



RETROSPECTIVA 2023

Eventos que marcaram
o setor energético

Direção técnica

Mahatma Ramos

Ticiane Alvares

Coordenação técnica

Fernanda Brozowski

Autores

Adhemar Mineiro

André Leão

André Tokarski

Francismar Ferreira

Luiz Fernando Ferreira

Maria Clara Arouca

Equipe de comunicação

Fátima Belchior

Laura Cardoso

SUMÁRIO

OS DESAFIOS DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO: 2023 EM RETROSPECTIVA	4
Mahatma Ramos Ticianá Alvares	
O BRASIL NA OPEP+ E A CONJUNTURA GLOBAL DA ENERGIA	7
André Leão	
MARCAS E DESAFIOS DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL EM 2023	10
Francismar Ferreira	
UMA VISÃO REPUBLICANA DO ABASTECIMENTO	12
Luiz Fernando Ferreira	
A MUDANÇA NA POLÍTICA DE PREÇOS DOS DERIVADOS E SEUS EFEITOS SOBRE A GASOLINA E O DIESEL	15
Adhemar Mineiro Maria Clara Arouca	
O INTERESSE PÚBLICO COMO NORTEADOR DAS POLÍTICAS DE REGULAÇÃO E GOVERNANÇA NA ÁREA DA ENERGIA	18
André Tokarski	

OS DESAFIOS DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO: 2023 EM RETROSPECTIVA



o ano de 2023 foi o ano mais quente dos últimos 100 mil anos, com temperatura média 1°C acima do nível pré-industrial, segundo o serviço de Mudanças Climáticas Copernicus da União Europeia informou. A ação humana e seus padrões de produção e consumo estão no núcleo da crise climática global, cujos efeitos ambientais, sociais e econômicos já são percebidos por todos. Nesse cenário, a busca por segurança energética e novas rotas tecnológicas tornaram-se objetivos estratégicos das principais potências globais e objeto de disputa geopolítica. Portanto, uma lição que fica do último ano é que será impossível pensar o futuro do Brasil sem debater o desenvolvimento de sua indústria energética.

Nessa publicação, o Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep) reúne uma série de cinco artigos de seu corpo técnico que resgatam e analisam as principais transformações e debates que marcaram o segmento energético e, em especial, o setor de óleo e gás no Brasil em 2023.

No primeiro artigo, André Leão analisa o papel do Brasil na conjuntura global de energia e sua relação com a OPEP+. No segundo texto, Francismar Ferreira avalia quais são os principais desafios para o segmento de exploração e produção de petróleo no país. Luiz Fernando Ferreira, analisa, no terceiro texto da série, a complexidade e questões centrais para o segmento de abastecimento de derivados do petróleo no Brasil. Na sequência, Adhemar Mineiro e Maria Clara Arouca apresentam os principais efeitos da mudança na política comercial da Petrobras sobre os preços da gasolina e do diesel. Por fim, André Tokarski apresenta as principais alterações nas políticas de regulação e governança na área de energia no Brasil. Todos os artigos procuraram enfatizar o papel da Petrobras nesse setor, bem como apontar as contradições e desafios que caracterizam esse momento singular da conjuntura política nacional.

A vitória eleitoral da coalizão política liderada pelo Partido dos Trabalhadores em novembro de 2022 foi o início político e simbólico de 2023. O duro processo de transição do poder no âmbito federal, passando pela posse do Presidente Lula sem a tradicional transmissão de faixa, e a fatídica tentativa de golpe realizada por movimentos radicais e antidemocráticos no 8 de janeiro tornaram o início de 2023 quente

na política e desafiador para a democracia brasileira.

Os embates políticos e institucionais dessa conjuntura deram ritmo ao debate e à agenda pública nacional, que de forma gradual e contraditória foi capaz de produzir avanços tímidos no setor energético e, em especial, no setor de óleo e gás. O abandono do negacionismo científico e climático que marcou a gestão federal anterior e a retomada de temas estratégicos, tais como política industrial, desenvolvimento sustentável e descarbonização da matriz energética nacional, já significaram avanços per si.

Se no governo anterior o negacionismo travou e inibiu o debate público, em 2023 as agendas ambiental e da transição energética foram importantes vetores na articulação de diversas iniciativas públicas, mobilização de atores da sociedade civil e do parlamento em torno das pautas de regulação e investimentos no setor energético. No entanto, nota-se um descompasso e até contradições entre as agendas do Legislativo e do Executivo no tema.

No Executivo, existem múltiplas iniciativas relativas ao tema, com destaque para três grandes programas: o Novo PAC (Programa de Aceleração do Crescimento) e o Plano de Transformação Ecológicas, apresentados em agosto de 2023. Nesse âmbito, também foram lançadas outros projetos setoriais importantes, como o Plano Nacional Trienal (2023-25) do Plano Nacional do Hidrogênio (PNH2) e Projeto de Combustíveis do Futuro (PL 4.516/2023), que abarca políticas como o Plano Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), além de iniciativas sobre o teor de mistura do etanol na gasolina e a captura e estocagem de dióxido de carbono. No entanto, essas iniciativas federais ainda carecem de maior unidade de ação, articulação interministerial e, sobretudo, políticas estruturais norteadoras que as unifiquem.

Ao mesmo tempo, no Congresso Nacional há uma tramitação cada vez mais célere, com baixo diálogo e participação social, de agendas regulatórias de setores estratégicos para a entrada do Brasil na transição energética. A regulamentação do segmento eólico offshore (PL 11.247/2018)¹ e a criação do Sistema Brasileiro do Comércio de Emissões (PL 2.148/2015)² são dois exemplos. Além desses dois projetos, que já tramitam no parlamento há anos, há outros importantes projetos de lei em debate, com destaque para aqueles que discutem a produção e o uso de hidrogênio (PL 725/2022 e PL 2.308/2023, do biogás e do biometano (2.193/2020), assim como a exploração da atividade de armazenamento de dióxido de carbono (CO₂) e seu posterior reaproveitamento.

A regulamentação do mercado de carbono no Brasil explicita essa dissociação e falta de coordenação nesses debates, visto que reproduz o modelo europeu e deixa de lado as especificidades

¹ Ver mais em <https://ineep.org.br/marco-regulatorio-das-eolicas-offshore/>

² Ver mais em <https://ineep.org.br/mercado-de-carbono-no-brasil/>

brasileiras. Se por um lado viabiliza o cumprimento das metas de redução das emissões, por outro não é suficiente para promover as inovações tecnológicas necessárias à indústria. Além disso, deixa ao setor privado a escolha das alternativas tecnológicas para a redução das emissões, respondendo a interesses das matrizes dessas empresas e não, necessariamente, ao interesse nacional. O projeto ainda deixa de fora a agricultura, principal responsável pelas emissões no Brasil, e acaba focando apenas na indústria, podendo ter como consequência a elevação do custo produtivo nacional.

O projeto que regulamentou as eólicas offshore (PL 11247/2018) também deixa lacunas importantes no que diz respeito ao interesse nacional. Exemplo disso é a não obrigatoriedade de investimentos em P&D para as empresas privadas, transferindo essa responsabilidade apenas à União, sem, no entanto, definir um valor mínimo de investimentos nessas iniciativas, o que pode resultar em maior dependência tecnológica do Brasil.

Esses marcos regulatórios representam um reposicionamento do Brasil frente à transição energética e ao compromisso climático. Porém, é notória a baixa articulação desses múltiplos atores e interesses em torno de uma estratégia nacional de desenvolvimento e da transição justa. É preciso construir mecanismos de coordenação, diálogo e monitoramento das iniciativas em curso com ampla participação da sociedade civil, mas com a liderança dos atores estatais. O Plano de Transformação Ecológica, ainda em aprimoramento, e o plano Nova Indústria Brasil (NIB), lançado em janeiro de 2024, podem se tornar vetores importantes na consolidação dessa agenda.

Em 2023, o descompasso entre a agenda do Legislativo e do Executivo foi um elemento importante para o avanço ou não do país em direção a regulação e edificação de um ambiente de negócios propício à transição energética. O empenho do Brasil na redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e na mitigação dos efeitos das mudanças climáticas é fundamental para o planeta. Entretanto, esse esforço deve estar conectado aos desafios do desenvolvimento nacional, envolvendo o aumento da taxa de investimento na exploração de novas rotas tecnológicas que impulsionem o Brasil em direção a um novo projeto de industrialização. Esse é um caminho promissor para o enfrentamento das desigualdades sociais e regionais que marcaram o desenvolvimento nacional nas últimas décadas.

Mahatma Ramos
Ticiane Alvares
Diretores técnicos do Ineep

O BRASIL NA OPEP+ E A CONJUNTURA GLOBAL DA ENERGIA*

André Leão**



ano de 2023 apresentou desafios e novas perspectivas para o futuro da governança global de energia. A continuidade da guerra da Ucrânia e o surgimento do conflito entre o Hamas e Israel geraram temores nos Estados e nos agentes econômicos globais em relação aos impactos que poderiam ter no mercado internacional de petróleo e gás.

Além disso, mudanças em instituições internacionais prometem alterar os arranjos de poder em torno da questão energética. Os maiores exemplos são a tentativa de preservação da Organização de Países Exportadores de Petróleo (Opep) como um ator relevante, especialmente por meio da Opep+ – diante de uma conjuntura na qual se pretende reduzir o uso de combustíveis fósseis –, e o anúncio da expansão do BRICS, ao qual se incorporarão importantes produtores mundiais de petróleo.

Esses fatores certamente reverberam sobre a posição brasileira na governança global de energia. A recente divulgação de que o país fará parte da Opep+ em 2024, aliada à intenção da Petrobras de explorar novas frentes de petróleo, sobretudo na margem equatorial, teve grande repercussão na opinião pública. Às vésperas da realização da COP28, nos Emirados Árabes Unidos, a informação sobre o ingresso brasileiro como país associado na Opep+ gerou dúvidas em relação às pretensões do Brasil de se posicionar como um líder ambiental global que, ao mesmo tempo, também pretende expandir seu plano de exploração e produção de petróleo. Ao governo, será necessário deixar claro porque as alegações de contradição devem ser afastadas.

A guerra da Ucrânia escancarou a vulnerabilidade da segurança energética da Europa e o embate geopolítico entre os Estados Unidos e a Rússia. A alta dependência europeia em relação ao gás russo e as incertezas sobre os caminhos que o governo de Vladimir Putin seguiria levaram os europeus a implementarem ações visando diminuir as importações do gás da Rússia, substituindo-o por outros fornecedores de gás natural liquefeito, por exemplo, os Estados Unidos.

Essa medida, aliada à decisão dos governos europeus de impor sanções ao petróleo russo, de fato reduziu a participação da Rússia no mercado energético europeu. Em contrapartida, assegurou aos Estados Unidos a possibilidade de expandir seus interesses econômicos ao ganhar mais espaço nesse mercado. A saída

para Putin também foi diversificar suas exportações de petróleo e seus derivados, sobretudo para parceiros do eixo Sul Global, como o Brasil, onde a participação do diesel russo no mercado interno superou a do diesel estadunidense.

Assim como a guerra russo-ucraniana, o conflito entre Hamas e Israel também levantou questões sobre a segurança energética global. Novamente, a ausência de previsibilidade sobre os rumos da guerra poderia desequilibrar a relação entre a oferta e a demanda de gás e petróleo, bem como elevar os preços do barril. Embora tenha havido leve aumento no início, posteriormente houve uma acomodação e queda dos preços.

Diante desse cenário, a Opep busca fortalecer seu protagonismo na geopolítica energética global. Como forma de tentar controlar os preços do barril de petróleo, em setembro de 2023, Arábia Saudita e Rússia anunciaram a manutenção dos cortes na produção do combustível. Em dezembro, a Opep divulgou que, a partir de 2024, alguns membros do bloco reduzirão novamente a oferta em aproximadamente 2,2 milhões de barris.

Em um momento em que as mudanças climáticas têm sido o principal objeto de debates na comunidade internacional, a Opep busca veicular a ideia de que o petróleo não deve ser visto como um empecilho para a transição energética. Diante da possibilidade de perda de espaço do petróleo para as fontes renováveis, a instituição visa preservar sua posição de poder na governança global de energia, que deverá sofrer mudanças devido à ampliação do BRICS.

O alargamento desse bloco pode favorecer a estratégia da China de garantir sua segurança energética. Na medida em que grande parte do seu consumo interno de petróleo é proveniente de importações, viabilizar a adesão ao grupo de alguns dos maiores produtores do combustível (Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Irã) ajuda o gigante asiático a se resguardar de instabilidades que surgem no sistema internacional, como as guerras da Ucrânia e de Israel, e fortalece suas parcerias estratégicas com os membros do bloco.

Todos esses movimentos que impactam a conjuntura internacional do setor energético permitem compreender as ações externas recentes do Brasil. Uma nova distribuição de poder provoca alterações na leitura dos agentes responsáveis pela formulação da política externa brasileira, o que, conseqüentemente, leva a um reposicionamento do país no sistema internacional. Nesse sentido, as decisões do governo de inserir o Brasil na Aliança Global para Biocombustíveis e na Opep+ indicam um objetivo de retomada do protagonismo brasileiro por meio de uma política exterior multilateralista, a partir da qual se busca uma reversão do isolamento diplomático ocorrido na administração de Bolsonaro.

Embora o anúncio do ingresso na Opep+ tenha ocorrido em um momento inadequado, justamente às margens da COP28, a participação brasileira no grupo viabiliza a ocupação de um espaço de poder importante, que permite ao país debater questões sensíveis sobre a geopolítica do petróleo. Tal decisão não significa um abandono do compromisso com a transição energética,

considerando-se a posição do Brasil como um dos maiores produtores de energia limpa do mundo e a sua liderança na aliança sobre biocombustíveis, juntamente com Estados Unidos e Índia.

* Artigo originalmente publicado na Agência epbr, em dezembro de 2023.

** Pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep) e doutor em Ciência Política pelo Instituto de Estudos Sociais e Políticos da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (IESP-UERJ).

MARCAS E DESAFIOS DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL EM 2023*

Francismar Ferreira**

A produção recorde de petróleo e a busca por novas fronteiras petrolíferas, especialmente na Margem Equatorial, tiveram um papel fundamental no segmento de exploração e produção de petróleo em 2023. Esses aspectos são de extrema importância tanto para o país quanto para a Petrobras. Afinal, trata-se de assegurar o fornecimento de energia para sua oferta no futuro.

Entre janeiro e outubro de 2023, segundo a ANP, a produção de petróleo e gás no Brasil atingiu a marca de 4,285 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), representando um aumento de 10,2% em relação ao recorde alcançado no ano anterior. Vale ressaltar que 77% desse volume foi proveniente do pré-sal, em especial dos campos de Tupi e Búzios, responsáveis, respectivamente, por cerca de 25% e 17% da produção total de petróleo e gás neste ano.

No mesmo período, a Petrobras registrou um aumento na sua produção como operadora, atingindo 3,831 milhões boed, o que corresponde a 89% da produção nacional e um aumento de 6,5% em relação a 2022. Como concessionária, a produção da estatal foi de 2,760 milhões boed, equivalentes a 64,4% da produção total, o que significa uma queda de 4,8 pontos percentuais em relação ao ano anterior. A redução da participação da Petrobras como concessionária tem sido uma tendência nos últimos anos e resulta da redução de investimentos, privatização de campos e maior atuação de outras empresas, especialmente, nos campos de elevada produção no pré-sal.

O crescimento da produção de petróleo no país na última década foi puxado pelo pré-sal, que completou 15 anos em 2023. A região continua sendo a prioridade dos investimentos da Petrobras. Em seu Plano Estratégico (PE) 2024-28+, a estatal prevê um investimento total de US\$ 73 bilhões no segmento de exploração e produção, sendo 67% desse valor direcionado ao pré-sal. A empresa também pretende alcançar uma produção de 3,2 bilhões boed até 2028, sendo que 79% desse volume seria proveniente do pré-sal. Cabe destacar que a curva de produção da estatal apresentada no atual PE segue a mesma até 2027, tal como no plano anterior, dado que não está prevista a antecipação no cronograma de contratação de plataformas. De todo modo, esses dados destacam a importância do pré-sal na produção de petróleo tanto para a Petrobras como para o Brasil nos próximos anos.

Neste ano, a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e o regime de partilha de produção completam 10 anos. O objetivo dessas iniciativas era aumentar a presença e o controle do Estado sobre os recursos do pré-sal. Contudo, em 2016, as regras do regime de partilha foram alteradas, com destaque para a retirada da obrigatoriedade da participação da Petrobras como operadora dos ativos do pré-sal. Atualmente, o Governo Federal está considerando alterar as atribuições da PPSA, no contexto do programa Gás para Empregar. O que se discute, nesse caso, é a expansão das atividades da PPSA para os segmentos de gás natural, refino e fertilizantes. No PE 2024-2028+, a Petrobras sinaliza que também tem intenções de fortalecer sua atuação nessas áreas, suscitando questionamentos sobre a possibilidade de sobreposição de atribuições.

No segmento exploratório o ano não foi marcado por novas descobertas, e sim pelas discussões acerca da exploração da Margem Equatorial Brasileira, em especial na bacia da Foz do Amazonas pela Petrobras. O debate central envolve duas questões fundamentais: a econômica e a ambiental. No âmbito econômico, destaca-se a importância estratégica do aumento das reservas de petróleo para o Brasil. Porém, sob a perspectiva ambiental, argumenta-se que a exploração na região carece de maiores estudos e garantias sócio-ambientais, dado o desconhecimento sobre sua biodiversidade e a sensibilidade ambiental da região.

Esses objetivos não são necessariamente incompatíveis e, para serem alcançados, o Estado brasileiro precisa exercer suas responsabilidades e respeitar decisões de órgãos competentes de maneira a garantir a sustentabilidade ambiental, desenvolvimento social e a segurança energética nacional. A Petrobras parece crer em uma resolução para esse debate, visto que em seu PE 2024-28+ está previsto o investimento de US\$ 3,1 na região, incluindo a perfuração de 16 poços. Vale destacar que, em 2023, a estatal obteve licença para iniciar as atividades exploratórias em águas ultraprofundas na Bacia Potiguar, também na região da Margem Equatorial.

Em suma, o ano de 2023 se encerra com um marco histórico em termos de produtividade para o Brasil e a Petrobras, impulsionados pela exploração do pré-sal. No entanto, emergiram incertezas e debates tanto em relação às mudanças na PPSA, quanto sobre o avanço ou não em novas fronteiras exploratórias e a manutenção de leilões de novas áreas, em especial aquelas com alguma sensibilidade social e/ou ambiental. Dessa forma, resta à indústria e à sociedade o desafio de conciliar o desenvolvimento social, econômico e ambiental, garantindo uma transição justa e a soberania energética.

* Artigo originalmente publicado na Brasil Energia, em dezembro de 2023.

** Doutor em Geografia e pesquisador da área de Exploração e Produção do Instituto Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep).

UMA VISÃO REPUBLICANA DO ABASTECIMENTO*

Luiz Fernando Ferreira**



O abastecimento de derivados de petróleo no Brasil sempre foi objeto de intensos debates e, neste ano de 2023, não foi diferente. Com a alternância de poder, típica de uma democracia, houve uma reorientação no que concerne à forma de se olhar essa questão complexa. Essa reorientação poderia ser sintetizada na expressão do presidente Lula: “vamos abraçar o preço da gasolina”.

A expressão do presidente, embora deva ser compreendida com alguma ressalva, busca dizer que o interesse público de disponibilidade de derivados a preços acessíveis deva superar o interesse privado da disputa por excedentes. Embora muitos possam acreditar que os preços de combustíveis são arbitrados, simplesmente, por um equilíbrio entre oferta e demanda, há um conjunto maior de variáveis que os influenciam, como os efeitos geopolíticos e conjunturais.

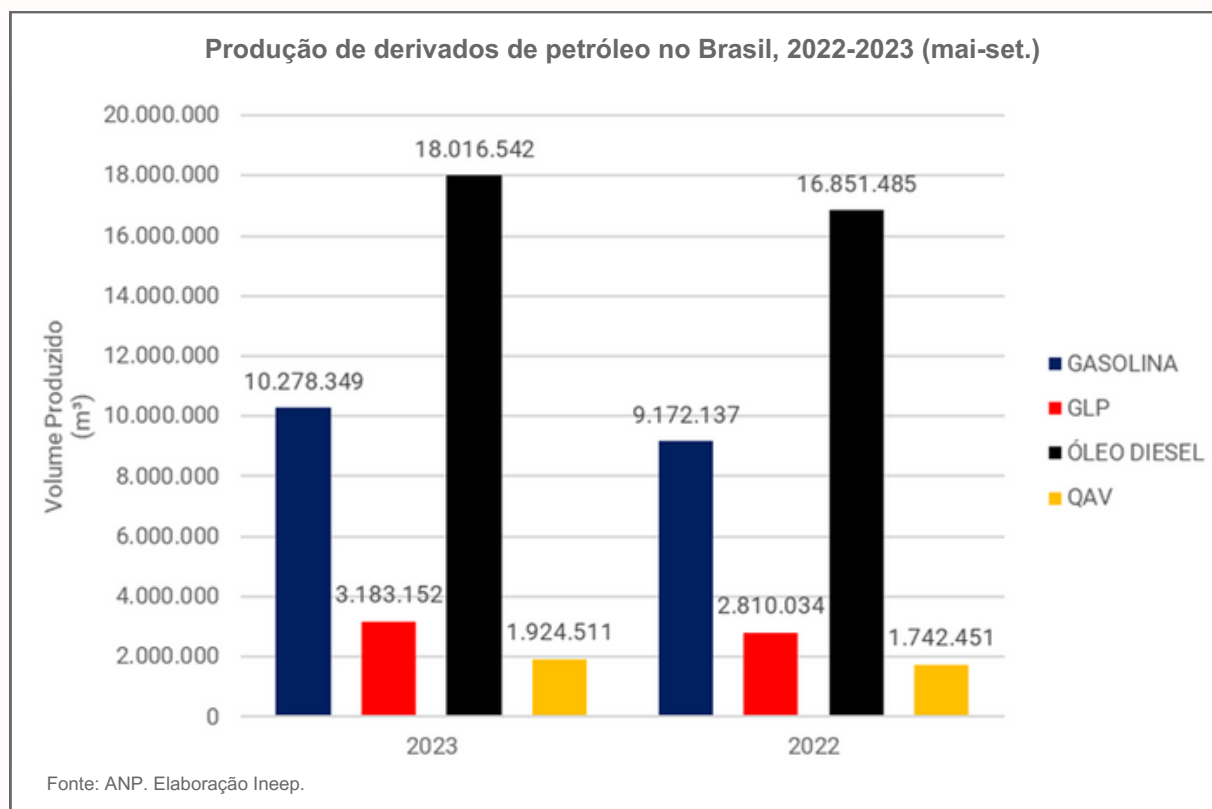
Nesse sentido, a Petrobras voltou, em 2023, a balizar a política do abastecimento, que foi ofuscada, nos anos anteriores, pela discussão sobre o preço por paridade de importação (PPI). Segundo o Datafolha, em março de 2022, 68% dos brasileiros apontavam que o Governo Federal tinha grande culpa no preço dos combustíveis. Assim, a mudança na política de abastecimento de derivados, pelo menos da parte operada pela Petrobras, era uma demanda de natureza democrática.

Em observação retrospectiva, fica claro que a estratégia utilizada pela Petrobras para operacionalizar essa demanda foi basicamente duas: a primeira, diminuir as importações e, a segunda, atuar como um distribuidor sem estar na distribuição de combustíveis.

A primeira parte da estratégia foi realizada com o aumento do fator de utilização (FUT) das refinarias operadas pela Petrobras. No ano de 2022, o FUT médio, de janeiro a setembro, foi de 85,1%, com um volume médio processado de 1,6 milhão de barris por dia (bbl/d). Em 2023, no mesmo período, o FUT passou para 88,4%, atingindo o processamento de 1,7 milhão de bbl/d. Um olhar mais focado mostra que, a partir de maio deste ano, o FUT foi intensificado passando de 81% para 93,5% em média.

Esse aumento de utilização do parque de refino proporcionou um incremento na disponibilidade

de derivados. Segundo dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP), os principais derivados tiveram variação positiva na oferta pela Petrobras, principalmente a partir de maio. O gráfico a seguir apresenta a produção dos principais derivados entre os anos de 2022 e 2023, no período compreendido entre maio e setembro.



Nesse período, houve um aumento na oferta de gasolina de 12% pelas refinarias da Petrobras e um aumento das importações, que passaram de 1,3 milhão de m³ para 2,0 milhões de m³. Essa variação positiva na importação de gasolina pode ser explicada, em parte, pelo crescimento econômico do país.

Nos demais produtos – QAV, óleo diesel e GLP – houve um aumento na disponibilidade combinada com a redução no volume de importações. O GLP, energético fundamental para o abastecimento e de forte impacto nos orçamentos das famílias brasileiras, teve um aumento na produção local de 13,2%, com uma diminuição das importações de 28,12%. O óleo diesel e o QAV tiveram, respectivamente, um aumento na produção de 6,9% e 10,4% nas refinarias da Petrobras, com uma redução nas importações de 21,6% e 25,5%, respectivamente.

Além do aumento da disponibilidade, outro fator relevante foi a mudança na política de preços da Petrobras, que deixou de ter o PPI como único balizador e elemento estruturante do seu processo de precificação. Como principal importadora do Brasil, a Petrobras atuou como moderadora de estoques e da margem de lucro dos importadores, além de absorver situações de turbulências políticas com o seu “túnel de volatilidade”. Esse papel, de moderador das margens dos importadores, era parcialmente exercido,

anteriormente, pela BR Distribuidora, e agora foi assumido pela Petrobras.

Apesar dessa estratégia implementada pela Petrobras no cenário do abastecimento, há um debate de fundo que deve ser encarado: a forte dependência do Brasil no setor de derivados de petróleo. Olhando para o ano de 2023, ficou claro que, apesar do esforço louvável da Petrobras para aumentar a disponibilidade interna de derivados, a empresa também tem limites que estão colocando uma restrição importante para o país.

O que devemos esperar dessa mesma empresa para os próximos anos? Uma realidade está ficando cada vez mais evidente: ainda dependeremos, por um bom tempo, de derivados de petróleo como vetores energéticos. Nesse sentido, investimentos na ampliação da oferta de derivados no Brasil se tornam urgentes e necessários e não devem ser colocados em segundo plano. Pelo contrário, deveriam estar em um grande plano de desenvolvimento sustentável. Biometano, querosene de aviação sustentável, base de materiais poliméricos renováveis, isso tudo deveria estar na agenda do refino para os próximos anos e esse debate deve começar já.

* Artigo publicado originalmente no Poder360, em dezembro de 2023.

** Mestre em Engenharia Mecânica pela UNICAMP e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

A MUDANÇA NA POLÍTICA DE PREÇOS DOS DERIVADOS E SEUS EFEITOS SOBRE A GASOLINA E O DIESEL *

Adhemar Mineiro**
Maria Clara Arouca***

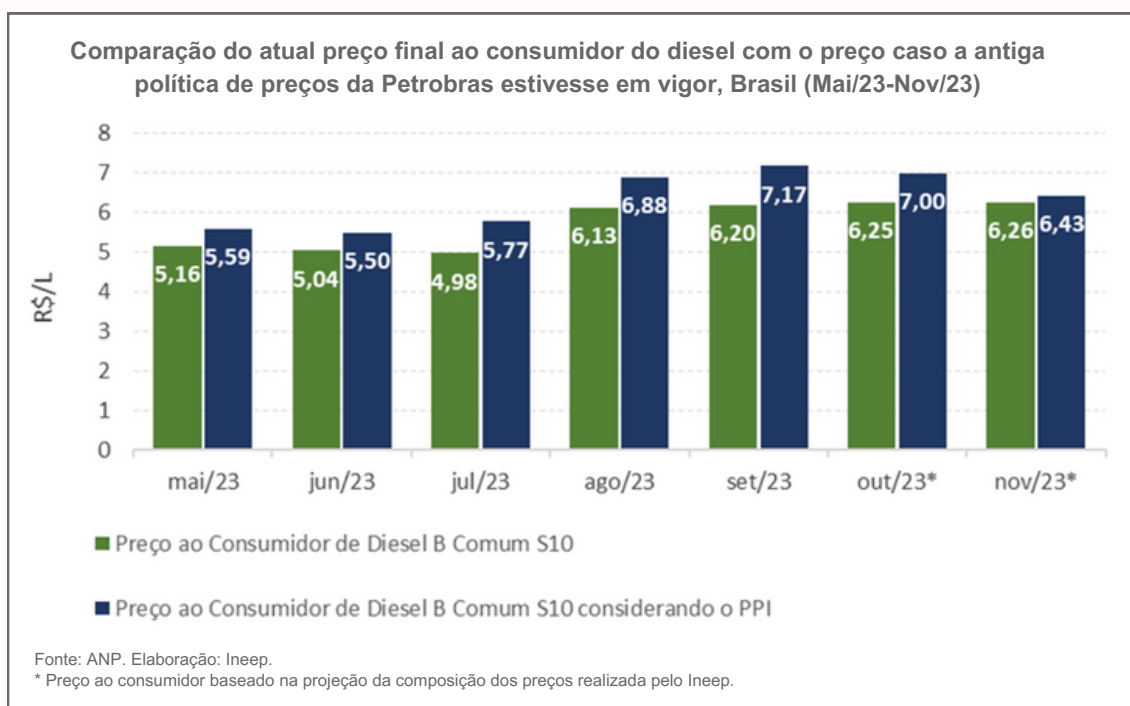
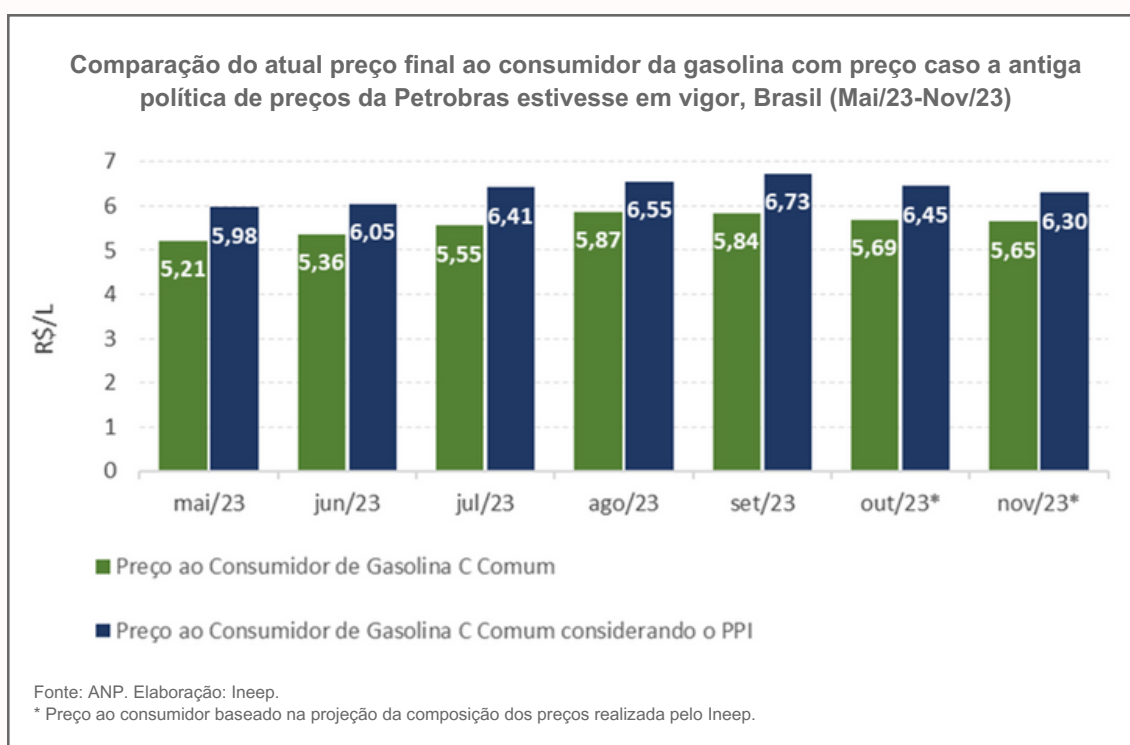
Em maio de 2023, a Petrobras anunciou a sua nova estratégia comercial para os preços da gasolina e do diesel, buscando construir uma alternativa à rigidez da política dos preços de paridade de importação (PPI), vigente desde 2016 e que produziu forte pressão inflacionária nos preços domésticos ao longo de 2022.

A nova política comercial da Petrobras, segundo a própria companhia, visa transitar para uma política de preços mais nacional, flexível e alinhada à sua estratégia de concorrência no mercado nacional. Essa mudança tem, entretanto, se mostrado mais complexa do que o inicialmente anunciado. As limitações existentes na capacidade de produção de derivados, resultantes da falta de investimentos nos últimos anos, por um lado, elevaram a dependência de importações e a exposição à volatilidade dos preços internacionais e, por outro lado, dificultaram a articulação entre a flexibilidade da nova política e o abastecimento de alguns derivados, em especial o diesel.

Desde a adoção da nova diretriz, em maio, os números indicam que o preço final da gasolina, caso o PPI ainda estivesse sendo adotado, estaria, em média, 14% acima do preço real observado nos últimos meses¹. Em setembro, último mês com informações disponíveis na ANP para a composição de preços, enquanto o preço final ao consumidor para a gasolina foi de R\$ 5,84 por litro, estima-se que o preço final considerando o PPI seria de R\$ 6,73 por litro, representando um aumento de 15%. Utilizando a projeção da composição dos preços realizada pelo Inep para os dois meses subsequentes, estima-se uma pequena redução nessa diferença. Mas ainda assim, em novembro, o preço estimado da gasolina seria 12% superior caso a antiga política do PPI fosse mantida.

¹ Utilizou-se a média para o período de maio a setembro de 2023, pois os dados da ANP da composição dos preços estão disponíveis até setembro. Para os meses de outubro e novembro, utilizou-se a projeção do Inep da composição dos preços. Assim, foi possível comparar o preço final ao consumidor da gasolina e do diesel a partir da composição atual com o preço final caso o preço de paridade de importação ainda estivesse sendo adotado. Para os dois casos, o preço ao consumidor é o somatório do preço do produtor, dos componentes adicionados (etanol para a gasolina, biodiesel para o diesel), dos tributos (federais e estaduais) e da margem bruta de distribuição e revenda. Para verificar o preço ao consumidor considerando o PPI, realizou-se a soma dos mesmos itens, exceto pelo preço do produtor que foi substituído pela média mensal do PPI, informado pela ANP.

No caso do diesel S10, as flutuações seriam maiores segundo a estimativa feita. O preço final ao consumidor, se o PPI ainda estivesse sendo adotado, estaria, em média, 12% acima do observado no período de maio a setembro. Estima-se que, em setembro, enquanto o preço final ao consumidor para o diesel foi de R\$ 6,20 por litro, o preço final ainda ancorado no PPI seria de R\$ 7,17 por litro, valor 16% superior. A partir dos dados da projeção da composição dos preços para outubro e novembro, nota-se uma redução da diferença, chegando em novembro com o preço considerando o PPI apenas 3% superior aos preços praticados.



Em relação à gasolina, verifica-se que a desvinculação do PPI concedeu à Petrobras uma maior autonomia para implementar preços mais competitivos, possibilitando que a empresa ganhe mercado de suas concorrentes. Contribui para isso o fato de a Petrobras ser responsável por aproximadamente 87% da produção nacional e operar quase a plena capacidade – distintamente das demais refinarias, que operam com capacidade ociosa.

No caso do diesel, as flutuações refletem as variações de demanda e a incapacidade de atendimento do mercado doméstico, fazendo com que os preços de produtor da Petrobras e da Acelen converjam, ambos se aproximando do PPI. No caso da Refinaria da Amazônia, a distância faz com que ela possa manter uma política de preços com maior margem, dado os custos maiores para outros produtores chegarem a sua área.

Portanto, é razoável afirmar que, no caso da gasolina, a nova política foi exitosa, tanto do ponto de vista da Petrobras (flexibilidade e capacidade competitiva) quanto do consumidor (preços mais baratos) e do governo (menor pressão nos preços). Já no caso do diesel S10, existem restrições estruturais relacionadas à capacidade de produção (que implicam maior dependência de importações) e às flutuações dos preços internacionais (que limitam a flexibilidade da nova política).

Embora, em seu novo Plano Estratégico para o período 2024-28+, a Petrobras preveja investir US\$ 17 bilhões no setor de Refino, Transporte e Comercialização (RTC), o cenário de limitações estruturais tende a se manter, em especial se for verificado um crescimento econômico mais robusto nos próximos anos. O projetado acréscimo de 225 mil bpd na capacidade de processamento de petróleo se destinará, nesse caso, ao suprimento de uma demanda doméstica de derivados aquecida, e pode ser insuficiente para garantir uma maior flexibilidade de preços para o diesel, em relação ao PPI.

* Artigo publicado originalmente na CartaCapital, em janeiro de 2024.

** Economista, doutorando pelo Programa de Pós-Graduação em Ciência, Tecnologia e Inovação em Agropecuária (PPGCTIA/UFRRJ) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

*** Mestre em População, Território e Estatísticas Públicas pela Escola Nacional de Ciências Estatísticas (ENCE/IBGE) e pesquisadora do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

O INTERESSE PÚBLICO COMO NORTEADOR DAS POLÍTICAS DE REGULAÇÃO E GOVERNANÇA NA ÁREA DA ENERGIA*

André Tokarski**

Ao longo do ano de 2023 foi notável um conjunto de mudanças nas políticas de regulação e governança na área da energia. No período anterior, no caso da Petrobras, particularmente entre 2016 e 2022, o contexto da crise política e da operação Lava Jato formou uma “tempestade perfeita” em que as ideias neoliberais e o rentismo capturaram o debate público com o objetivo de reduzir os investimentos, vender ativos estratégicos e direcionaram a governança corporativa da empresa para a maximização do lucro de curto prazo e à distribuição recorde de dividendos aos acionistas.

No primeiro ano do terceiro mandato de Lula foram tomadas medidas que recolocam o interesse público e a articulação com o desenvolvimento nacional como norteadores da política regulatória e de governança na área da energia.

A política energética e o abastecimento nacional de combustíveis dizem respeito à segurança nacional e ao interesse coletivo e a sua coordenação política é essencial para a articulação com o desenvolvimento nacional.

Neste breve balanço do ano de 2023, destacamos três pautas que sinalizam uma mudança de orientação das políticas regulatórias e de governança em benefício do interesse público: i) a suspensão temporária da venda de ativos e a revisão do acordo entre Cade e Petrobras; ii) a reforma do Estatuto Social da Petrobras; iii) e a agenda regulatória do mercado de carbono no Brasil.

No mês de março de 2023, o Ministério de Minas e Energia determinou à Petrobras a suspensão, por no mínimo 90 dias, da venda de ativos, tendo em vista a reavaliação da Política Energética Nacional. Em paralelo, a empresa informou ao Cade o interesse em rediscutir o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), que a obriga a vender oito refinarias.

O principal objetivo do TCC seria “propiciar condições concorrenciais, incentivando a entrada de novos agentes econômicos no mercado de refino”. Entretanto, além do prejuízo patrimonial causado à Petrobras, a venda de parte das refinarias não resultou em aumento de competitividade no setor, tampouco

impactou na redução de custo dos combustíveis aos consumidores finais.

O Cade não possui competência para tratar da política energética nacional, mesmo em relação à regulação da concorrência. A definição de diretrizes estratégicas para a política energética nacional e para as atividades relativas ao monopólio do petróleo, inclusive o refino, é atribuição do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), de acordo com a Lei nº 9.478/1997.

A suspensão da venda das refinarias é uma sinalização positiva para a retomada de uma Política Energética Nacional pautada pelo interesse público. O passo seguinte deveria ser a revisão do acordo com o Cade e a reintegração dos ativos alienados ao patrimônio da Petrobras.

No âmbito da política de governança, a reforma do Estatuto Social da Petrobras aprovou mudanças na direção oposta aos interesses curto-prazistas de acionistas minoritários: a revisão de restrições para nomeação de dirigentes, inicialmente previstas na Lei das Estatais (Lei nº 13.303/2016), consideradas inconstitucionais na decisão cautelar do então Ministro do STF, Ricardo Lewandowski; e a ampliação do teto de investimentos em programas de pesquisa e desenvolvimento de 0,5% para 5% do capital social da empresa.

A própria Lei das Estatais (art. 27, incisos I e II), ao tratar da função social da empresa pública, destaca que tais empresas devem buscar a ampliação do acesso de consumidores aos bens e serviços produzidos pela estatal e o desenvolvimento ou emprego de tecnologia brasileira nos processos produtivos das empresas, sempre de maneira “economicamente justificada”. Em outras palavras, a função social da Petrobras é atuar para garantir o abastecimento de combustível ao mercado interno com o menor preço e a melhor qualidade possível.

De outro lado, as proibições previstas na Lei das Estatais são notoriamente abusivas e antidemocráticas, uma espécie de controle prévio que visa restringir, indevidamente, as atribuições do acionista controlador em seu poder de dirigir as atividades sociais da empresa. Violam frontalmente o princípio da isonomia e penalizam, a título discriminatório, os que atuam legitimamente na esfera governamental ou partidária.

Em relação à regulação do mercado de carbono, entendemos que o relatório Substitutivo do PL nº 412/2022 tem o mérito de propor um modelo de mercado regulado de carbono reconhecido internacionalmente, com capacidade de promover as reduções das emissões de forma eficiente, com custos reduzidos e com estímulo a inovações tecnológicas.

Uma das lacunas do PL nº 412/2022 é a possibilidade de deixar para o setor privado a escolha das alternativas tecnológicas para a redução de emissão. Tal fato desconsidera que as multinacionais instaladas no país não desenvolvem pacotes tecnológicos que contrariem os interesses econômicos de suas matrizes e que a busca pelo domínio tecnológico de produção de energias renováveis se dá no acirrado contexto geopolítico e de

concorrência entre Estados nacionais pelas posições de liderança econômica.

A mera reprodução do modelo europeu de mercado regulado de carbono pode viabilizar o cumprimento das metas brasileiras de redução de emissão, mas não é suficiente para promover as inovações tecnológicas necessárias para uma nova “indústria verde”.

Destacamos ainda outras duas questões críticas sobre o PL nº 412/2022. A primeira se refere às incertezas quanto ao enquadramento das atividades agropecuárias no SBCE, dada a dispersão e a dificuldade de medição das emissões nesse segmento. E a outra quanto à conveniência do Brasil dispor de seus eventuais excedentes de carbono como estratégia de captação de recursos externos, permitindo que outros países continuem a emitir GEE à custa de créditos de carbono brasileiros.

* Artigo publicado originalmente no Le Monde Diplomatique Brasil, em janeiro de 2024.

** Professor do curso de mestrado em Direito Constitucional Econômico (MADIR) da UNIALFA, coordenador do curso de Direito da UNIALFA e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

RETROSPECTIVA 2023

Eventos que marcaram o
setor energético

SIGA NOSSAS REDES SOCIAIS

Clique no ícone para ser
redirecionado(a).



CONTATO

✉ redes@ineep.org.br

☎ +55 (21) 97461-8060

ENDEREÇO

📍 Avenida Rio Branco, 133, 21º
andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ