



Technical Paper

# Avaliação técnico-econômica do potencial de coprocessamento de biomassa no parque de refino nacional

Technical-economic evaluation of biomass co-processing potential in the national refining park

Letícia Gonçalves Lorentz <sup>1</sup> | Bruno Scola Lopes da Cunha <sup>2</sup> | Pedro Rua Rodriguez Rochedo <sup>3</sup>.

1. CENERGIA/COPPE/UFRJ, PROGRAMA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, . RIO DE JANEIRO - RJ - BRASIL, leticia.lorentz@ppe.ufrj.br 2. PPE/COPPE/UFRJ, PROGRAMA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, . RIO DE JANEIRO - RJ - BRASIL, slcunha.bruno@ppe.ufrj.br 3. CENERGIA/COPPE/UFRJ, PROGRAMA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, . RIO DE JANEIRO - RJ - BRASIL, pedrorochedo@ppe.ufrj.br

## Resumo

Cenários de descarbonização apontam a redução significativa de utilização de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, na queda das atividades de refino. Esse processo coloca em risco a remuneração desses investimentos que são intensivos em capital e tem longa vida útil. Uma alternativa de adaptação é o coprocessamento de biomassa em refinarias existentes. Essa proposição se beneficiaria de utilizar infraestrutura de equipamentos e utilidades, logística e mão-de-obra qualificada já disponíveis, e desta forma ter custos de capital e desafios menores do que para a construção de plantas dedicadas à biomassa. Este trabalho busca avaliar aspectos relacionadas à disponibilidade de biomassa para o coprocessamento, custos de adaptação das refinarias, logística de transporte e escala de processos para entender em que medida e para quais refinarias do parque brasileiro o coprocessamento é uma proposta viável para atender a demanda de biocombustíveis. A metodologia aplicada considerou o potencial de produção de óleo de soja em raios de coleta no entorno das refinarias e calculou o preço do diesel híbrido em um cenário de coprocessamento máximo. Os resultados mostraram que o diesel híbrido é, em média, 56% mais caro que o diesel convencional, o que ressalta a necessidade de políticas de incentivo ou precificação de carbono para que essa estratégia de transição seja explorada.

**Palavras-chave:** coprocessamento. biomassa. refinarias. Brasil

## Abstract

Decarbonization scenarios point to a significant reduction in the use of fossil fuels and, consequently, a drop in refining activities. This process threatens the return on these investments that are capital intensive and have a long lifetime. An adaptation alternative is the co-processing of biomass in existing refineries. This proposal would benefit from using equipment and utilities infrastructure, logistics and skilled labor already available, and thus have lower capital costs and challenges than for the construction of plants dedicated to biomass. This work aims to evaluate aspects related to the availability of biomass for co-processing, refinery adaptation costs, transport logistics and scale of processes to understand to what extent and for which refineries in the Brazilian park co-processing is a viable proposal to meet the demand for biofuels. The methodology applied considered the potential for soy oil production in collection radii around the refineries and calculated the price of hybrid diesel in a maximum co-processing scenario. The results showed that hybrid diesel is, on average, 56% more expensive than conventional diesel, which highlights the need for incentive policies or carbon pricing for this transition strategy to be explored.

**Keywords:** co-processing. biomass. refineries. Brazil

**Received:** October 07, 2021 | **Accepted:** August 25, 2022 | **Available online:** September 26, 2022

**Article n°:** 420

**Cite as:** Proceedings of the Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 2022.

**DOI:** <https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2022.420>

## 1. Introdução

O sinal de alerta para reduzir a produção de combustíveis fósseis a níveis consistentes com uma trajetória de aquecimento global abaixo de 1,5°C tem soado repetidamente em estudos sobre mudanças climáticas (IEA 2021a; SEI et al. 2021; Rogelj et al. 2018). Os cenários de mitigação de impactos desenvolvidos por diferentes instituições apontam que as fontes renováveis assumirão o lugar do carvão, petróleo e gás como recursos de energia primária, dando espaço para a intensa eletrificação da economia.

No caso dos transportes, a frota de veículos elétricos deve crescer em todas as modalidades de transporte rodoviário, em especial aqueles que transitam em distâncias menores, como carros e ônibus dentro de cidades (IEA 2021a). Dessa forma, pode haver uma queda brusca na demanda por produtos convencionais como diesel e gasolina, que atualmente representam cerca de 55% do petróleo refinado (IEA 2021a). No cenário de emissões líquidas nulas, essa mudança pode fazer com que as atividades do refino caiam 85% entre 2020 e 2050 (IEA 2021a).

Para além da modelagem e análise de cenários, a tendência de redução dessas atividades já é percebida com a queda nos fatores de utilização e ondas de fechamento de refinarias. Esse processo foi catalisado pelo choque de demanda causado pela pandemia de Covid-19, quando as operações caíram quase 10% e as margens médias anuais chegaram ao menor nível em duas décadas (IEA 2021b). Não obstante, as projeções da Agência Internacional de Energia apontam que a capacidade de refino mundial deve ter um crescimento líquido de 4,9 milhões de barris/dia até 2026, liderada principalmente pelos países do Oriente Médio, China e Índia (IEA 2021b).

A previsão de expansão inclui uma parcela significativa (1,1 Mb/d) de novas instalações integradas à indústria petroquímica (IEA 2021b). Essa é uma das alternativas que o setor de refino pode explorar para se manter resiliente no decorrer da transição energética, uma vez que é projetado um aumento na demanda por nafta. Por outro lado, produtos como diesel, gasolina e querosene podem sofrer uma redução de cerca de 170 mil barris/dia até 2026, o que abre espaço para a estratégia de associação com a cadeia de valor dos biocombustíveis (IEA 2021b).

Estima-se que a demanda global por biocombustíveis cresça cerca de 28% até 2026, podendo até mesmo dobrar no médio prazo em uma projeção de desenvolvimento acelerado por políticas nos Estados Unidos, Europa, Índia e China (IEA 2021c). Os compromissos de redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e os mandatos de mistura de biocombustíveis devem intensificar a expansão principalmente de etanol e diesel renovável (IEA 2021c).

A justificativa para tal crescimento está fundamentada no fato dos biocombustíveis *drop-in* serem equivalentes aos derivados de petróleo e compatíveis com a infraestrutura existente (van Dyk et al. 2019a). Além disso, eles podem atender os modais de transporte em que a substituição dos combustíveis fósseis convencionais ainda é um obstáculo, seja pela distância ou pelo grau de especificidade, como é o caso dos transportes rodoviários de longa distância, marítimo e de aviação (Bezergianni et al. 2018).

Assim, com o objetivo de contribuir com a expansão de produção de biocombustíveis e aumentar a resiliência de suas atividades, as refinarias podem se adaptar para o coprocessamento de biomassa junto de correntes fósseis (van Dyk et al. 2019a). Além de colaborar para o atingimento das metas de descarbonização dos países, essa alternativa possibilita o aproveitamento das unidades de processo, utilidades, logística e mão-de-obra qualificada já existentes nas refinarias (IEA 2021b). Em consequência disso, o coprocessamento reduz um dos principais obstáculos ao desenvolvimento de biorrefinarias, que são os custos de investimento (Al-Sabawi, Chen, & Ng 2012; Han et al. 2020).

Essa tendência já transpõe a pesquisa científica e ganha aplicações em empresas tradicionais do setor de petróleo como a Total, Chevron, BP e Eni que engendraram conversões

em refinarias na Europa e nos Estados Unidos para processamento integral ou parcial de biomassa (IHS Markit 2020). No Brasil, a Petrobras anunciou que planeja investir cerca de USD 1 bilhão nos próximos anos em inovação nas operações de refino, o que inclui o desenvolvimento de produtos como BioQAV e diesel renovável (Petrobras 2020b).

Posto isso, este trabalho almeja contribuir com a identificação de oportunidades para o parque de refino brasileiro através da análise do potencial do coprocessamento de óleo de soja em unidades de hidrotreatamento (HDT) existentes. De modo específico, busca-se verificar a disponibilidade de biomassa em raios pré-definidos no entorno das refinarias para estimar o potencial teórico máximo de coprocessamento, calcular o custo do combustível híbrido<sup>1</sup> obtido e identificar os principais desafios associados. Após essa introdução, o trabalho está estruturado da seguinte forma: a seção dois descreve as premissas assumidas, as fontes de dados e a metodologia utilizada; a seção três apresenta os principais resultados obtidos e suas respectivas discussões, e, por fim, a seção quatro discorre sobre as considerações finais.

## 2. Métodos

As possibilidades do coprocessamento em refinarias de petróleo são diversas, e variam desde a escolha da biomassa, à rota e produto final desejado. Segundo Yáñez et al. (2021), a adequação da biomassa para o coprocessamento depende do seu volume de produção e facilidade de integração com os processos da refinaria. Neste sentido, a literatura foca nos óleos vegetais diretos, que já tem uma cadeia de produção bem estabelecida (Yáñez et al. 2021), porém com potenciais conflitos com a indústria de alimentos; e nos óleos de pirólise, que apesar de não estarem prontamente disponíveis em grandes volumes, têm origem na degradação térmica de biomassas lignocelulósicas como resíduos florestais e agrícolas, que por sua natureza não têm valor agregado e não geram conflitos com alimentos (Carvalho et al. 2019; Pinho et al. 2015).

No tocante ao ponto de inserção, as unidades mais apropriadas são a de craqueamento catalítico fluído (FCC) tanto para óleos vegetais quanto de pirólise, e de hidrotreatamento (HDT), adequadas apenas para óleos vegetais (van Dyk e Saddler 2021). De modo geral, o FCC utiliza calor, pressão e catalisadores para quebrar moléculas pesadas em frações menores em um processo que não requer adição de hidrogênio (Szklo, Uller, & Bonfá 2012). Já o HDT tem como função estabilizar os hidrocarbonetos através da conversão de olefinas em parafinas, e retirar heteroátomos da corrente processada através da aplicação de catalisadores específicos conjugados à pressurização e adição de hidrogênio (Szklo, Uller, & Bonfá 2012).

Ambos os processos têm como foco diminuir o teor de oxigênio da biomassa para trazer maior estabilidade ao produto final, assim como aumentar a razão de hidrogênio-carbono. Por essa perspectiva, o coprocessamento é mais fácil para óleos vegetais, visto que essa fonte tem um menor teor de oxigênio e composição química mais próxima dos hidrocarbonetos do que as biomassas lignocelulósicas (van Dyk et al. 2019b). Para essas, a conversão em óleo de pirólise leva a uma composição mais variável e complexa, dificultando a formação de biocombustíveis *drop-in* (van Dyk et al. 2019b).

Além de ser uma estratégia de integração favorecida no curto prazo, o coprocessamento de óleos vegetais conta com patentes, certificações e já é autorizado em algumas refinarias do Brasil (van Dyk et al. 2019b; ANP 2021b). Em função disso, neste trabalho optou-se por utilizar o óleo vegetal proveniente da soja para aplicação em unidades de HDT existentes no parque refinador brasileiro para produção de diesel híbrido. A análise proposta foi desenvolvida em

---

<sup>1</sup> Optou-se por denominar o diesel renovável produzido com um combustível híbrido pois a carga de biomassa na composição não é superior ao conteúdo fóssil.

três etapas: (i) caracterização das refinarias brasileiras, (ii) estimativa do potencial de produção de óleo de soja em raios de coleta das refinarias para avaliação do potencial teórico, e (iii) cálculo do custo nivelado do diesel híbrido produzido. Essa metodologia se baseou em estudos anteriores que endereçam as principais barreiras ao desenvolvimento de biocombustíveis, nomeadamente a disponibilidade de matéria-prima e os custos (Carvalho et al. 2019; Tagomori, Rochedo, & Szklo 2019; Freeman et al. 2013).

### **2.1. Caracterização das refinarias**

Em 2020, o parque refinador brasileiro era composto por 18 refinarias com capacidade para processar 2,4 milhões de barris por dia (ANP 2021a). Atualmente, treze dessas refinarias pertencem à Petrobras, porém este número tende a reduzir nos próximos anos com o plano de desinvestimentos anunciado pela empresa que prevê a venda de oito ativos (Petrobras 2020b). Segundo Guedes (2015), os esquemas predominantes no parque de refino brasileiro são de configuração *Coking/Hydrocracking* e *Cracking* que favorecem a produção de diesel e gasolina. Em 2020, esses produtos representaram a maior parcela da cesta de produção de derivados com 43,9% e 24,4%, respectivamente (ANP 2021a).

A regulamentação da operação das refinarias no Brasil é feita pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) através de despachos de autorização que indicam, além das informações gerais da instalação, as unidades de processamento e suas respectivas capacidades de projeto (ANP 2021c). Por meio da consulta dessas autorizações foram coletados os dados sobre as unidades de HDT<sup>2</sup> disponíveis em cada refinaria, e selecionadas aquelas de menor capacidade em metros cúbicos por dia.

Em seguida, foi adotado o fator de utilização de 77,2%<sup>3</sup> para definir o volume anual de entrada de líquidos no HDT. Esse valor foi posteriormente aplicado para estimar o coprocessamento máximo teórico em função da disponibilidade de óleo de soja no entorno de cada refinaria.

Cabe ressaltar que diferentes proporções de carga de biomassa já foram testadas, chegando até ao hidrotreatamento integral de óleos vegetais (Tóth et al. 2010; Neste 2020). No Brasil, essa é uma tecnologia patenteada em que a proporção da corrente de óleo vegetal pode variar entre 1 e 75% em massa (Gomes 2006). Não obstante, a literatura aponta a substituição de até 15% de óleos fósseis devido a limitações técnicas (Yáñez et al. 2021). Segundo Tóth et al. (2010), as condições mais favoráveis encontradas em seu estudo experimental envolveram o uso de 15% de óleo vegetal. Nessa proporção foram atingidos conteúdos desejáveis de enxofre e aromáticos.

O principal produto obtido através do hidrotreatamento do óleo vegetal direto (SVO, na sigla em inglês) com o gasóleo proveniente da etapa de destilação atmosférica do petróleo é o diesel híbrido. O rendimento dessa conversão gira em torno de 80 a 85% de acordo com a temperatura de reação e catalisador utilizado (Gomes 2006; Maniatis, Heuvel, & Kalligero 2017; van Dyk et al. 2019b; Rana et al. 2013). Os subprodutos compõem uma fase aquosa, uma gasosa (C<sub>1</sub> a C<sub>5</sub>, e CO<sub>2</sub>) e outra residual (Bezergianni et al. 2018; Gomes 2006).

### **2.2. Potencial de produção de óleo de soja**

A avaliação do potencial de produção de óleo de soja partiu da coleta de dados da Pesquisa Agrícola Municipal (PAM) divulgada anualmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e

---

<sup>2</sup> Foram consideradas todas as unidades de HDT presentes nas refinarias, ou seja, HDT de diesel, nafta, instáveis, querosene, lubrificantes, etc. Também foram consideradas as unidades de hidrodessulfurização (HDS) como uma categoria do hidrotreatamento, cuja função, como o nome sugere, é de promover reações de redução do teor de enxofre do combustível (Szklo, Uller, e Bonfá 2012).

<sup>3</sup> Valor médio de 2020 segundo a ANP (2021b).

Estatística (IBGE). A base de dados apresenta informações sobre área plantada, área colhida, quantidade produzida, rendimento médio e preço médio pago ao produtor das principais culturas permanentes e temporárias produzidas no Brasil (IBGE 2018). Para este estudo foram utilizados os dados de quantidade produzida de soja em grão no ano de 2020.

Com base na quantidade produzida por município, foi calculado o potencial de produção do óleo vegetal considerando o conteúdo de óleo de 18% (Biodiesel BR 2011), a eficiência de conversão de 95% (Carvalho et al. 2021), e o fator de disponibilidade de utilização de biomassa para produção de biocombustíveis de 36% (OECD e FAO 2019). Esses fatores foram aplicados à equação 1, adaptada de Carvalho et al. (2021).

$$OP = P_i * OSR_{j,i} * EE_j * AO_j \quad (1)$$

onde:

$OP$  – potencial de óleo vegetal (t/ano);

$P$  – produção da oleaginosa (t/ano);

$OSR$  – conteúdo de óleo na produção da oleaginosa (adimensional, base mássica);

$EE$  – eficiência de extração (%);

$AO$  – fator de disponibilidade do óleo (%).

Os resultados do cálculo foram georreferenciados no território brasileiro para formular um mapa de densidade de Kernel, a partir do qual foi possível identificar os *hotspots* de produção do óleo. Neste mesmo mapa, foram localizadas as refinarias de petróleo e delineados raios de coleta de 50km, 100km, 150km e 200km. A definição desses raios é ainda mais otimista do que as distâncias utilizadas em Carvalho et al. (2019) e Tagomori (2017) que limitaram a coleta de biomassa a 100km dos pontos de demanda.

O somatório do potencial de produção de óleo de soja no entorno de cada refinaria, calculado em tonelada, foi convertido para unidade de volume (m<sup>3</sup>) e dividido pela capacidade de hidrotreatamento<sup>4</sup> para estimar o coprocessamento máximo teórico. Em seguida, foram excluídos as refinarias e os raios de coleta que resultariam em um coprocessamento inferior a 5%.

### 2.3. Custo nivelado

O custo nivelado do combustível (LCOF, na sigla em inglês) produzido através do coprocessamento foi definido pela equação 2.

$$LCOF = \frac{C_k * FRC + O\&M + P_{SVO} + T_{SVO} + P_{VGO}}{V_D} \quad (2)$$

onde:

$LCOF$  – custo nivelado do diesel renovável (USD/m<sup>3</sup>)

$C_k$  – custo de capital (USD);

$FRC$  – fator de recuperação de capital (%);

$O\&M$  – custo de operação e manutenção (USD);

$P_{SVO}$  – preço do óleo de soja (USD);

$T_{SVO}$  – preço do transporte do óleo de soja (USD);

$P_{VGO}$  – preço do gásóleo fóssil (USD);

$V_D$  – volume da produção de diesel híbrido (m<sup>3</sup>).

<sup>4</sup> Capacidade nivelada com o FUT de 77,2% mencionado anteriormente.

Maniatis, Heuvel, e Kalligero (2017) apontam dados gerais acerca dos valores para adaptação de refinarias tradicionais ao coprocessamento de óleos vegetais. Desta fonte, foram extraídos os valores de custo de capital (CAPEX), de USD 330 por tonelada e de custos operacionais (OPEX) no valor de USD 150 por tonelada. Para o FRC, foi considerado um investimento com vida útil de 20 anos e taxa de desconto de 7%.

O preço do óleo de soja adotado foi de USD 800 por tonelada, seguindo os valores do estudo de Carvalho et al. (2021). Essa é uma faixa razoável tendo em vista os dados publicados pela Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (ABIOVE) para os últimos dois anos. Entre janeiro de 2020 e dezembro de 2021, a tonelada do óleo de soja variou de USD 560 a USD 1.460 (ABIOVE 2021). Para além do custo da biomassa, foi preciso avaliar o custo logístico de transportá-la do raio em que o óleo foi produzido até a refinaria em que será coprocessado. Para tanto, a equação 3 adaptou o cálculo apresentado por Carvalho et al. (2021).

$$T_{SVO} = C_{to} * d * t_f \quad (3)$$

onde:

$C_{to}$  – é o custo do transporte, aqui assumido como 0,792 USD/t.km;

$d$  – é a distância de acordo com o raio de coleta de 50km, 100km, 150km ou 200km;

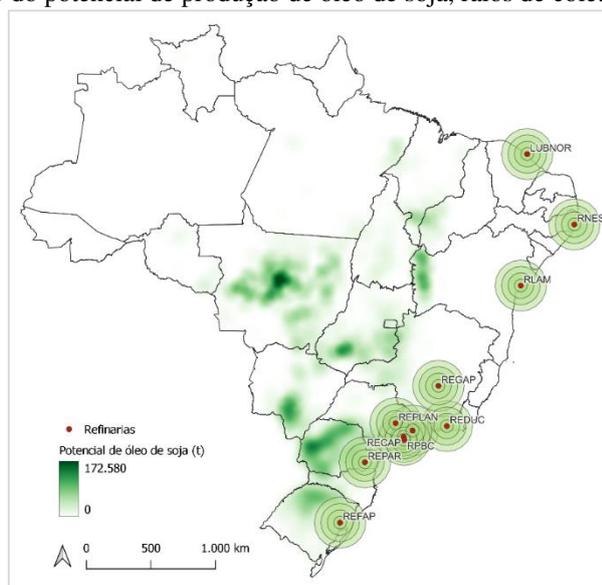
$t_f$  – é o fator de tortuosidade de 1,27.

Por fim, o preço da carga de gásóleo que entra na unidade de HDT para o coprocessamento carrega o custo do processo anterior de destilação atmosférica ou a vácuo. Uma aproximação razoável deste valor é o preço *spot* do *No. 2 Heating Oil*, cuja série histórica pode ser obtida a partir dos dados da Administração de Informações de Energia dos Estados Unidos (EIA, na sigla em inglês). Para esse parâmetro foi adotado o valor de USD 505 que corresponde ao preço médio de 2021 (EIA 2021).

### 3. Resultados

A Figura 1 apresenta a distribuição do potencial de produção de óleo de soja, as refinarias brasileiras que possuem unidades de HDT, e os raios delineados para a análise do potencial de coprocessamento.

**Figura 1** – Mapeamento do potencial de produção de óleo de soja, raios de coleta e refinarias de petróleo.



Fonte: elaboração própria.

Após a exclusão das refinarias sem unidade de HDT e a contabilização do potencial de produção de óleo em cada raio, foi obtido o nível de coprocessamento máximo possível para cada refinaria. Dentre as 44 possibilidades analisadas (11 refinarias em 4 distâncias) apenas 6 atingiram o coprocessamento mínimo de 5%, conforme mostra a Tabela 1.

**Tabela 1** - Refinarias com coprocessamento de óleo de soja em HDT superior a 5%.

| Refinaria | Raio (km) | Potencial (m <sup>3</sup> /ano) | Capacidade HDT (m <sup>3</sup> /ano) | Coprocessamento Máximo (%) |
|-----------|-----------|---------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|
| REPAR     | 200       | 353.837,52                      | 986.230                              | 35,9%                      |
| REPAR     | 150       | 218.012,01                      | 986.230                              | 22,1%                      |
| REDUC     | 200       | 6.460,72                        | 44.521                               | 14,5%                      |
| REPAR     | 100       | 108.055,88                      | 986.230                              | 11,0%                      |
| REFAP     | 200       | 126.360,86                      | 1.465.256                            | 8,6%                       |
| REPLAN    | 200       | 70.886,71                       | 1.239.832                            | 5,7%                       |

**Fonte:** elaboração própria.

As refinarias que poderiam atingir o coprocessamento de 5% estão concentradas nas regiões Sul e Sudeste. Dentre elas, a REPAR (Paraná) se destaca com os maiores níveis de carga vegetal, indicando potencial vantagem para explorar a produção de diesel híbrido. Esse resultado se dá em função da proximidade de um região produtora de soja, e coaduna com os avanços feitos pela Petrobras no desenvolvimento desse biocombustível, uma vez que os testes em escala industrial para produção do diesel renovável foram realizados na REPAR (Petrobras 2020a). Atualmente, a unidade de hidrodessulfurização dessa refinaria é autorizada a operar o processo HBIO (patenteado pela Petrobras) com carga de óleo vegetal de até 5% (ANP 2021b).

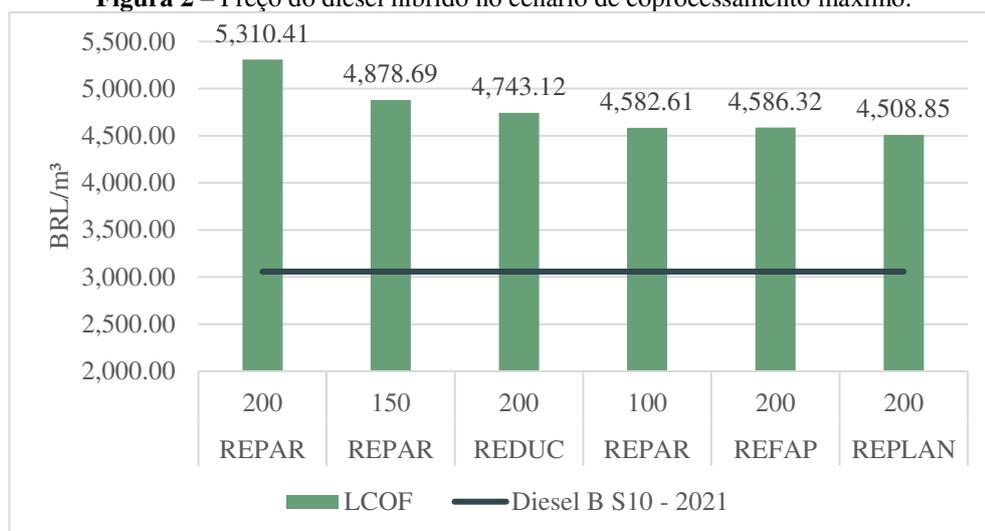
A REFAP (Rio Grande do Sul) também já tem autorização para realizar o coprocessamento em sua unidade de hidrotratamento de instáveis empregando uma carga de óleo vegetal de até 10% (ANP 2021b). Porém, para alcançar esse percentual de biomassa através do óleo de soja, seria necessário ultrapassar o raio de coleta de 200km que já pesa em mais de 20% os custos relativos ao emprego da biomassa no processo. Assim, o aumento da distância percorrida para sua coleta é um fator preponderante para a competitividade do combustível gerado.

No Sudeste, a REDUC (Rio de Janeiro) e REPLAN (São Paulo) integram o conjunto de refinarias bem posicionadas para o coprocessamento por razões diferentes. A REDUC apresenta um potencial elevado não pela proximidade dos cultivos de soja, mas pelo tamanho reduzido da unidade de HDT. Já a REPLAN é cercada de pequenos produtores de soja no estado de São Paulo, cujo potencial para conversão em óleo contribui para atingir o nível de coprocessamento de 5,7% em uma das principais refinarias do país.

A avaliação econômica do diesel híbrido produzido, ao se explorar o potencial teórico máximo dessas refinarias, é apresentada na Figura 2, juntamente com uma linha comparativa do preço médio do diesel B S10 em 2021. Nesse cenário, o perfil de preços é variado em função dos níveis de carga vegetal e fóssil necessário em cada unidade, sendo mais caro quanto maior for o percentual de coprocessamento. Em comparação com o preço do diesel B S10, o diesel híbrido é, em média, 56% mais caro.

Entretanto, é preciso apontar que em muitos casos o percentual de biomassa no combustível seria superior à composição atual do diesel B S10, que tem conteúdo de 10% de biodiesel (MME 2022). Além de maior carga vegetal, o diesel híbrido agrega outras vantagens ao produto final, como um maior número de cetanos, maior poder calorífico e menor teor de enxofre (Gomes 2006; Bezergianni and Dimitriadis 2013).

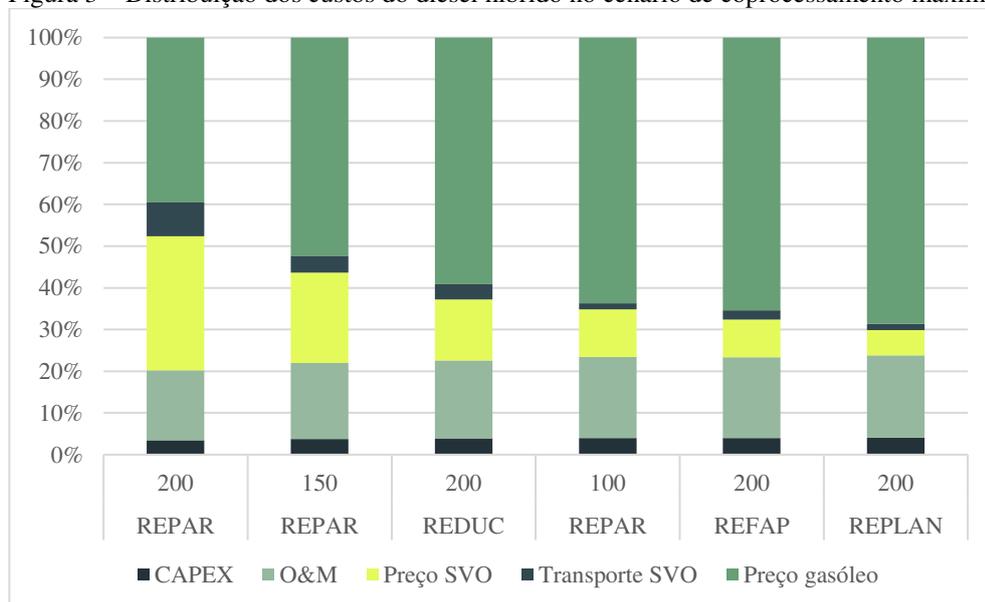
**Figura 2** – Preço do diesel híbrido no cenário de coprocessamento máximo.



**Fonte:** elaboração própria a partir do preço do diesel apresentado no Relatório Mensal do Mercado de Derivados de Petróleo (MME, 2021).

Para avaliar o impacto do custo da biomassa e da logística no preço final do diesel híbrido, os custos foram segregados conforme mostra a Figura 3. Naturalmente, a compra do óleo vegetal e o custo logístico têm impacto proporcional ao nível de coprocessamento. No caso da REPAR com coleta no raio de 200km, os custos com o óleo de soja representam 40% do preço do combustível, sendo 32% relativo à compra do óleo e 8% ao transporte.

**Figura 3** – Distribuição dos custos do diesel híbrido no cenário de coprocessamento máximo



**Fonte:** elaboração própria.

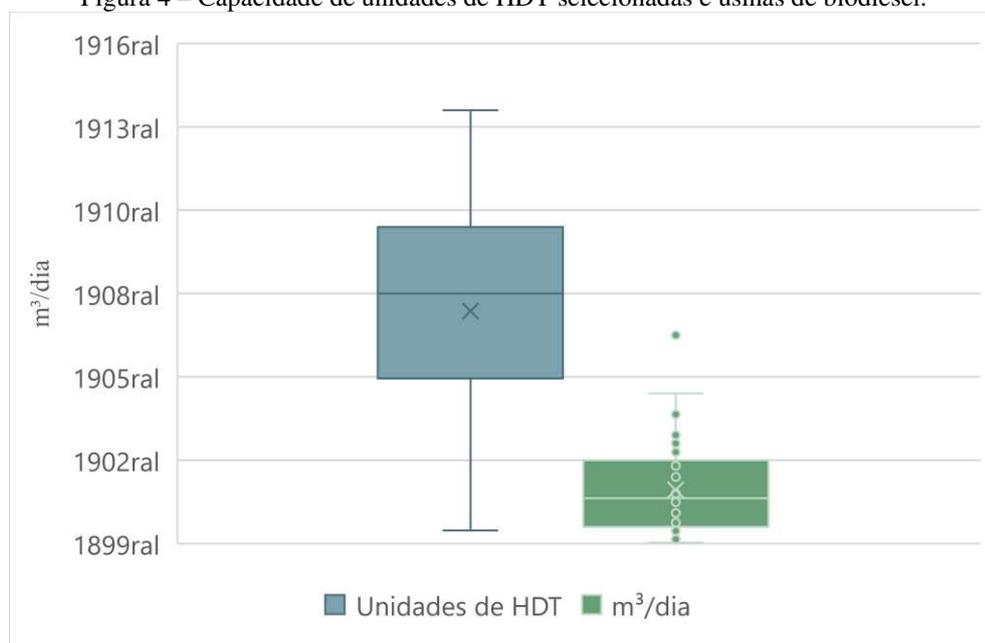
Ao simular uma biorrefinaria hipotética para fazer apenas o hidrotratamento do óleo vegetal, obteve-se um diesel renovável<sup>5</sup> ao preço de R\$ 7.671 por metro cúbico considerando o mesmo preço do óleo de soja. Neste cenário, o custo de investimento em uma nova planta salta para USD 1.700 por tonelada (Maniatis, Heuvel, e Kalligero 2017). O preço do biocombustível

<sup>5</sup> Neste caso, a nomenclatura diesel renovável é adequada pois toda carga processada é de origem vegetal.

produzido seria composto por 12% referente ao CAPEX, 12% aos custos de operação e manutenção, 61% da compra do óleo de soja, e 15% da logística da biomassa até a planta de processamento. Essa hipótese, proposta apenas para fins de comparação, usou o potencial de produção de óleo de soja do cenário da REPAR com coleta de 200km. É evidente que no caso do empreendimento de uma biorrefinaria seria interessante desenvolvê-la em uma região e escala que otimizem variáveis como a disponibilidade de biomassa, custos de investimento e distância dos centros de demanda.

Ao analisar escala e região, é possível perceber uma diferença significativa entre plantas dedicadas a biocombustíveis e refinarias. Atualmente, existem no Brasil 53 usinas de biodiesel espalhadas por todo território com algumas concentrações perto de regiões produtoras de oleaginosas. Juntas, essas usinas têm capacidade instalada de aproximadamente 34.200 m<sup>3</sup>/dia (ANP 2022). Em contrapartida, as refinarias brasileiras estão localizadas perto do litoral em função da infraestrutura petrolífera, e a capacidade do parque é de 383.270 m<sup>3</sup>/dia (ANP 2021a). A Figura 4 apresenta a distribuição da capacidade das usinas dedicadas a produção de biodiesel e as menores unidades de HDT das 11 refinarias analisadas, explicitando a diferença de escala das alternativas para produção de combustíveis sustentáveis.

Figura 4 – Capacidade de unidades de HDT selecionadas e usinas de biodiesel.



Fonte: elaboração própria a partir de ANP (2021a, 2022).

É pouco provável que toda a capacidade das unidades de HDT seja utilizada para o processamento integral de correntes de biomassa, uma vez que isso implicaria em quantidades elevadas de óleo vegetal que, para serem produzidas, poderiam acarretar problemas relacionados à expansão agrícola e mudanças no uso do solo. Contudo, à medida que a transição energética avança e o fator de utilização das refinarias cai, a oportunidade de aproveitar esses ativos para a expansão de biocombustíveis se fortalece.

Nesse cenário, as unidades de HDT podem ser utilizadas para o processamento integral de óleo vegetal com fatores de utilização menores, seja por operar continuamente com um volume de óleo vegetal inferior ao do HDT, ou por realizar campanhas periódicas de acordo com a sazonalidade da produção do óleo vegetal. Em ambos os casos, a produção do diesel renovável pode servir tanto para complementar o mandato de biodiesel, quanto de insumo para produção de combustíveis mais especificados e de maior valor agregado, como o BioQAV.

Pela perspectiva dos biocombustíveis, a grande vantagem do *revamp* de refinarias é a expansão da produção com baixo custo de investimento, enquanto para o refino o interesse está na remuneração de ativos de longa vida útil. Por outro lado, o desafio dessa aplicação com a utilização de óleos vegetais que já tem produção estabelecida no país (soja, canola e girassol, por exemplo) está no custo elevado da matéria-prima e conflito com a indústria de alimentos. Por essa razão, diversos estudos têm se dedicado a explorar fontes de biomassa residual ou de oleaginosas que não tem uso alimentar.

Por fim, nota-se que o desenvolvimento atual de biocombustíveis está calcado em políticas nacionais ou setoriais que visam a mitigação de emissões de gases de efeito estufa. Nesse sentido, as metas de redução de emissões de entidades como a Organização Internacional da Aviação Civil (ICAO), Organização Internacional de Transporte Marítimo (IMO) e iniciativas de precificação de carbono e o RenovaBio são fundamentais para que os biocombustíveis sejam competitivos frente aos fósseis.

#### **4. Considerações Finais**

O objetivo deste trabalho foi identificar oportunidades para o parque de refino brasileiro através da análise do potencial do coprocessamento de óleo de soja em unidades de HDT existentes. A escolha por essa fonte de biomassa se baseou no fato do país ser um grande produtor e exportador da oleaginosa. Logo, esse seria o caminho mais natural para o desenvolvimento do coprocessamento visto que já existe a capacidade instalada para conversão da matéria prima. De forma semelhante, a escolha pela unidade de hidrotreatamento foi feita com base na disponibilidade dessa unidade de processo nas refinarias (11 das 18 refinarias possuem algum tipo de HDT).

As premissas, portanto, demonstram o entendimento dessa modalidade de coprocessamento como uma estratégia de transição que pode ser aplicada no curto prazo. Assim, o processo gradual de descarbonização dos transportes e das atividades do refino garante tempo para que outras tecnologias adquiram maturidade e passem a ter custos mais atrativos.

O principal obstáculo para desenvolver o coprocessamento é o custo do combustível produzido que, sem uma política de incentivo ou precificação de carbono, acaba sendo pouco competitivo com o combustível convencional. Uma alternativa para lidar com este desafio é a utilização de outras fontes de biomassa de menor valor agregado, como os resíduos agrícolas e florestais. A análise do coprocessamento a partir destas fontes fica como sugestão para estudos futuros. Além disso, considera-se de extrema importância a realização de uma análise de ciclo de vida para avaliar as emissões provenientes da produção do diesel híbrido, e permitir o cálculo do preço de carbono que equipararia esse produto ao seu equivalente fóssil.

#### **5. Agradecimentos**

Letícia Gonçalves Lorentz e Bruno Scola Lopes da Cunha agradecem o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-41/ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015.

## Referências

- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2022). *Relatório Dinâmico de Autorizações de Refinarias*. ANP. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJjoiMWM2MjFhNmItYTM0MS00MDRmLWJyYTQtOGY5MDBjNzdjYWVjYWNjliwidCI6IjQ0OTImNGZmLTl0YTUyYtNGI0Mi1iN2VmLTUyNGFmY2FkYzIxMyJ9>
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2021). *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2021*. ANP. <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico>
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2021). *Resolução ANP no 852, de 23 de setembro de 2021*. Diário Oficial da União. [https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-852-2021-regulamenta-o-exercicio-da-atividade-de-producao-de-derivados-de-petroleo-e-gas-natural-seu-armazenamento-sua-comercializacao-e-a-prestacao-de-servico-e-da-outras-providencias?origin=instituicao&q=ANP\\_n](https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-852-2021-regulamenta-o-exercicio-da-atividade-de-producao-de-derivados-de-petroleo-e-gas-natural-seu-armazenamento-sua-comercializacao-e-a-prestacao-de-servico-e-da-outras-providencias?origin=instituicao&q=ANP_n)
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2022). *Relatório Dinâmico de Autorizações - Produtores de Biodiesel*. ANP. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJjoiZWZM3ZDI4YjEtOTIiMi00NDY5LWJjZDktMTA0MTEzOGYzOGY5MDBjNzdjYWVjYWNjliwidCI6IjQ0OTImNGZmLTl0YTUyYtNGI0Mi1iN2VmLTUyNGFmY2FkYzIxMyJ9&pageName=ReportSection>
- Al-Sabawi, M., & Chen, J. (2012). Hydroprocessing of Biomass-Derived Oils and Their Blends with Petroleum Feedstocks: A Review. *Energy & Fuels*, 26(9), 5373–5399. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/ef3006405>
- Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais. (2021). *Estatística mensal do complexo de soja*. ABIOVE. <https://abiove.org.br/estatisticas/>
- Bezergianni, S., & Dimitriadis, A. (2013). Comparison between different types of renewable diesel. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, 110–116. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.042>
- Bezergianni, S., Dimitriadis, A., Kikhtyanin, O., & Kubička, D. (2018). Refinery co-processing of renewable feeds. *Progress in Energy and Combustion Science*, 68, 29–64. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.04.002>
- Biodiesel BR. (2011). *Rendimento de óleo das Sementes*. Biodiesel BR. <https://www.biodieselbr.com/biodiesel/sementes/rendimento-sementes-oleo>
- Carvalho, F., da Silva, F.T.F., Szklo, A., & Portugal-Pereira, J. (2019). Potential for biojet production from different biomass feedstocks and consolidated technological routes: a georeferencing and spatial analysis in Brazil. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 13(6), 1454–1475. <https://doi.org/10.1002/bbb.2041>
- Carvalho, F., Portugal-Pereira, J., Junginger, M., & Szklo, A. (2021). Biofuels for maritime transportation: A spatial, techno-economic, and logistic analysis in Brazil, Europe, South Africa, and the USA. *Energies*, 14(16), 4980. <https://doi.org/10.3390/en14164980>
- Energy Information Administration. (2022). *New York Harbor No. 2 Heating Oil Spot Price FOB EIA*. [https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EER\\_EPD2F\\_PF4\\_Y35NY\\_DPG&i=M](https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=EER_EPD2F_PF4_Y35NY_DPG&i=M)

- Freeman, C.J., Jones, S.B., Padmaperuma, A.B., Santosa, D.M., Valkenburg, C., & Shinn, J. (2013). *Initial Assessment of U.S. Refineries for Purposes of Potential Bio-Based Oil Insertions*. U.S. Department of Energy. <https://doi.org/10.2172/1097335>
- Gomes, J. R. (206 C.E.). *Processo para a hidroconversão de óleos vegetais*. Instituto Nacional da Propriedade Industrial.
- Guedes, F. P. D. C. (2015). *Avaliação de Alternativas para Redução do Uso Final de Energia no Setor de Refino de Petróleo Brasileiro e Estimativa de Custos de Abatimento de Emissões de Gases de Efeito Estufa*. [Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro]. [http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/guedes\\_fernanda.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/guedes_fernanda.pdf)
- Han, X., Wang, H., Zeng, Y., & Liu, J. (2020). Advancing the application of bio-oils by co-processing with petroleum intermediates: A review *Energy Conversion and Management: X*, 10, 100069. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100069>
- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. (2018). *Pesquisas Agropecuárias*. IBGE, Coordenação de Agropecuária. <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101552.pdf>
- International Energy Agency. (2021). *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector* IEA. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- International Energy Agency. (2021). *Oil 2021 - Analysis and forecast to 2026*. IEA. <https://www.iea.org/reports/oil-2021>
- International Energy Agency. (2021). *Renewables 2021 - Analysis and forecasts to 2026*. IEA. <https://www.iea.org/reports/renewables-2021>
- Maniatis, K., Heuvel, E., & Kalligero, S. (2017). *Building up the future, cost of biofuel* European Commission. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/13e27082-67a2-11e8-ab9c-01aa75ed71a1>
- Ministério de Minas e Energia. (2022). *MME reafirma o acerto da decisão do CNPE de manter o teor de biodiesel no diesel em 10% ao longo de 2022*MME. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-reafirma-o-acerto-da-decisao-do-cnpe-de-manter-o-teor-de-biodiesel-no-diesel-em-10-ao-longo-de-2022>
- Neste. (2020). *Neste Renewable Diesel Handbook*. Neste Corporation. [https://www.neste.com/sites/default/files/attachments/neste\\_renewable\\_diesel\\_handbook.pdf](https://www.neste.com/sites/default/files/attachments/neste_renewable_diesel_handbook.pdf)
- Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico, & Organização das Nações Unidas para a Alimentação e a Agricultura. (2019). *OECD-FAO Agricultural Outlook 2019-2028*. OECD-FAO. <https://doi.org/10.1787/19991142>
- Petrobras. (2020). *Relatório de Sustentabilidade*. Petrobras. <https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>
- Petrobras. (2020). *Concluímos testes para produção de diesel renovável* Petrobras. <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/concluimos-testes-para-producao-de-diesel-renovavel.htm>
- Pinho, A.R., De Almeida, M.B.B., Mendes, F.L., Ximenes, V.L., & Casavechia, L.C. (2015). Co-processing raw bio-oil and gasoil in an FCC Unit *Fuel Processing Technology*, 131, 159–166. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2014.11.008>
- Rana, B.S., Kumar, R., Tiwari, R., Kumar, R., Joshi, R.K., Garg, M.O., & Sinha, A.K. (2013). Transportation fuels from co-processing of waste vegetable oil and gas oil mixtures. *Biomass and Bioenergy*, 56, 43–52. <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2013.04.029>
- Rogelj, J., Shindell, D., Jiang, K., Fifita, S., Forster, P., Ginzburg, V., Handa, C., & et al. (2018). *Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development*. IPCC Special Report Global Warming of 1.5°C. [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/02/SR15\\_Chapter2\\_Low\\_Res.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/02/SR15_Chapter2_Low_Res.pdf)
- SEI, IISD, ODI, E3G, & UNEP. (2021). *The Production Gap Report 2021*. Stockholm Environment Institute. <http://productiongap.org/2021report>
- Szklo, A., Uller, V.C., & Bonfá, M.H.P. (2012). *Fundamentos do refino de petróleo: tecnologia e economia* (3rd ed.). Interciência.
- Tóth, C., Baladincz, P., & Hancsók, J. (2012). Production of bio gas oil containing diesel fuel with upgraded cold flow properties by co-processing *Chemical Engineering Transactions*, 29, 613–618. <https://doi.org/10.3303/CET1229103>
- Tagomori, I. (2017). *Potencial Técnico e Econômico para a Produção de Fischer-Tropsch Diesel a partir de Biomassa (FT-BTL) Associada à Captura de Carbono no Brasil* [Dissertação de mestrado]. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Tagomori, I., Rochedo, P.R.R., & Szklo, A. (2019). Techno-economic and georeferenced analysis of forestry residues-based Fischer-Tropsch diesel with carbon capture in Brazil. *Biomass and Bioenergy*, 123, 134–148. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.02.018>
- VanDyk, S., Su, J., Mcmillan, J.D., & Saddler, J. (2019). Potential synergies of drop-in biofuel production with further co-processing at oil refineries *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 13(3), 760–775. <https://doi.org/10.1002/bbb.1974>
- VanDyk, S., Su, J., Mcmillan, J.D., & Saddler, J. (2019). *Drop-in biofuels: The key role that co-processing will likely play in its production* IEA Bioenergy.
- VanDyk, S., & Saddler, J. (2021). *Progress in the commercialization of Biojet /Sustainable Aviation Fuels (SAF): Technologies, potential and challenges* IEA Bioenergy.
- Vertz, L., & Sayal, S. (2020). *Reduce, repurpose, reinvent: Long-term refinery outlook defined by diverging regional imperatives* IHS Markit. <https://ihsmarkit.com/research-analysis/reduce-repurpose-reinvent-longterm-refinery-outlook.html>
- Yáñez, E., Meerman, H., Ramírez, A., Castillo, E., & Faaij, A. (2021). Assessing bio-oil co-processing routes as CO<sub>2</sub> mitigation strategies in oil refineries *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 15(1), 305–333. <https://doi.org/10.1002/bbb.2163>