia elétrica produzida em 2019.

O aumento da participação das energias eólicas e solar na matriz energética é um fenômeno mundial, que dialoga com a necessidade de se produzir energias com menor impacto ambiental, que se reproduz no Brasil uma vez que o país apresenta condições edafoclimáticas favoráveis à exploração destas fontes de energia elétrica. Mas esbarramos aqui em alguns constrangimentos para uma expansão mais consistente destas fontes, tais como: falta de regulamentação, principalmente no que diz respeito à produção de energia eólica *offshore*; fim do subsídio cruzado para acesso às redes de distribuição por parte das usinas eólicas e fotovoltaicas, o que deixava a tarifa final mais atrativa; pequena verticalização da indústria em importantes mercados, encarecendo o custo dos projetos, falta de infraestrutura para instalação dos parques, tais como estradas e linhas de transmissão, etc.

Menos um constrangimento para a expansão destas fontes energéticas e mais um problema estrutural para o sistema interligado de distribuição de energia elétrica, a necessidade da incidência de sol e vento para gerar a energia traz um componente de risco para a dependência crescente destas fontes. Variações abruptas na energia produzida em curto espaço de tempo em função de variações na incidência dos raios solares e dos ventos são normais nestas fontes, gerando instabilidade no fornecimento. O sistema de distribuição brasileiro foi estruturado com base no fornecimento constante da energia elétrica produzida quase que totalmente por meio de hidrelétricas. A demanda definia a oferta, garantindo um fornecimento constante da energia demandada, com variações mínimas. O crescimento da dependência das fontes de energia “variáveis” muda essa lógica, com a oferta definindo a demanda, ou, em outras palavras, o consumidor tendo que se adaptar às variações do fornecimento, o que não é simples, principalmente para as unidades industriais.

Aqui cabe, também, um destaque com relação à estratégia da Petrobras de concentrar suas atividades na Região Sudeste,

basicamente no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P). Recentemente, a empresa anunciou a venda de seus parques eólicos e a descontinuidade do projeto de instalação de um parque eólico *offshore*.

Em resumo, a retomada da economia brasileira no pós-Covid-19 pode ser limitada, no curto e médio prazos, pela falta de energia elétrica. A crise hídrica, com seus impactos na produção de energia por meio das hidrelétricas e os problemas para uma rápida expansão da energia elétrica produzida por outras fontes podem apresentar um forte constrangimento para o crescimento econômico. A falta de um planejamento de médio/longo prazos agravou esse problema. Prova da falta de planejamento por parte do Estado brasileiro é o comportamento recente da maior estatal brasileira no segmento de energia. A redução dos investimentos por parte da Petrobras, caíram constantemente nos últimos 5 anos, atingindo o menor patamar dos últimos vinte anos, em 2020, aliado à estratégia de desverticalização e venda de ativos de produção de energia elétrica agravam essa situação. Ao invés de vender ativos a Petrobras tinha que estar ampliando seu parque de produção de energia elétrica, principalmente por meio de termelétricas movidas a gás natural e da expansão de seu parque de produção de energia eólica, inclusive *offshore*.

A falta de energia elétrica para sustentar o crescimento econômico pode agravar o problema do desemprego, mantendo mais da metade da população brasileira sob insegurança alimentar e agravando o problema da fome, que hoje abrange aproximadamente 10% da população brasileira.

Como parlamentar que sempre atuou pela soberania nacional e na defesa de nossas empresas estatais, vejo a contribuição do Inep como muito oportuna por demonstrar de que forma o Brasil, hoje, se posiciona num sentido contrário ao que vem ocorrendo no mundo. Dessa forma, a saída da Petrobras do Nordeste, o aumento dos preços dos combustíveis e a desorganização do setor de energia são frutos de uma escolha política e não um "caminho inevitável" como defendem alguns. Essa escolha é apenas uma representação da atual estratégia econômica do governo Bolsonaro que, como venho alertando, reduz a apropriação da riqueza pelos mais pobres dessa nação. Vários artigos demonstram como outras empresas e países têm adotado trajetórias bem distintas da brasileira e da Petrobras.

Lídice da Mata

Natural de Cachoeira (BA), está em seu terceiro mandato como deputada federal, tendo sido vereadora, deputada estadual, senadora e prefeita de Salvador.