

NOVEMBRO DE 2024



AVIAÇÃO E NAVEGAÇÃO PRECISAM DE NOVOS COMBUSTÍVEIS

Desafios produtivos e tecnológicos e oportunidades para o Brasil

José Sergio Gabrielli



Instituto de Estudos
Estratégicos de
Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis



Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra - Ineep

Direção técnica

Mahatma dos Santos
Ticianá Alvares

Coordenação técnica

Fernanda Brozowski

Pesquisador responsável

José Sérgio Gabrielli

Equipe de comunicação

Fátima Belchior
Laura Cardoso

Projeto gráfico

Laura Cardoso

Fotografias

Marketplace Designers/Canva
HeliRy/Getty Images via Canva
Tookapic/Pexels
Tanathip Rattatum/Pexels
Sascha Hormel/Pexels

Avenida Rio Branco, 133 - 21º andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ
(21) 97461-8060 | redes@ineep.org.br | ineep.org.br

SUMÁRIO

1 - Introdução.....	4
2 - Rota inorgânica do SAF.....	7
3 - Novos combustíveis marítimos.....	11
4 - Rota orgânica do SAF.....	12
5 - Oportunidades no Brasil.....	14
REFERÊNCIAS.....	18

AVIAÇÃO E NAVEGAÇÃO PRECISAM DE NOVOS COMBUSTÍVEIS

Desafios produtivos e tecnológicos e oportunidades para o Brasil

José Sergio Gabrielli de Azevedo

1 - Introdução

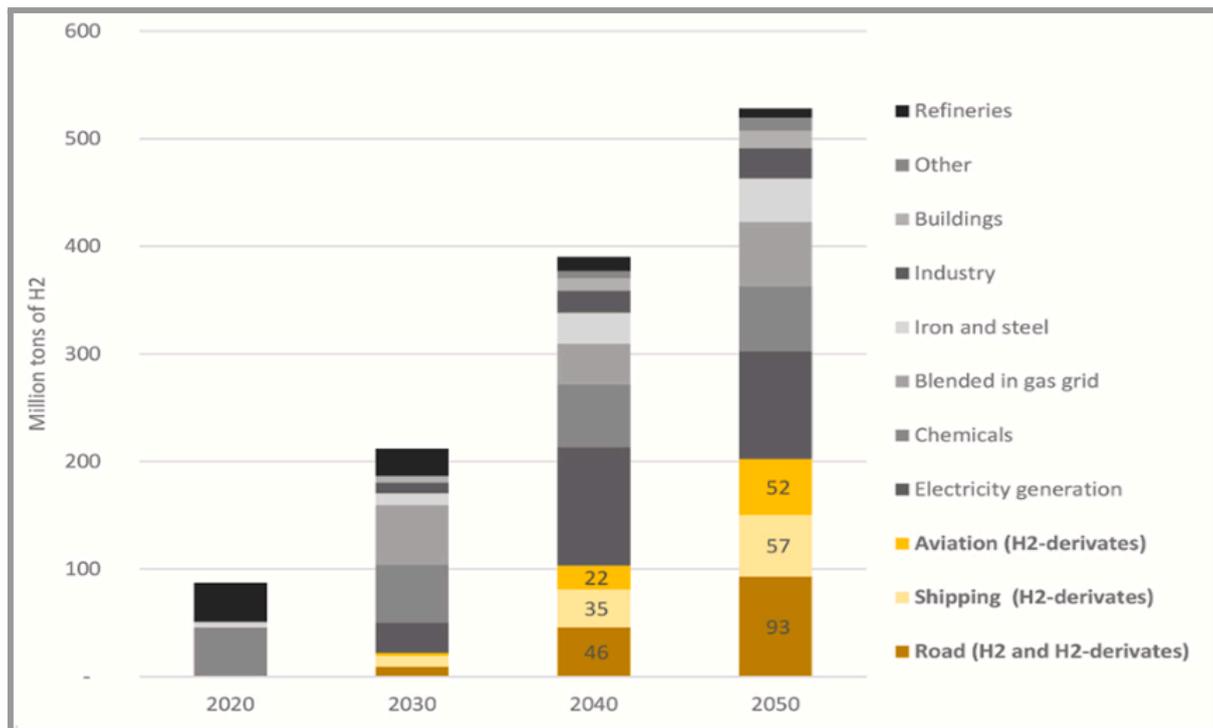
O hidrogênio (H_2) está sendo cada vez mais considerado como alternativa para os combustíveis fósseis na busca de redução de emissões de CO_2 ou na sua transformação em moléculas ou eletricidade. A moderna corrida pelo H_2 começou no Japão em 2017, sendo seguida pelas políticas de incentivos da União Europeia (UE) a partir de 2020, que incluem um acordo com o Japão a partir de 2022. A Austrália é também um dos países mais avançados no desenvolvimento de sua indústria de hidrogênio e a Arábia Saudita está intensificando seus investimentos no setor (Oesingmann, Grimme e Scheelhaase, 2024). A China se destaca nas energias renováveis e na construção de equipamentos para elas, assim como no desenvolvimento de novos eletrolisadores para a produção de H_2 eletrolítico, em disputa com a Alemanha pelo predomínio tecnológico.

O hidrogênio deverá ser disputado para o carregamento e armazenagem de energia, produção de derivados como amônia e metanol, além dos derivados combustíveis sintéticos para uso na aviação, navegação e sua utilização na indústria de difícil abate de emissões como cimento, siderurgia e construção.

Hoje, o consumo de hidrogênio nos transportes é muito pequeno, com sua demanda concentrada no refino, petroquímica e fertilizantes. As projeções da Agência Internacional de Energia (IEA), no entanto, indicam um grande avanço do seu uso, como se pode ver na Figura 1, especialmente na aviação, navegação e no transporte rodoviário a partir de 2030, chegando a quase um quarto do consumo total em 2050. Nesse período, a previsão é de que todos os derivados de H_2 para uso nos transportes serão combustíveis sintéticos, com o uso direto de hidrogênio apenas no transporte rodoviário por meio de células de combustível que utilizam a molécula. Além disso, as projeções sugerem o aumento global de seus usos e uma crescente competição entre as diferentes aplicações em diversos setores.

Considerando vários marcos regulatórios internacionais, a partir de 2027, os aviões precisarão misturar ao seu combustível fóssil, derivado do petróleo, pelo menos 2% de produtos de origem renovável, conhecido como *Sustainable Aviation Fuel* (SAF)¹, que pode ser produzido tanto com biocombustíveis ou ser processado com produtos inorgânicos (e-SAF). Uma das características indispensáveis é que ele seja *drop-in*, no sentido de ser completamente misturável aos combustíveis fósseis atuais, sem requerer grandes mudanças de motores e equipamentos.

Figura 1 - Demanda de hidrogênio e seus derivados por setor, cenário NZE 2020-2050 (em MtH₂)



Nota: No cenário de emissões líquidas zero de CO₂ (NZE) da IEA, a demanda de hidrogênio na aviação e no transporte marítimo é totalmente atendida por derivados à base de hidrogênio, como combustíveis sintéticos. Os números são apresentados em milhões de toneladas (MtH₂).

Fonte: IEA apud Oesingmann, Grimme e Scheelhaase (2024, p. 634) (tradução nossa).

A distância entre a realidade da produção atual e a demanda prevista pela regulação ainda é muito grande. Em 2022, a aviação consumiu apenas 0,11% de SAF em relação ao uso de combustíveis fósseis. Por outro lado, a demanda total de combustíveis para o transporte aéreo vem crescendo e deve continuar crescendo até 2050, com projeções saindo de 401 bilhões de litros/ano em 2019, para 870 bilhões em 2050 (Domínguez *et al.*, 2024).

¹ No Brasil, a exigência para 2027 é de 1% de SAF.

Por outro lado, as diferenças de custos entre o SAF e os combustíveis são um grande obstáculo para sua utilização porque os combustíveis representam de 20% a 30% dos custos operacionais das empresas aéreas (Domínguez *et al.*, 2024).

Na busca pela redução das emissões da aviação, diante da expectativa de consumo crescente de combustível, devem ser considerados também novos *designs* de aeronaves, sistemas de propulsão mais eficientes, planos de voo que utilizam menos combustível e a redefinição de rotas aéreas e intensidade de voos. Porém, um dos principais instrumentos no curto prazo será a substituição de parte dos combustíveis por outros menos emissores (Ibrahim, Kuşakci e Abdullah, 2024).

Várias pesquisas atestam que a diminuição de emissões é significativa, tanto no caso do SAF orgânico, como do SAF sintético. Estudos mostram uma redução de 41% a 89% das emissões de CO₂, além da queda de material particulado e de dióxido de enxofre (SO₂) quando os aviões usam SAF (Ibrahim, Kuşakci e Abdullah, 2024; Song, Li e Liu, 2024).

Assim, observando o lado da produção para atender as exigências regulatórias, ainda há um longo caminho a percorrer para superar os obstáculos tecnológicos e econômicos e construir a nova infraestrutura logística para prover o SAF, tanto de origem em biomassa como a partir do metanol sintético.

No que se refere à navegação, as embarcações respondem por 80% do comércio internacional e emitem 3% dos gases de efeito estufa no mundo hoje. Além disso, emitem materiais particulados, óxidos de enxofre (SO_x) e óxidos de nitrogênio (NO_x), que afetam severamente a saúde humana. Entre as várias medidas para atingir a neutralidade de emissões de CO₂ até 2050, a navegação precisa mudar sua matriz de combustíveis, adotando alternativas sem emissões ou de menor emissão como o gás natural liquefeito (GNL). Hoje, ainda predominam o óleo combustível (HFO), o *bunker* (combustível específico para navegação) e uma parcela de óleo combustível de baixo teor de carbono. Dentre os novos combustíveis, destacam-se os biocombustíveis, os combustíveis sintéticos, os combustíveis azuis² e a eletricidade gerada a bordo ou carregada em baterias, mas que são difíceis de adaptação em rotas de longa distância.

² Combustíveis resultantes de processos de síntese na utilização de H₂ para remoção de CO₂ em unidades de captura e sequestro de carbono (CCUS), com armazenamento permanente, instaladas a bordo da embarcação.

2 - Rota inorgânica do SAF

No caminho inorgânico, uma das mais promissoras rotas é a do metanol (CH_3OH), que absorve o CO_2 biogênico oriundo de processos que utilizam biocombustíveis ou produtos de origem vegetal ou animal, mas, cuja emissão líquida no ciclo de vida, até o momento de sua utilização, seja neutra de emissões. A combinação desse CO_2 biogênico com H_2 produzido a partir da eletrólise da água para gerar o metanol de baixa emissão de carbono é o ponto de partida da produção de SAF sintético ou *e-SAF*, adotando, entre outros, o processo de síntese Fischer-Tropsch, já conhecido desde o início do século passado.

O processo de produção do metanol sintético utiliza pelo menos uma planta de captura de CO_2 e outra de eletrólise do H_2 . A maior parte dos projetos em andamento utilizam o *Direct Air Capture* (DAC), que busca capturar o dióxido de carbono diretamente do ar e que geralmente representa a maior parte do CAPEX dos projetos, elevando significativamente seus custos. Por outro lado, o processo de eletrólise para a produção de H_2 é o principal componente do consumo de energia. O DAC é um dos mais caros processos de captura de carbono, podendo ser substituído pelo uso de pontos concentrados de emissões, desde que o resultado do ciclo de vida seja neutro em emissões. Nesse sentido, a utilização de alguns tipos de biomassa para a produção de biocombustíveis pode ser uma fonte importante de CO_2 biogênico, aumentando as vantagens comparativas do Brasil.

Além do mais, a produção de éter dimetílico (DME) a partir do metanol aumenta a eficiência energética do processo e reduz a demanda de energia para a transformação como um todo (Permatasari *et al.*, 2024). O uso de DME no processamento do metanol pode baixar os custos e aumentar a eficiência na produção (Felix Hilfinger, Kubas e Krossing, 2024).

As condições de economicidade desse processo ainda precisam ser testadas, mas as tendências de redução de custos, impulsionadas por avanços tecnológicos e aumento de escala de produção, sugerem que essas condições convergirão para níveis competitivos.

O consumo de energia renovável é um desafio para os custos operacionais desses projetos. Um dos limitadores da expansão dessas fontes de eletricidade é sua natureza intrinsecamente intermitente e a necessidade de balanceamento elétrico das redes de distribuição, quando as fontes intermitentes se tornam relativamente grandes na geração total de eletricidade. Isso envolve a necessidade de algum tipo de armazenamento para compensar as flutuações e balancear as redes. Baterias, usos de fontes estabilizadas e de carregadores de energia são algumas alternativas.

Os sistemas *Power-to-X (PtX)* – onde X pode ser calor, eletricidade, gás ou combustíveis líquidos, convertendo a geração elétrica diretamente nessas outras formas de transporte de energia – incluem os sistemas *P-to-M (PtM)* ou *P-to-A (PtA)*, nos quais a energia elétrica (*power*) é transformada em metanol ou amônia, que são mais fáceis de transportar que o próprio H₂.

Bram e outros (2024) chamam a atenção para o fato que as tecnologias PtX, quando analisadas sob o ponto de vista do H₂ e do CH₃OH, enfrentam o desafio de equilibrar o uso de energia com a disponibilidade de fontes renováveis e intermitentes e o seu armazenamento. Os equipamentos críticos são os eletrolisadores para o hidrogênio e os reatores para o metanol. Do ponto de vista locacional, a assimetria da distribuição global dos recursos eólicos e solares, assim como a disponibilidade de água e CO₂ neutro de emissões, condicionam a localização das plantas produtoras. Isso vai exigir mecanismos complexos de controle, operações e comércio internacional, aos quais se somam desafios logísticos. Além das dificuldades de armazenamento do H₂ e do CH₃OH, há desafios no balanceamento dos subsistemas produtivos de queima de resíduos, intensidade de operação e manutenção e controle de temperatura e pressões. A integração das várias unidades do processo é hoje absolutamente indispensável para sua economicidade.

Em uma perspectiva de longo prazo, começam a ser realizados estudos sobre o uso de H₂ diretamente em novas aeronaves equipadas com sistemas de propulsão a H₂ aumentando a competição entre os diversos usos da molécula³. Ainda que seja difícil sua utilização nas rotas mais longas, é mais provável a utilização direta do H₂ líquido para propulsão de aeronaves seja empregada nas rotas menores (Oesingmann, Grimme e Scheelhaase, 2024).

Há várias rotas para a produção do SAF, sendo a mais empregada a *Hydroprocessed Esters and Fatty Acids (HEFA)*, que hidrogena correntes orgânicas. Contudo, essa tecnologia encontra limitações na disponibilidade de matérias primas de biomassa, caso a produção seja escalada para níveis muito superiores ao atual. Essa restrição é ainda maior se for considerado o crescimento do uso de biocombustíveis, não apenas na aviação, mas também na navegação e nos veículos rodoviários.

Sem incentivos governamentais, as rotas inorgânicas, especialmente a utilização de H₂ de baixo carbono, ainda são inviáveis economicamente. O *Inflation Reduction Act (IRA)* dos EUA pretende construir essa ponte, viabilizando incentivos para negócios com e-SAF nos próximos dez anos. Recentes estimativas para os EUA calculam que os custos do e-SAF são de cinco a nove

³ Um dos primeiros usos do hidrogênio foi como combustível para foguetes espaciais, ainda na primeira metade do século passado.

vezes maior do que os custos dos combustíveis fósseis para aviação, sendo o custo do hidrogênio o principal fator que eleva esses valores (Domínguez *et al.*, 2024). Outros estudos tratam da grande queda recente dos custos do H₂ sem, contudo, abordar a questão da captura de CO₂ biogênico e da logística.

Cheng e outros (2023) projetam uma queda nos custos do H₂ verde e azul tornando-os competitivos com H₂ cinza, produzido a partir do vapor de metano. Entretanto, a produção de derivados a partir do H₂ de baixo carbono ainda precisa de incentivos.

O IRA inclui incentivos para investimentos e produção de energia limpa no valor de 369 bilhões de dólares para o período 2023-2032 nos EUA. Para ser elegível aos incentivos, o H₂ precisa emitir menos de 4 kgCO_{2e}/kgH₂ ao longo de seu ciclo de vida. A lei também oferece incentivos para CCUS, *e-fuels* e geração elétrica solar e eólica. Há vários estudos que indicam que os projetos incentivados pelo IRA provocarão, até 2032, uma redução de 32%-44% em relação às emissões de 2005 nos EUA. Os modelos também preveem investimentos anuais de 60 bilhões de dólares em plantas de H₂ em 2035 e 30 bilhões em plantas de combustíveis sintéticos (*e-fuels*), incluindo biocombustíveis (CHENG *et al.*, 2023). O IRA também estabelece sanções como multas por emissões de metano na indústria de petróleo e gás.

Os créditos do IRA são inversamente proporcionais às emissões. Por exemplo, o H₂ azul, que inclui as emissões da produção de metano para o Processo de Reforma do Vapor (SMR), tem direito apenas aos créditos mais baixos, de 0,60 dólares por quilo. Em contrapartida, o H₂ verde, proveniente da eletrólise utilizando fontes renováveis, pode receber até três dólares de incentivos por quilo de H₂.

Simulações feitas mostram que, com os créditos do IRA:

- O hidrogênio azul se torna ligeiramente mais barato que o hidrogênio cinza convencional, com LCOF⁴ de \$1,24/kgH₂ e \$1,16/kgH₂, respectivamente.
- O hidrogênio verde via eletrólise tem o menor LCOF de \$0,31/kgH₂, bem abaixo do custo do hidrogênio cinza. Isso só é possível com os incentivos previstos pelo IRA.
- O hidrogênio da gaseificação de biomassa com CCS tem LCOF de \$2,22/kgH₂, ainda não competitivo.

⁴ Custo padronizado de combustível.

As simulações mostram que os incentivos do IRA favorecem fortemente a eletrólise, fornecendo um subsídio adicional para o avanço tecnológico, além de contribuir para a redução de emissões. Essa política está alinhada com os objetivos de rápida eletrificação e descarbonização do setor elétrico.

O estudo analisou sete rotas para produção de combustíveis líquidos Fischer-Tropsch (FTL), incluindo processos baseados em hidrogênio limpo e CO₂ de captura direta do ar ou biomassa, bem como gaseificação integrada de biomassa. Os resultados mostram que:

- Eletrocombustíveis (usando H₂ da eletrólise) têm o menor LCOF de \$2,9/galão, próximo da faixa histórica de preços do combustível de aviação fóssil.
- Rotas baseadas em biomassa têm LCOFs entre \$4,2/galão e \$6/galão, ainda não competitivos sem subsídios adicionais.

Um estudo de 2024 que analisou três rotas de e-SAF misturando H₂ eletrolítico com CO₂ biogênico capturado da biomassa, de emissões de fontes pontuais e de captura direta do ar (DAC), mostra que o IRA pode reduzir em até um terço o custo do e-SAF com a utilização dos incentivos do IRA (Domínguez *et al.*, 2024).

Os incentivos do IRA podem ser aproveitados para produzir um fluxo constante de hidrogênio limpo eletrolítico por menos de 1,5 USD/kg em muitos locais dos EUA estimulando as seguintes rotas:

1. Eletricidade e biomassa a líquidos (PBtL)
2. *Eletricidade a combustíveis sintéticos*, usando captura de carbono de fonte pontual (PtL-CC)
3. *Eletricidade a combustíveis sintéticos*, usando carbono da captura direta do ar (PtL-DAC) em comparação com a rota Biomassa a Líquidos (BtL).

Outro estudo que analisa três rotas para a produção de SAF conclui que a rota do metanol é a que utiliza menos eletricidade via eletrólise para produzir o mesmo com o CO₂ biogênico (Hirunsit *et al.*, 2024). No entanto, em comparação com outras rotas, a do metanol é a que apresenta a melhor eficiência na captura do CO₂, o que sugere que essa rota tende a se tornar predominante no médio prazo.

3 - Novos combustíveis marítimos

Em um estudo sobre o ciclo de vida de uso de novos combustíveis por três tipos de embarcações (graneleiro, contaneiro e navio de cruzeiro), Kanchiralla, Brynolf e Mjelde (2024) concluem que:

1. **Combustíveis sintéticos (e-fuels)** (e-amônia, e-metanol e H₂ verde líquido) têm a maior redução de emissões, mas seus custos são mais altos que os atuais combustíveis fósseis e outras alternativas.
2. **Biocombustíveis**, com uma redução menor de emissões, além de custos mais altos que os combustíveis fósseis, têm impacto no manejo de terras e precisam desenvolver ainda fontes sustentáveis de biomassa.
3. **Combustíveis azuis** têm um potencial de redução de emissões ainda menor e a economicidade depende do preço do gás natural para a captura e sequestro do carbono.
4. **CCUS embarcado**, apesar de ter uma relação custo-benefício mais adequada, exige investimentos significativos em equipamentos novos e sua viabilidade de longo prazo é incerta.
5. **Eletrificação** com o uso de baterias embarcadas não é viável para navegação de longo curso.

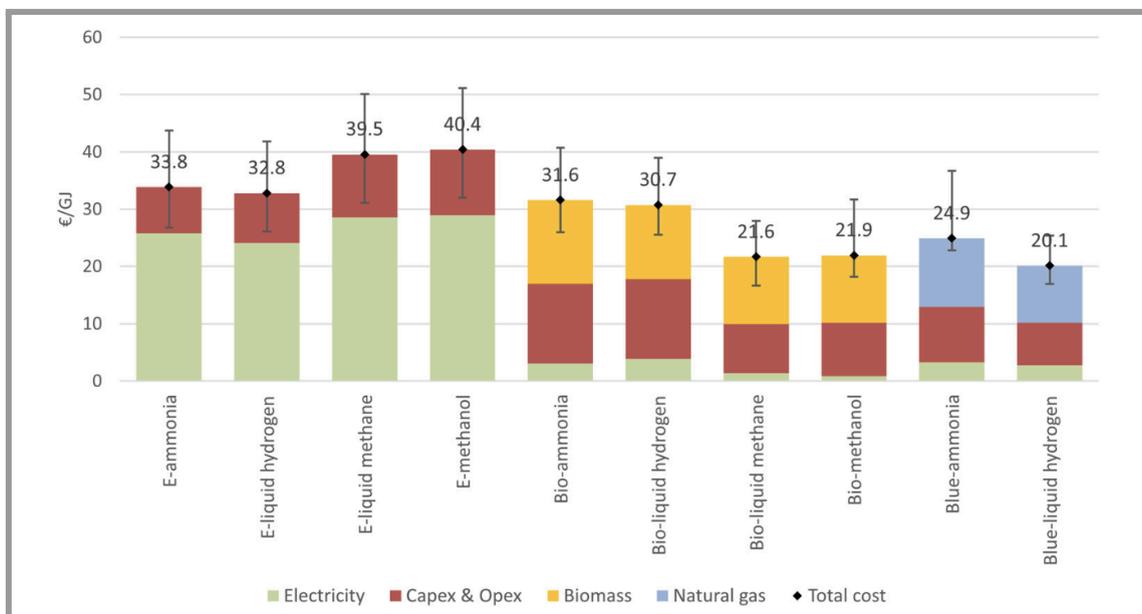
Uma das principais conclusões do estudo é que a diferença de custos entre os combustíveis sintéticos e os fósseis depende essencialmente da queda do custo da geração de eletricidade renovável. A diferença nos custos dos combustíveis renováveis derivados de biomassa está relacionada ao custo da biomassa e tem maior CAPEX e OPEX, enquanto os combustíveis azuis dependem do preço do gás natural, como se vê na Figura 2.

Os autores concluem que o biometanol e o biogás têm o maior potencial para utilização no curto prazo, uma vez que suas projeções de custos são menores em comparação com as alternativas, ainda que esses custos sejam muito dependentes da disponibilidade e do preço da biomassa, com todos os seus impactos no manejo de terras, em especial se a produção for escalada para níveis maiores que os atuais.

Os autores também mencionam que os *e-fuels* podem vir a substituir todas as alternativas, inclusive as fósseis, se os preços de eletricidade renovável forem suficientemente baixos para

manter a competitividade econômica desses combustíveis sintéticos, derivados do uso de H₂ eletrolítico.

Figura 2 - Comparação de custos de combustíveis navais alternativos aos fósseis de acordo com preços de energia.



Fonte: Kanchiralla, Brynolf e Mjelde (2024, p. 6410)

Para que isso ocorra, é necessário combinar os avanços tecnológicos com programas governamentais que reduzam essas diferenças. Isso é o que pretende o IRA nos EUA e o Fit for 55 na Europa. Esse tema não é diretamente abordado pelas políticas brasileiras.

4 - Rota orgânica do SAF

O Brasil foi um dos pioneiros no uso de biocombustíveis em mistura com combustíveis fósseis, reduzindo as emissões de CO₂ com os mandatos de etanol e biodiesel de 1ª geração na gasolina e óleo diesel consumidos no país. Além disso, desenvolveu uma indústria de veículos leves *flex-fuel*, que podem utilizar simultaneamente gasolina, etanol e até gás natural e GLP.

Há vários questionamentos, em especial na década de 2010, referentes aos impactos dessa produção sobre o manejo das terras, produção de alimentos e perda de biodiversidade, principalmente em relação à 1ª geração desses biocombustíveis. A 2ª geração, que utiliza resíduos

orgânicos, e a 3ª geração, baseada em algas, têm recebido mais apoio e podem vir a se expandir, mas ainda não alcançaram uma produção significativa.

Por outro lado, a expansão dos biocombustíveis teve impactos positivos na geração de emprego e no aumento da renda, especialmente em locais que direcionaram sua produção a ampliar a oferta de insumos básicos para esses combustíveis, com localização predominante nas regiões Centro-Oeste e Sudeste.

No Brasil, a rota orgânica para a substituição dos combustíveis fósseis não só é absolutamente preponderante na produção, como recebe amplo suporte das novas políticas públicas, como o programa Combustível para o Futuro e a Política Nacional para Hidrogênio (Gabielli de Azevedo, 2023; 2024).

O Brasil também iniciou a trajetória de produção de SAF de biomassa, com a hidrogenação de correntes de origem orgânica através de processos HEFA. Poucos estudos analisaram as dimensões sociais e econômicas da implantação desse novo combustível em termos de suas emissões, deslocamento de atividades econômicas, necessidades de investimentos, tecnologias e impactos sobre a sociedade e distribuição de renda. Um dos poucos exemplos é o estudo de Wang e outros (2019), que simula vários cenários para 2050, utilizando metodologia de insumo-produto, possibilitando ver interações entre vários setores e atividades no país.

Os cenários foram montados considerando o crescimento da aviação no país, estimado em 3% ao ano, com base em um crescimento bruto de 4,5% e um aumento de 1,5% ao ano na eficiência energética durante o período. Outra variável fundamental para os cenários foi a dinâmica das políticas públicas para os biocombustíveis, em especial os mandatos para SAF em relação aos combustíveis fósseis para aviação. A terceira variável chave para os cenários é o desenvolvimento tecnológico, tanto na rota dos orgânicos, como na rota dos inorgânicos, muitos dos quais dependem dos preços do hidrogênio.

Os cenários variam. Há aquele em que não há mudanças significativas das políticas públicas, nem avanços tecnológicos possíveis para a 2ª geração de biocombustíveis. Nesse caso, a demanda de cana de açúcar, a única matéria prima viável nesse cenário, aumenta, competindo com a produção de açúcar e elevando os preços tanto do etanol como do açúcar. Um outro cenário admite a mudança tecnológica, incorporando a macaúba e o eucalipto entre as matérias primas, reduzindo as pressões sobre a oferta de etanol. Nesse cenário, também não há mudanças significativas de políticas de estímulos, nem a definição de um mandato para o SAF. Um terceiro

cenário incorpora as mudanças de políticas e o quarto cenário combina tanto as mudanças de políticas, como mudanças tecnológicas, estimulando o setor privado a realizar investimentos.

Aplicando-se o modelo de insumo-produto, os autores concluem que, embora o modelo não considere os efeitos de preços sobre os coeficientes técnicos, que se baseiam em tecnologias de retornos constantes de escala, é possível estimar os impactos socioeconômicos do crescimento da produção de SAF. Os cenários três e quatro, que contemplam o crescimento da política e das tecnologias, são os que têm mais efeitos sobre o PIB e o emprego, conforme as hipóteses dos autores. Os efeitos indiretos são maiores do que os diretos, sugerindo que o estímulo à produção de SAF e o desenvolvimento tecnológico são indutores de outras atividades em outros setores da economia.

Entre as oleaginosas estudadas, a macaúba destaca-se como a mais promissora, segundo Wang e outros (2019), ainda que sua produção atual seja absolutamente insuficiente para seu uso na produção de SAF. Por outro lado, a macaúba tem a vantagem de se adaptar em áreas desflorestadas por ação humana e em pastagens (Evaristo *et al.*, 2016). A macaúba é uma planta de trato extrativista em algumas áreas do Brasil, principalmente em Minas Gerais. No entanto, para se tornar viável, é necessário modificar profundamente os processos pré e pós-colheita, visando aumentar a rentabilidade, reduzir as impurezas e o tempo de maturação das plantas, antes da sua produção. Por outro lado, experimentos controlados mostram uma grande dependência dos fungicidas para evitar contaminação dos frutos, no trato extrativo.

5 - Oportunidades no Brasil

Fica evidente que a possibilidade de expansão de uma economia a partir do hidrogênio, sem sombra de dúvidas muito menos emissora do que uma economia baseada nos derivados de petróleo, depende da economicidade dos projetos. Isso está essencialmente ligado ao custo da eletricidade renovável, dos equipamentos críticos, como eletrolisadores e reatores para o metanol, e desafios tecnológicos relacionados ao armazenamento e à logística principalmente. Porém, na fase inicial dessa economia verde, a ação do estado e das políticas públicas é indispensável para a implantação dos primeiros projetos. É dessa forma que EUA, Europa, China, Austrália, Chile, Arábia Saudita e até o Brasil têm definido programas de incentivos para estimular os investimentos pioneiros.

O Brasil tem algumas vantagens que precisam ser assinaladas. Foi pioneiro na expansão do uso do etanol desde a década de 1970, tem uma frota *flex-fuel* bastante significativa entre os veículos leves, mistura o etanol e o biodiesel em proporções das mais altas do mundo e tem um sistema de logística e armazenamento de biocombustíveis já bem desenvolvido.

Além disso, as energias eólica e solar deram um salto na capacidade de geração, especialmente no Nordeste brasileiro. Em algumas localidades, a variabilidade da velocidade dos ventos e o grau de insolação elevado permitem a complementariedade dos dois tipos de energias renováveis, aumentando significativamente o fator de utilização dos aerogeradores e reduzindo dramaticamente os custos de geração elétrica.

O Brasil, que já possui uma das matrizes elétricas mais renováveis do mundo, tem a vantagem de contar com o Sistema Integrado Nacional (SIN), em particular pela expressiva geração hidroelétrica. Os impactos da geração intermitente sobre o balanceamento elétrico do SIN poderão ser minimizados com o aumento do consumo elétrico dentro do próprio subsistema nordestino, que hoje é exportador líquido de eletricidade para o resto do país. Esse consumo elétrico pode ser elevado com a implantação de plantas de H₂ eletrolítico e de derivados sintéticos na região, intensivos no uso de energias renováveis.

A Constituição Federal de 1988, no seu art. 225, inciso VIII (redação dada pela Emenda Constitucional nº 132, de 2023) estabelece que o Brasil precisa:

manter regime fiscal favorecido para os biocombustíveis e para o hidrogênio de baixa emissão de carbono⁵, na forma de lei complementar, a fim de assegurar-lhes tributação inferior à incidente sobre os combustíveis fósseis, capaz de garantir diferencial competitivo em relação a estes, especialmente em relação às contribuições de que tratam o art. 195, I, "b", IV e V, e o art. 239 e aos impostos a que se referem os arts. 155, II, e 156-A. (Nossa ênfase)

A recentemente promulgada Lei nº 14.948/2024⁶ cria o REHIDRO como uma tentativa de equalizar benefícios fiscais entre empreendimentos voltados para a produção de H₂ em Zonas de Processamento de Exportação e aqueles direcionados principalmente ao mercado interno e que sejam pioneiros. Ainda que muitas das aplicações da Lei ainda dependam de regulamentação posterior, ela determina um arcabouço de políticas de estímulos claramente favoráveis à expansão das rotas orgânicas para os derivados de hidrogênio.

⁵ Definido na Lei 14.948/2024 como o H₂ que emita até 7 kgCO_{2eq}/kgH₂, vigente até 31/12/2030.

⁶ https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L14948.htm

Se obtiver sucesso, essa política poderá manter a convivência, no Nordeste, de projetos voltados principalmente para a exportação de amônia para a Europa, utilizando ZPEs da região, com projetos de H₂ eletrolítico voltados para atender a demanda nacional, principalmente em setores de difícil abatimento de emissões, dadas as limitações de seus processos de eletrificação.

Por outro lado, o limite mínimo de emissões para a caracterização do hidrogênio de baixo carbono incorpora tanto o eletrolítico, mais adaptado ao Nordeste devido a sua energia renovável e de baixíssima emissão de CO₂, quanto a rota orgânica, por exemplo do etanol, mais localizado no Centro-Oeste e Sudeste.

No que se refere à política de conteúdo nacional, o parágrafo segundo do art. 26 diz que:

§2º Regulamento deverá estabelecer, como requisito para a habilitação ao Rehidro:

*I - percentual mínimo de **utilização** de bens e serviços de origem nacional no **processo produtivo**, dispensada a exigência quando inexistir equivalente nacional ou quando a quantidade produzida for insuficiente para atendimento da demanda interna;*

II - investimento mínimo em pesquisa, desenvolvimento e inovação. (Nossa ênfase)

Note-se que poderá haver indução à compra nacional apenas nos setores fornecedores, mas não está previsto o incentivo para a demanda do produto novo, que terá mais impactos sobre os setores para frente da cadeia produtiva.

A maior parte das políticas de incentivos para o hidrogênio de baixo carbono no mundo foca em viabilizar a expansão do seu consumo, pretendendo estreitar as diferenças entre os usos atuais e os novos usos, viabilizando a competitividade da baixa emissão e criando mercados para os projetos inovadores. São, principalmente, políticas de estímulos à demanda, mais do que de adensamento nacional das cadeias de suprimento.

No que diz respeito aos custos e à cadeia de suprimento, se identifica como componentes críticos os custos de geração de energia renovável e equipamentos críticos. Considera-se que as cadeias de produção de aerogeradores, placas solares e eletrolisadores têm grandes economias de escala. Assim, o posicionamento da China e da Alemanha, principais fornecedores de equipamentos para energia e eletrolisadores, respectivamente, já os colocam em posição muito à frente na competição internacional.

As políticas se voltam então para os efeitos a jusante, buscando adicionar valor nacional via expansão de setores consumidores da nova indústria. O Brasil tem amplas condições de expandir

sua produção de aço verde, fertilizantes com baixa emissão de CO₂, cimenteiras menos emissoras, refinarias de derivados de hidrogênio, como amônia e metanol verdes, além de combustíveis sintéticos, ampliando seu uso na aviação, navegação e outros modais de transporte.

A título de conclusão – em “apertada síntese”, como dizem alguns juristas ou não tão juristas assim –, os custos da energia renovável e dos eletrolisadores tendem a cair, mas ainda estão altos, mantendo a diferença de preços entre o hidrogênio e seus derivados e os seus correspondentes fósseis. As condições geográficas podem favorecer a localização de plantas próximas a regiões de maior eficiência na geração eólica e solar, enquanto os chineses e alemães disputam a corrida tecnológica dos aerogeradores e eletrolisadores.

Quase todos os países estimulam a demanda de hidrogênio por meio de políticas que visam reduzir as diferenças de custos em relação a suas contrapartidas fósseis, procurando viabilizar a expansão de mercados, especialmente em setores de difícil abatimento das emissões, como siderurgia, cimento, aviação e navegação de longo curso, além de promover a complementaridade com a eletrificação nas frotas de veículos leves. Isso não é possível no curto prazo sem incentivos governamentais.

O Brasil inicia sua política de estímulo ainda muito preso à situação atual de grande produtor de biocombustíveis, sem diferenciar significativamente a rota eletrolítica, que tem oportunidades de crescer, especialmente no Nordeste. Nessa região, a maioria dos projetos é voltada para a exportação de amônia, como transportadora de hidrogênio para a Europa, sem grandes impactos a jusante na indústria nacional. É necessário corrigir os rumos da política nacional, ampliando as condições de convivência das duas rotas para o hidrogênio, sem prejudicar a eletrolítica. É preciso aproveitar as oportunidades de uma nova indústria e superarmos os velhos modelos primário-exportadores, adensando a cadeia para a frente do uso do hidrogênio.

REFERÊNCIAS

BRAM, M. V.; LINIGER, J.; MAJIDABAD, S. S.; SHABANI, H.R.; TELES M.P.R.; CUI, X. Challenges in Power-to-X: A perspective of the configuration and control process for E-methanol production. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 76, p. 315–325, 2024. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319924019700>. Acesso em: 23/08/2024

CHENG, F.; LUO, H.; JENKINS, J. D.; LARSON, E.D. Inflation Reduction Act impacts on the economics of clean hydrogen and liquid fuels. **Environmental Science & Technology**, v. 57, p. 15336–15347, 2023. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acs.est.3c03063>. Acesso em: 21/09/2024.

DOMÍNGUEZ, J.; BENNETT, J.L.D.; POPOVICH, N.; PALIWAL, U. Inflation Reduction Act incentives increase cost-competitiveness of lower-footprint clean hydrogen- based sustainable aviation fuel. Lawrence Berkeley National Laboratory, p. 2024.

EVARISTO, A. B.; GROSSI, J. A. S.; PIMENTEL, L. D.; GOULART, S. M., MARTINS, A.D.; SANTOS, V. L., MOTOIKE, S. Harvest and post-harvest conditions influencing macauba (*Acrocomia aculeata*) oil quality attributes. **Industrial Crops and Products**, v. 85, p. 63-73, 2016. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/296680789_Harvest_and_post-harvest_conditions_influencing_macauba_Acrocomia_aculeata_oil_quality_attributes. Acesso em: 16/07/2024.

FELIX HILFINGER; KUBAS, D.; KROSSING, I. Does Direct Dimethyl Ether Synthesis from Carbon Dioxide and Hydrogen Yield More Valuable Products than the Equivalent Methanol Production? A Review on Recent Work. **Chemie Ingenieur Technik**, v. 96, n. 8, p. 1060–1070, 2024. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/cite.202300186>. Acesso em: 04/10/2024.

GABRIELLI DE AZEVEDO, J. S. Oportunidades e dilemas das políticas para o hidrogênio verde. **Agência EPBR**, 24/10/23 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/oportunidades-e-dilemas-das-politicas-para-o-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 30/10/2024.

_____. *Hidrogênio, biocombustíveis e redução de emissões nos transportes: ajuste de políticas*, 2024. Disponível em: <https://ineep.org.br/hidrogenio-biocombustiveis-e-reducao-de-emissoes-nos-transportes-ajuste-de-politicas/>. Acesso em: 21/09/2024.

HIRUNSIT, P.; SENOCRATE, A.; GÓMEZ-CAMACHO, C. E.; KIEFER, F. From CO₂ to Sustainable Aviation Fuel: Navigating the Technology Landscape. **ACS Sustainable Chemical Engineering**, v. 12, p. 12143–12160, 2024. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acssuschemeng.4c03939>. Acesso em: 21/09/2024.

IBRAHIM, I. T.; KUSAKCI, A. O.; ABDULLAH, A. Assessment of sustainable aviation fuel production methods using a hybridized decision-making framework. **Journal of Turkish Operations Management**, v. 8, n. 1, p. 241-268, 2024. Disponível em: <https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/3606547>. Acesso em: 21/09/2024.

KANCHIRALLA, F. M.; BRYNOLF, S.; MJELDE, A. Role of biofuels, electro-fuels, and blue fuels for shipping: environmental and economic life cycle considerations. **Energy and Environment Science**, v. 17, n. 6393, 2024. Disponível em: <<https://pubs.rsc.org/en/content/articlepdf/2024/ee/d4ee01641f>>. Acesso em: 14/10/2024.

OESINGMANN, K.; GRIMME, W.; SCHEELHAASE, J. Hydrogen in aviation: A simulation of demand, price dynamics, and CO2 emission reduction potentials. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 64, p. 633–642, 2024. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319924010723>>. Acesso em: 21/09/2024.

PERMATASARI, A. E.; SYABILA, S. N.; DEWI, H. T. A. K.; ZAHRA, R.N. Improving Net Energy Efficiency of Dimethyl Ether Production Process from Methanol. **Journal of Chemical Engineering Research Progress**, v. 1, n. 1, p. 33-41, 2024. Disponível em: <<https://journal.bcrec.id/index.php/jcerp>>. Acesso em: 20/08/2024.

SONG, Z.; LI, Z.; LIU, Z. Comparison of Emission Properties of Sustainable Aviation Fuels and Conventional Aviation Fuels: A Review. **Applied Science**, v. 14, n. 5484, 2024. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/app14135484>>. Acesso em: 21/09/2024.

WANG, Z.; PASHAEI KAMALI, F.; OSSEWEIJER, P; POSADA, J.A. Socioeconomic effects of aviation biofuel production in Brazil: A scenarios-based Input-Output analysis. **Journal of Cleaner Production**, v. 230, p. 1036-1050, 2019.

AVIAÇÃO E NAVEGAÇÃO PRECISAM DE NOVOS COMBUSTÍVEIS

Desafios produtivos e tecnológicos e oportunidades para o Brasil

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